



ПРОТОКОЛ

№ 200

София, 31.10.2018 година

Днес, 31.10.2018 г. от 10:16 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 Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Проект на решение относно одобряване на бизнес план на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД за периода 2018 г. - 2022 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Ивайло Александров,
Юлиана Ангелова, Цветанка Камбурова,
Ели Алексиева и Ана Иванова

2. Проект на решение относно изменение на цените на електрическата енергия във връзка с изменение на цените на природния газ от 01.10.2018 г.

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

По т.1. Комисията, след като разгледа бизнес план за периода 2018-2029 г., представен от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД с писмо с вх. № Е-ЗЛР-Л-37 от 02.10.2017 г., доклад с вх. № Е-Дк-854 от 05.10.2018 г., както и след провеждане на открито заседание на 18.10.2017 г. установи следното:

ЕВН България Топлофикация“ ЕАД (ЕВН ТР) е титуляр на лицензия № Л-010-05 от 17.10.2000 г. за пренос на топлинна енергия на територия в град Пловдив, на лицензия № Л-011-03 от 17.10.2000 г. за производство на електрическа и топлинна енергия и лицензия № Л-012-02 от 17.10.2000 г за производство на топлинна енергия.

Със заявления с вх. № Е-ЗЛР-Л-37 от 10.08.2017 г. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД е поискало прекратяване на лицензия № Л-012-02 от 17.10.2000 г. за производство на топлинна енергия и на лицензия № Л-011-03 от 17.10.2000 г. за производство на електрическа и топлинна енергия, издаване на нова лицензия за производство електрическа и топлинна енергия с условие за изграждане на енергийни обекти и за издаване на разрешение за сключване на договор за заем, към което е приложило актуализиран бизнес план за периода 2017-2019 г.

На основание чл. 18, ал. 3, т. 7 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ) с писмо с изх. № Е-ЗЛР-Л-37 от 17.08.2017 г. от заявителя е поискано да представи бизнес план, в който да са посочени без ограничение: броят години, за които е съставен, като годината на издаване на лицензията да е посочена като нулева, планирани инвестиции, направени инвестиции до представяне на бизнес плана; прогнозни: структура на капитала, приходи и разходи, производствени и ремонтни програми и свързаните с тях разходи, възвращаемост на капитала, годишни парични потоци, продажби, цени.

С писмо с вх. № Е-ЗЛР-Л-37 от 02.10.2017 г. дружеството е представило бизнес план за периода 2018-2029 г. и финансов модел за калкулация на рентабилността на инвестицията в „Нови заместващи мощности за производство на гореща вода на територията на ОЦ „Пловдив Юг“ и ТЕЦ „Пловдив Север“.

С писма с вх. № Е-ЗЛР-Л-37 от 09.11.2017 г., № Е-ЗЛР-Л-37 от 24.08.2018 г. и № Е-ЗЛР-Л-37 от 05.09.2018 г. дружеството е представило допълнителна информация и пояснение към бизнес плана, както и актуализирани парични потоци към финансовия модел.

В съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 5, т. 3 от ЗЕ на 18.10.2018 г. е проведено открито заседание, на което Комисията е обсъдила доклада с представители на заявителя. От страна на дружеството не са направени устни бележки относно констатациите в доклада, както и не са постъпили писмени възражения.

При извършеното проучване на обстоятелствата по образуваната преписка е установено следното:

Представеният от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД (ЕВН ТР) бизнес план е съобразен с изискванията относно съдържанието, посочени в чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ, и включва:

- инвестиционна програма;
- производствена програма;
- ремонтна програма;
- социална програма за дейности и мероприятия със социална насоченост, регламентирани като задължителни с нормативни актове (Кодекс на труда и др.);
- прогнозна структура на капитала, приходи и разходи, възвръщаемост на капитала, годишни парични потоци, продажби, цени;
- прогнозни годишни финансови отчети.

Бизнес планът е разработен за периода 2018 г. - 2029 г., което не е в съответствие с изискването относно срока, посочено в чл. 13, ал. 1 от НЛДЕ.

1. ПРОИЗВОДСТВЕНА ПРОГРАМА

Дружеството планира средносрочното и дългосрочното развитие на генериращите мощности в ТЕЦ „Пловдив Север“ и ОЦ „Пловдив Юг“, като до 2019 г. е предвидено изграждането на заместващи мощности за производство на топлинна енергия на площадките на двете централи.

Бизнес планът е обвързан с графика на строителството на заместващите енергийни мощности, който е представен като отделно приложение към заявлението за издаване на нова

производствена лицензия, като е планирано изграждането и въвеждането в експлоатация на заместващите съоръжения на площадките на ОЦ „Пловдив Юг“ и ТЕЦ „Пловдив Север“ да се извърши до края на м. ноември 2019 г.

Производствената програма е разработена на база анализи на съществуващите тенденции през последните години, прогнозите за потреблението по видове потребители, очакваните технологични разходи по преноса на топлинна енергия, във връзка с отчетената температура на въздуха за гр. Пловдив, развитието на производствените мощности в централите, като е предвидено влиянието на планираните ремонтни дейности по генериращите съоръжения и топлопреносната мрежа.

1.1. Производство на топлинна енергия с гореща вода

Планирането на производството на топлинна енергия е извършено на база очакваната реализация, очакваните технологични разходи по преноса на топлинна енергия, като се отчитат следните фактори:

- Тенденция за намаляване на топлинните товари след 2011 г.;
- Свиване на пазара на топлинна енергия в разглеждания период до 2022 г., като се редуцира дялът на некомбинираното производство на топлинна енергия от ОЦ „Пловдив Юг“ спрямо общото производство на топлинна енергия от дружеството;
- Икономическа нецелесъобразност за ремонтване и поддържане на напълно амортизирани стари енергийни съоръжения;
- Новата когенерация и планираните за изграждане заместващи мощности ще покриват необходимия топлинен товар в целия работен диапазон с висока ефективност.

Прогнозното производство, технологични разходи и реализация на топлинна енергия за отопление, охлаждане и битово горещо водоснабдяване (БГВ) за гр. Пловдив през годините ще се изменя, както следва:

Година		По години:				
Показатели	Дименсия	2017	2018	2019	2020	2021
Производство	MWh	370 144.26	352 040.21	356 072.51	359 893.58	364 257.13
Технологични разходи	MWh	145 853.96	133 931.99	133 973.24	132 858.90	132 242.96
Технологични разходи	%	39.40	38.04	37.63	36.92	36.30
Реализация	MWh	224 290.30	218 108.22	222 099.26	227 034.68	232 014.16
		По години:				
Показатели	Дименсия	2022	2023	2024	2025	2026
Производство	MWh	367 805.05	377 000.17	386 425.18	396 085.81	405 987.95
Технологични разходи	MWh	131 931.57	129 292.94	126 707.08	124 172.94	121 689.48
Технологични разходи	%	35.87	34.30	32.79	31.35	29.97
Реализация	MWh	235 873.48	247 707.24	259 718.10	271 912.87	284 298.47
		По години				
Показатели	Дименсия	2027	2028	2029		
Производство	MWh	416 137.65	426 541.09	437 204.62		
Технологични разходи	MWh	119 255.69	116 870.58	114 533.16		
Технологични разходи	%	28.66	27.40	26.20		
Реализация	MWh	296 881.96	309 670.52	322 671.46		

Регулирането на топлинния товар ще се извършва в зависимост от външните температури и необходимостта от охладителен товар през летните месеци.

Разпределението на топлинните товари между когенерационните и водогрейните съоръжения цели:

- максимално ефективно използване на комбинираното производство на топлинна и електрическа енергия в дружеството;
- постигане на стабилен термо-хидравличен режим на топлопреносната мрежа, отговарящ на динамично променящите се потребности на гр. Пловдив от топлинна енергия за отопление и охлаждане;

- постигане на най-икономичен режим на работа на топлоснабдителната система.

Планира се като базова инсталация да се използва Когенерацията – целогодишно, с изключение на времето за планирани ремонти.

Инсталацията за комбинирано производство в ТЕЦ „Пловдив Север“ се очаква да бъде в експлоатация едновременно с Когенерацията през отоплителните сезони при трайно понижаване на външни температури под +2°C и общ необходим топлинен товар по топлопреносната мрежа над 80 MW. Годишната използваемост се предвижда да е около 1 700 h/годишно до изграждането на заместващите водогрейни котли, а през следващите години се очаква да бъде около 1 200 h/годишно.

При външни температури под -2°C, при недостатъчен напор в топлопреносната мрежа и влошаване на топлоснабдяването в най-отдалечените райони на града – едновременно с когенериращите инсталации в ТЕЦ „Пловдив Север“ се предвижда да се използват заместващите съоръжения за производство на топлинна енергия с гореща вода в ОЦ „Пловдив Юг“ и ТЕЦ „Пловдив Север“.

1.2. Производство на електрическа енергия

През целия период 2018 г. – 2029 г. се предвижда производството на електрическа енергия да е изцяло по комбиниран начин.

Инсталацията за комбинирано производство в ТЕЦ „Пловдив Север“ се планира да се експлоатира до 2022 г., на основание приета от Министерство на околната среда и водите (МОСВ) Декларация за освобождаване от задължението за спазване на НДЕ по чл. 5 от Наредбата за горивни инсталации, на основание глава четвърта „Временна дерогация“.

От 2022 г. за производството на електрическа енергия се планира в експлоатация да остане само инсталация Нова когенерация.

Прогнозното производство, собствените нужди и прогнозните продажби на електрическа енергия са както следва:

Показатели	Дименсия	По години:				
		2017	2018	2019	2020	2021
Производство	MWh	329	316	331	326	320
Собствени нужди	MWh	203.95	570.00	230.00	880.00	400.00
Собствени нужди	%	11 975.92	12 860.00	13 030.00	12 460.00	12 290.00
Собствени нужди	%	3.64	4.06	3.93	3.81	3.84
Реализация	MWh	317	303	318	314	308
в т.ч. неВЕКП нето	MWh	228.03	710.00	200.00	420.00	110.00
в т.ч. неВЕКП нето	MWh	18 495.72	16 071.80	17 537.33	16 827.61	15 035.25
Показатели	Дименсия	По години:				
		2022	2023	2024	2025	2026
Производство	MWh	312	308	314	304	322
Собствени нужди	MWh	900.00	910.00	480.00	520.00	680.00
Собствени нужди	MWh	10 860.00	10 725.11	10 922.19	10 455.60	10 999.48
Собствени нужди	%	3.47	3.47	3.47	3.43	3.41
Реализация	MWh	302	298	303	294	311
в т.ч. неВЕКП нето	MWh	040.00	184.89	557.81	064.40	680.52
в т.ч. неВЕКП нето	MWh	17 968.58	10 097.77	9 062.92	6 820.60	7 664.08
Показатели	Дименсия	По години:				
		2027	2028	2029		
Производство	MWh	326	336	331		
Собствени нужди	MWh	720.00	480.00	650.00		
Собствени нужди	MWh	11 066.41	11 255.27	10 948.12		
Собствени нужди	%	3.39	3.35	3.30		
Реализация	MWh	315	325	320		

		653.59	224.73	701.88		
в т.ч. неВЕКП нето	MWh	7 257.95	6 935.95	5 984.53		

Прогнозата за производство на електрическа енергия е разработена в съответствие на планираното натоварване на когенериращите мощности и предвидените ремонтни дейности.

Разходът на електроенергия за собствени нужди в абсолютна стойност за периода се предвижда да се увеличи.

Завишението е вследствие редуциране на разходите за закупена електрическа енергия за сметка на собственото производство на електроенергия.

Енергийна ефективност

В следващата таблица е представено сравнение на енергийната ефективност на производството на топлинна и електрическа енергия и енергийната ефективност на доставената енергия спрямо същите показатели, постигнати от ЕВН ТР през периода 2012 г. - 2016 г.

	ярка	012	013	014	015	016	017	018	019	020
ефективност на производството		9.60	9.72	0.72	9.97	0.59	0.72	0.35	0.64	0.79
ефективност до потребител		2.00	2.30	1.72	1.92	2.73	2.50	2.71	3.31	3.69
	ярка	021	022	023	024	025	026	027	028	029
ефективност на производството		1.22	1.74	2.88	3.13	3.80	3.59	3.74	3.83	4.23
ефективност до потребител		4.07	4.60	5.96	6.80	7.70	8.37	9.05	9.75	0.48

В резултат на предвидените ремонтни и инвестиционни мероприятия в топлоизточниците и по топлопреносните мрежи се очаква за периода на бизнес плана повишаване на ефективността в производството с около 2,2%, а при реализираната енергия с 5,9% спрямо периода до 2016 г.

2. ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА 2018 г. – 2029 г.,

Инвестиционната програма на ЕВН ТР е насочена към обновяване на съоръженията за комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия с технологии на най-съвременно ниво, предоставяне на услугата „централизирано топлоснабдяване“ на лицензионната територия, осигурявайки устойчиво развитие на населените места.

Инвестиционната програма е насочена към всички елементи, осигуряващи качествено и непрекъснато топлоснабдяване, услуги, ориентирани към клиента, съвременни начини за отчитане, фактуриране и заплащане на предоставяните услуги.

Основни инвестиции по съответните раздели на обобщената инвестиционна програма на ЕВН ТР за периода 2018 г. – 2029 г.

2.1. Инвестиции в ТЕЦ „Пловдив - Север“:

Като част от инвестиционната програма на дружеството, с цел оптимизация на производството и подобряване на технико-икономическите и екологични показатели на инсталацията, се предвижда заместване на съществуващ енергиен котел ПГ № 4, с нова инсталация за гореща вода, включваща три броя водогрейни котли с обща номинална топлинна мощност 57 MW. Инсталацията ще използва като основно гориво природен газ, а като резервно – промишлен газьол.

Инвестиционното намерение представлява подмяна на съществуващ енергиен котел –

ПГ № 4 с топлинна мощност 158 MW (предвиден за извеждане от експлоатация), с горивна инсталация от съвременен тип с по-добри технологични и екологични показатели.

Заместващата горивна инсталация ще бъде присъединена към съществуващия промишлен газопровод, с нова връзка, изградена в границите на площадката на ТЕЦ „Пловдив – Север“.

Заместващата котелна инсталация за гореща вода е проектирана да покрива съвременните критерии за висока ефективност при производство на топлинна енергия, както и да изпълнява изискванията по отношение на емисионните норми на въздушни замърсители. За целта котлите ще бъдат оборудвани с комбинирани нискоемисионни горелки, с възможност да работят на природен газ или промишлен газбъл.

2.2. Инвестиции в ОЦ „Пловдив Юг“:

Като част от инвестиционната програма на дружеството и с цел подобряване на технико-икономическите и екологични показатели на инсталацията, се предвижда изграждането на заместваща мощност за производство на гореща вода с обща номинална топлинна мощност – 38 MW.

Заместващите съоръжения ще служат за покриване на върхови товари при нужда от по-големи топлинни мощности в топлопреносната мрежа, които не могат да бъдат обезпечени от ТЕЦ „Пловдив Север“, както и за допълнително захранване на топлопреносната мрежа в гр. Пловдив.

Избрана е схема с два броя водогрейни котли с номинална мощност от 19 MW всеки (38 MW обща мощност). Инсталацията ще използва като основно гориво – природен газ, а като резервно – промишлен газбъл.

Инвестиционното предложение представлява подмяна на вече изведени от експлоатация енергийни съоръжения – ВК 1, ПК 5, ПК 6 и КМ 1 (с обща мощност 75 MW), с горивна инсталация от съвременен тип с по-добри технологични и екологични показатели.

Заместващите съоръжения ще бъдат разположени в границите на площадката на ОЦ „Пловдив Юг“.

2.3. Реконструкция на помпена станция „Марица“:

Помпена станция „Марица“ (ПС „Марица“) е единственият източник на сурова вода за технологични нужди за площадката на ТЕЦ „Пловдив Север“, на която се намират двете основни производствени мощности на дружеството, съответно Нова Когенерация и ТЕЦ „Пловдив Север“.

ПС „Марица“ се намира на левия бряг на р. Марица, на около 4,5 км от ТЕЦ Пловдив. Подаването на сурова вода се извършва по два подземно положени технически тръбопровода с Двн. = 426 x 5 mm.

Към момента състоянието на площадката и съоръженията налага основни ремонтни дейности, както и изпълнение на други допълващи дейности съгласно указанията относно система за мерки, способности и средства за физическа сигурност на ДАНС след класифицирането на „ПС Марица“ според „Постановление № 181 на Министерски съвет от 20.07.2009 г. за определяне на стратегическите обекти и дейности, които са от значение за националната сигурност като стратегически обект/зона от национално значение.

С основна цел – гарантиране на безопасна и безаварийна работа на съоръженията за енергопроизводство, е планирано развитие на площадката на ПС „Марица“ с предвидена цялостна рехабилитация настройките, съоръженията и прилежащите мрежи, пътни зони и огради до степен, отговаряща на съвременните изисквания за нормална и безопасна експлоатация.

Прогнозна стойност на проекта: 800 хил. лв.

Планирана година за изпълнение: 2018 г., 2019 г., 2020 г., 2021 г.

2.4. Планова рехабилитация на парна турбина:

Съгласно плана за поддръжка на турбината от завода-производител за периода се предвижда планово да бъдат подменени или рехабилитирани следните компоненти на турбината: лагери, стопорен клапан, регулиращ клапан, възбудител на генератора, предпазен

блок.

Прогнозна стойност на проекта: 3 200 хил. лв.

2.5. Планова рехабилитация на газова турбина:

Съгласно плана за поддръжка на турбината от завода-производител за периода се предвижда планово да бъдат подменени или рехабилитирани следните компоненти на турбината: горелки; горивна камера; първо и второ силово стъпало на компресора на газовата турбина; спомагателни съоръжения на горивната уредба на турбината; лагери на турбината.

Прогнозна стойност на проекта: 17 100 хил. лв.

2.6. Планирано е развитие на топлопреносната мрежа в следните области:

„ЕВН България Топлофикация“ ЕАД извършва своята лицензионна дейност, като стопанисва и обслужва над 170 km топлопреносна мрежа и 1200 абонатни станции (АС). Топлопреносната мрежа е в експлоатация от над 30 години и по нея е извършвана само частична рехабилитация на мрежа и АС, без цялостна подмяна на съоръженията.

2.6.1. Развитие и изграждане на нова топлофикационната мрежа

Район „Център“ и Район „Източен“

- Изграждане на допълнителна връзка между северните квартали на гр. Пловдив с район Тракия – разпределителен топлопровод DN500 между кръстовището на бул. „Васил Априлов“ и бул. „Шести септември“ и кръстовището на бул. „Санкт Петербург“. Трасето е с дължина близо 4 km. Освен за предоставяне на по-сигурно топлоснабдяване на гр. Пловдив, връзката ще осигури и възможността за съгъстяване на мрежата в централните райони на града. Проектът ще се реализира съвместно с Община Пловдив при рехабилитация на основните булеварди.

Прогнозна стойност на проекта: 8 800 хил. лв.

Планиран период за изпълнение: 2023 г. - 2027 г.

- Изграждане на нов разпределителен и присъединителни топлопроводи на нов жилищен комплекс в кв. „Каменица“ с диаметри DN 150 и DN 100 от съществуващ топлопровод по ул. „Марин Дринов“. Топлопроводите се предвижда да се изпълнят по безканална технология с предварително изолирани тръби.

Планирана година за изпълнение: 2019 г., 2020 г.

Разпределителни, присъединителни топлопроводи и АС за сградите на УМБАЛ „Свети Георги“ – база 1 и Медицински университет на бул. „Васил Априлов“ №15а. Обектът включва изграждане на повече от 1 200 m нова мрежа в двора на бившето ВМИ и 14 броя АС за включване към централно топлоснабдяване. Строително-монтажните дейности са предвидени да се изпълняват на два етапа, които са разделени на пет участъка под наблюдението на археолози от Регионален археологически музей - Пловдив. Прогнозна стойност на проекта: 1 700 хил. лв.

Планирани години за изпълнение: 2018 г., 2019 г.

Район „Смирненски“

Перспективите за развитие на топлопреносна мрежа на територията на район „Западен“ в гр. Пловдив се основават на идентифицираните, вече съществуващи големи търговски центрове, болници и новостроящи се и бъдещи обекти, както следва:

- Изграждане на разпределителен топлопровод по „Пещерско шосе“ DN 400 mm до бъдещ квартал „Смирненски 4“ и „Смирненски 3“ за топлозахранване на жилищен комплекс - 16 MW; 1 100 апартамента; 3 750 жители (РЗП 150 000 m²), очакван период за присъединяване: 2023 г. - 2029 г.

- Изграждане на разпределителната мрежа за топлоснабдяване на жилищен комплекс „Доверие“, РЗП 12000 m², офиси, 400 апартамента и детски заведения.

- УМБАЛ „Св. Георги“ – 7.0 MW, МОЛ „Пловдив“ – 4,0 MW, Болница „Каспела“ – 0.5 MW

- Квартал „Отдых и Култура“ за топлозахранване на жилищен комплекс, бизнес сгради и детски заведения - 19.5 MW; 2 500 апартамента, 8 300 жители; очаквана прогноза за присъединяване: 2019 г. - 2023 г.

- Изграждане на присъединителни топлопроводи за детски заведения: Детска градина „Дружба“, Детска ясла „ Даря” и Домашен соц. Патронаж, Дом за стари хора.

Посочените срокове са прогнозни в предвид информацията и данни от Община Пловдив и темпа на демографско развитието на район „Смирненски“.

Планирани години за изпълнение: от 2018 г. до 2029 г.

Район „Гладно поле“

В този район е изграден нов магистрален топлопровод до МОЛ „Галерия“ с диаметър DN 350, който е предвиден да захранва бъдещите обекти във кв. „Гладно поле“. Предвижда се застрояване на нов квартал с площ 55 ха. Проектът включва топлоснабдяване на жилищни и обществени сгради с РЗП 600 000 m².

Прогнозна стойност на проекта: 1 500 хил. лв.

Планирани години за изпълнение: 2018 г. - 2029 г.

Район около многофункционална спортна зала „Колодрум“

За присъединяване на потенциални топлинни консуматори, в новостроящ се жилищен комплекс „Колодрума“, е предвидено изграждане на присъединителни топлопроводи, с размери DN 100, 65, 50, 40, с обща дължина L = 446 m. Необходимата топлинна мощност за комплекса е 2 MW. Присъединителните трасета ще се свържат към съществуващ разпределителен тръбопровод от бул. „Д. Менделеев“, с диаметър DN 250. В района се предвижда топлоснабдяване на бъдещите сгради „Скай билдинг“ и съществуващите сгради на Аграрен университет.

Прогнозна стойност на проекта: 1 500 хил. лв.

Планирани години за изпълнение: 2021 г., 2022 г., 2023 г.

2.6.2. Рехабилитация на магистрални и разпределителни топлопроводи

Рехабилитация на топлопроводи – подобряване на услугата централизирано топлоснабдяване чрез подмяна на стари топлопроводи, положени в бетонни корита по нова технология с предварително изолирани тръби. Намаляват се топлинните загуби от топлопренос, осигурява се по-надеждно и по-сигурно топлоснабдяване. Предвидена е подмяна на над 10 km разпределителни и присъединителни топлопроводни трасета. Рехабилитации на топлопроводните трасета ще бъде съобразена с намеренията и възможностите при съвместното изпълнение на строителните дейности при основните общинските ремонти на булевардите и улиците в гр. Пловдив. Планираните рехабилитации са както следва:

- I-ва Градска магистрала DN 1000 mm, DN 700 mm, ще бъдат подменени компенсатори, спирателна арматура и частично подменена топлинна изолация;
- Разпределителен топлопровод DN 300 по бул. „6-ти септември“ от ул. „Копривщица“ до ул. „Акация“;
- Разпределителен топлопровод DN 400 по ул. „Радко Димитриев“ от бул. „Освобождение“ до ул. „Лев Толстой“;
- Разпределителен топлопровод DN 200 до Окръжна болница;
- Разпределителен топлопровод DN 200 до А-13, ж.р. Тракия;
- Разпределителен топлопровод DN 400 по бул. „Менделеев“ ;
- Магистрален топлопровод DN 500 по ул. „Правда“ ;
- Подмяна на 140 броя компенсатори по топлопреносната мрежа DN1000-DN150

Планиран период за изпълнение: от 2018 г. до 2029 г.

С вложените инвестиции „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД ще подобри качеството на предоставяните услуги за да удовлетвори критериите за сигурност на топлоснабдяването на клиенти.

2.6.3. Рехабилитация на абонатни станции (АС)

Подмяна на физически и морално остарели КиП и А съоръжения в АС, с цел подобряване ефективността на работа на АС, намаляване на технологичните загуби и повишаване топлинния комфорт на клиентите.

Планиран период за изпълнение: от 2018 г. до 2022 г.

2.6.4. Дистанционно управление на АС – Ще се изгради система за дистанционно управление на АС в около 1200 АС.

Планиран период за изпълнение: от 2018 г. до 2022 г.

6.5. Управление и наблюдение на мрежата

За осигуряването на икономичен и ефективен диспечинг от операторите на топлопреносната мрежа е необходимо еднозначно определяне на термодинамичното състояние на топлоносителя в дадена точка, т.е. са необходими измервания на следните термодинамични параметри:

- температура на флуида в топлопреносната мрежа
- налягане на флуида в топлопреносната мрежа
- масов/обемн разход на топлоносител

Тези измервания ще осигурят необходимият минимум от данни (в реално време и ретроспективни) за анализ и оптимизация на процесите протичащи в голяма, разпределена в пространство хидравлична система за пренос и разпределение на топлина енергия и вземане на информирани управленски решения за реализация на оптимална структура (превключвания по мрежата) и режимни параметри в условията на случайни фактори (климат, аварии, поведение на консуматорите).

ЕВН БЪЛГАРИЯ ТОПЛОФИКАЦИЯ		ИНВЕСТИЦИОННА ПРОГРАМА – лв.											
		План 2018	План 2019	План 2020	План 2021	План 2022	План 2023	План 2024	План 2025	План 2026	План 2027	План 2028	План 2029
1.	Топло(електро)централи и Когенерационни съоръжния	7 208 196	2 634 559	10 670 960	4 437 161	5 157 000	4 000 000	3 000 000	5 520 494	4 000 000	3 900 000	3 510 000	3 159 000
1.1.	ТЕЦ Север	285 956	1 204 405	5 754 513	3 685 840	0							
1.2.	Отоплителна централа "Юг"	230 470	945 000	4 766 555	558 000	1 432 571							
1.3.	Нова когенерация	6 691 770	485 154	149 892	193 321	3 724 429							
2.	Топлофикационни мрежи	6 287 762	10 782 403	3 475 728	7 873 216	9 222 850	7 146 138	7 146 138	7 146 138	7 146 138	6 986 243	6 636 931	6 305 084
2.1.	Топлофикационни мрежи	5 438 564	9 256 803	916 828	5 699 866	8 266 500							
2.2.	Охлаждане	0	600 000	1 600 000	1 200 000								
2.3.	Изкупуване на топлофикационни съоръжения	167	10 000	10 000	10 000	10 000							
2.4.	Измервателни уреди	102 368	233 600	265 900	278 350	278 350							
2.5.	Абонатни станции	713 270	682 000	683 000	685 000	668 000							
2.6.	Инструментална екипировка	33 393	0										
3.	Обща инфраструктура	370 823	270 000	265 000	235 000	235 000	185 000	185 000	185 000	185 000	185 000	185 000	185 000
3.1.	Хардуер и софтуер	280 826	220 000	215 000	185 000	185 000							
3.2.	Средства за електрозащита	0	0	0	0	0							
3.3.	Техническа инфраструктура	89 997	50 000	50 000	50 000	50 000							
Сума:		13 866 781	13 686 962	14 411 688	12 545 377	14 614 850	11 331 138	10 331 138	12 851 632	11 331 138	11 071 243	10 331 931	9 649 084

3. РЕМОНТНА ПРОГРАМА 2018 г. – 2029 г.

Обемът на ремонтните работи е определен на база водената техническа документация, диагностика и оценка за състоянието на съоръженията при предхождащ ремонт и по време на експлоатацията им като са спазени изискванията на Наредбата за организацията на техническото обслужване и ремонта на енергийните машини, съоръжения и сгради на енергопроизводствените предприятия в РБ, Правилниците за безопасността на труда при работа по неелектрически машини и електрически уредби и съоръжения, Наредбата за техническа експлоатация на електрическите централи и мрежи (НТЕЕЦМ).

Планирани ремонти през периода 2018 г. – 2029 г.

„ЕВН Топлофикация“ ЕАД		България	Ремонтна програма – лв.				
			План 2018 г.	План 2019 г.	План 2020 г.	План 2021 г.	План 2022 г.
Топло(електро)централи и Когенерационни съоръжения			1 850 736	440 119	337 592	363 111	447 981
1.1.	ТЕЦ Север		80 899	34 686	0	0	0
1.2.	Отоплителна централа "Юг"		0	0	0	0	0
1.3.	Нова когенерация		1 769 837	405 433	337 592	363 111	447 981
Топлофикационни мрежи			55 161	74 000	75 000	75 000	75 000
2.1.	Топлофикационни мрежи						
2.2.	Абонатни станции		55 161	74 000	75 000	75 000	75 000
Обща инфраструктура			111 284	65 000	115 000	50 000	0
3.1.	Околна среда						
3.2.	Техническа инфраструктура		111 284	65 000	115 000	50 000	0
Сума:			2 017 181	579 119	527 592	488 111	522 981
За периода от 2023 г. до 2029 г. планираните разходи за ремонт през всяка от посочените година се очаква да бъдат в размер на 522 981 лв.							

Основните позиции по съответните раздели на обобщената ремонтна програма на ЕВН ТР за периода от 2018 г. до 2029 г. са:

1. Ремонтна програма в ТЕЦ „Пловдив Север“:

Ремонт на турбогенератор № 2:

Очаква се през 2018 г. да се направи пълна профилактика на смазочната система на турбината. Планираните основни дейности са:

- Демонтаж, ремонт и инсталиране на хидравлични цилиндри на регулиращи клапани;
- Подмяна на смазочното масло на турбината с ново.;
- Настройка на регулиращи клапани;
- Изпробване на системата за защита на турбината;

Прогнозна стойност на проекта: 80 хил. лв.

Планирана година за изпълнение: 2018 г.

2. Ремонтна програма за ОЦ „Пловдив Юг“:

Планираните средства за ремонт са минимални и отразяват само необходимо

присъщия разход по години за осигуряване на нормалната експлоатация на съоръженията за производства на топлинна енергия.

3. Ремонтна програма за Нова когенерация:

3.1. Обследване и ремонт на парна турбина:

Предвидени са планови проверки за състоянието на турбината на всеки 10 000 работни часа. Планираните средства са за следните разходи:

- Диагностика на състоянието на турбината;
- Подмяна на уплътнения по маслената система на турбината, редуктора и генератора;
- Подмяна на измервателни сензори по турбината и генератора;
- Проверка на настройките на регулиращия клапан;
- Проверка на бързодействието и плътността на отсекателния клапан на турбината;
- Проверка на защитния блок на турбината;
- Демонтаж и монтаж на съединителите ;
- Демонтаж и монтаж на корпусите на турбината, генератора и редуктора;

Прогнозна стойност на проекта: 757 хил. лв.

Планиран период за изпълнение: 2018 г. – 2022 г. (Съгласно позиция 1.3.)

3.2. Обследване и ремонт на газовата турбина:

Предвидени са планови проверки за състоянието на турбината на всеки 10 000 работни часа. Планираните средства са за следните разходи:

- Годишни абонаментни такси;
- Обследване на състоянието на турбината, редуктора и генератора;
- Подмяна на спомагателни резервни части съгласно инструкциите за поддръжка на производителя;
- Проверка и настройка на системата за управление на турбината;
- Проверка на системата за безопасност на турбината;
- Демонтаж и монтаж на корпусите на турбината;

Прогнозна стойност на проекта: 2 421 хил. лв.

Планиран период за изпълнение: 2018 г. - 2022 г.

4. СОЦИАЛНА ПРОГРАМА 2018 г. – 2029 г.

Социалната програма на дружеството е насочена към изпълнение на ангажиментите на дружеството спрямо персонала съгласно нормативните документи и Колективния трудов договор.

Дружеството осигурява изпълнение на всички задължителни плащания, свързани със социалното и здравно осигуряване на работещите, на задължителните добавки и доплащания съгласно нормативните документи, както и на следните допълнителни придобивки със социална насоченост:

- Допълнително доброволно пенсионно осигуряване съгласно постигнатата договореност в Колективния трудов договор;
- Допълнителна рискова застраховка за персонала;
- Допълнителна здравна застраховка;
- Ваучери за храна;
- Еднократна помощ при продължително боледуване и висока степен на нетрудоспособност съгласно Колективния трудов договор;
- Социално подпомагане на материално затруднени служители;
- Суми за почивка и посрещане на Коледни и Великденски празници;
- Спортни и културни мероприятия

Прогнозните разходи за социални дейности за 2018 г. са 317 хил. лв.

Планът за социални разходи за всяка година от настоящия бизнес план ще се приема от Общо събрание на пълномощниците и може да се актуализира в съответствие с конкретните социално-икономически условия и достигнатите договорености между социалните партньори.

III. Финансови аспекти

1. Постигнати финансови резултати през 2017 г.

Във връзка с новия ценови период 01.07.2018 г. – 30.06.2019 г. е извършен регулаторен преглед на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, включващ анализ и оценка на общото финансово състояние на дружествата към края на 2017 г. на база на годишните финансови отчети и представените допълнителни справки и пояснения относно прилагането на Единната система за счетоводно отчитане (ЕССО) за целите на регулирането. Индивидуалните констатации относно прегледа на отчетните технико-икономически и финансови резултати са показани в синтезиран вид за всяко от дружествата в сектор „Топлоенергетика“ в доклад № Е-Дк-471 от 18.05.2018 г.

За 2017 г. „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД отчита отрицателна стойност на общия всеобхватен доход в размер на 36 850 хил. лв., формиран от загуба в размер на 36 734 хил. лв. и отрицателна стойност на преоценки на задължение по планове с дефинирани доходи, в размер на 116 хил. лв. За предходната година общият всеобхватен доход също е отрицателен, в размер на 50 852 хил. лв., формиран от загуба в размер на 50 780 хил. лв., и отрицателна стойност на преоценки на задължение по планове с дефинирани доходи в размер на 72 хил. лв.

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

- Нетните приходи от продажби на електрическа и топлинна енергия и услуги за 2017 г. намаляват спрямо предходната година с 0,63%;
- Общите разходи от оперативната дейност намаляват с 13,55%.

Дружеството и през 2017 г. е извършило обезценка на активи в размер на 46 890 хил. лв., с която стойност са завишени разходите и е довело до отрицателен финансов резултат загуба от оперативната дейност в размер на 40 326 хил. лв.

Общата стойност на нетекущите активи е намалена от 108 434 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 71 004 хил. лв. към 31.12.2017 г., което се дължи на извършената обезценка.

Текущите активи бележат ръст от 18 240 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 20 222 хил. лв. към 31.12.2017 г. в резултат на ръст на паричните наличности.

Дългосрочните пасиви на дружеството са увеличени на 20 046 хил. лв. от 18 238 хил. лв. към 31.12.2016 г. в резултат на увеличената стойност на провизиите /за възстановяване на околната среда, достъп до чужди уредби и съоръжения, за съдебни задължения, за демонтаж когенерация и за ликвидирани активи/.

Краткосрочните пасиви са намалени от 29 361 хил. лв. към 31.12.2016 г. на 28 955 хил. лв. към 31.12.2017 г., в резултат на намалените търговски задължения.

Коефициентът на обща ликвидност за 2017 г. (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) в размер на 0,70 е подобрен спрямо 2016 г., когато е 0,62 и показва, че дружеството все още не разполага с достатъчно свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

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

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви за текущата година е 0,86 и показва, че дружеството не разполага с достатъчно собствени средства да обслужва дългосрочните и краткосрочните си задължения.

Финансовата структура на дружеството в края на 2017 г. е 46% собствен

капитал и 54% привлечени средства, а в края на 2016 г. е 62% собствен капитал и 38% привлечени средства.

Дружеството е представило към годишния финансов отчет за 2017 г. справки по ЕССО за целите на регулирането в съответствие с изискванията на чл. 37, ал. 3 от ЗЕ. От представената информация е видно, че през 2017 г. приходите от дейността, спрямо предходната година са намалени с 360 хил. лв., докато приходите от продажба на топлинна енергия са нараснали с 1 280 хил. лв.

2. Прогнозни финансови резултати в бизнес план 2018 г. – 2029 г.

Бизнес планът за периода 2018 г. – 2029 г. обхваща период, включен в одобрения с Решение № БП-1 от 18.01.2017 г. на КЕВР бизнес план 2015 г. – 2019 г. Във връзка с планираното от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД средносрочно и дългосрочно развитие на генериращите мощности в ТЕЦ „Пловдив Север“ и ОЦ „Пловдив Юг“ и предвидените инвестиции в периода 2017 г. - 2019 г. в размер на 16,4 млн. лв. за изграждане на заместващи мощности за производство на топлинна енергия, като стойностите за 2018 г. и 2019 г. са актуализирани.

Съгласно прогнозния отчет за доходите за лицензионната дейност за периода на бизнес плана 2018 г. – 2029 г. дружеството прогнозира подобряване на финансовия резултат от осъществяване на дейността и да реализира нарастваща доходност.

Приходите от продажби са формирани при количества в съответствие с производствената програма и продажни цени, калкулирани в съответствие с прогнозната цена на природния газ, така че полученият брутен марж да покрие необходимите условно-постоянни разходи на дружеството и да гарантира възвръщаемост на инвестирания капитал.

При така заложените от дружеството ценови параметри се очаква брутният марж да се движи в порядъка 32-50% от очакваните приходи от продажба, като достигне 41 252 хил. лв. през 2029 г.

Дружеството посочва, че структурата на разходите за дейността е прогнозирана при отчитане на факторите, пряко влияещи върху тях, като: състояние на дълготрайните материални активи, инвестиционна политика, развитие на човешките ресурси, подобряване качеството на извършваните дейности и обслужването на потребителите и очакваните проценти на инфлация, които са прогнозирани, както следва: в 2018 г. - 1,5%; 2019 г. - 1,7%; 2020 г. - 1,8% и от 2021 г. до края на 2029 г. - 2%.

Разходите за горива за производство са в съответствие с производствената програма при цена съобразена с очакваното развитие на международните енергийни пазари, като за база на калкулацията са използвани пазарни проучвания.

Разходите за материали за ремонт са обвързани с ремонтната програма на дружеството за периода до края на 2029 г. Другите разходи за материали, чиито дял е незначителен са прогнозирани с ръст, съответстващ на очаквания процент на инфлация. Разходите за външни услуги обхващат: разходи за външни услуги за ремонт в съответствие с ремонтната програма на дружеството и други външни услуги, които в отделните години на бизнес плана са индексирани с очаквания процент на инфлация. Разходите за възнаграждение на персонала се запазват сравнително стабилни, като се планира да се изменят съгласно очакванията на мениджмънта за развитие на човешките ресурси. Разходите за осигуровки и социални надбавки са съобразени с нормативните изисквания и социалната програма на дружеството.

В позиция „други разходи“ са включени оценки на рисковете за обезценка и отписване на несъбираеми вземания, а също така и оценки за други очаквани задължения на дружеството.

Разходите за амортизации постепенно нарастват в резултат на въвеждането в експлоатация на нови нетекущи активи от изпълнението на инвестиционните програми.

Дружеството не предвижда разходи за обезценка на материалните запаси в периода на бизнес плана, вследствие на провежданата политика за тяхното ефективно управление.

Ценова рамка при изготвяне на прогнозата за цени на предоставяните услуги от „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД в годините на бизнес плана

Разработката на тарифната структура на цените е извършена съобразно Указанията за прилагане на Наредбите за регулиране на цените на топлинната и електрическа енергия, спазвайки следните принципи: разходно-ориентирани цени, оптимален размер на разчетените разходи, отчитане на планираните инвестиции в нови производствени мощности и развитие на топлопреносната мрежа.

Прогнозните цени на топлинната енергия и на електрическата енергия отразяват очакваното развитие на цените на природния газ на международните пазари. Като база в калкулацията на цените е използвана цена на природния газ, одобрена от КЕВР, в сила от 01.07.2018 г.

За прогнозата на цените дружеството е приложило за всички години от бизнес плана норма на възвръщаемост на собствения капитал преди данъци в размер на 9,18%. Дружеството заявява, че в цените са заложили пълните разходи за CO₂ квоти, както и разходите за балансиране.

Прогнозна структура на капитала в периода на бизнес план 2018 г. - 2029 г.

Дълготрайните активи нарастват с 65,31% от 82 960 хил. лв. през 2018 г. на 137 143 хил. лв. в края на 2029 г. в резултат на предвидените инвестиции, насочени предимно в изграждане на заместващи мощности за производство на топлинна енергия, както и в разширения и рехабилитация на съществуващата и изграждане на нова топлопреносна мрежа.

Краткотрайните активи също нарастват от 13 717 хил. лв. за 2018 г. на 101 932 хил. лв. в 2029 г., като дружеството прогнозира материалните запаси да се запазят относително постоянни, вземанията от клиенти постепенно да се стабилизират в резултат на провежданите мероприятия за повишаване на събираемостта, а паричните средства да се движат в зависимост от конкретната необходимост от оборотни средства за обслужване на задълженията, включително и погасяване на предоставеният дългосрочния кредит от ЕВН АГ за финансиране на изграждането на заместващи мощности за производство на топлинна енергия.

Дългосрочните задължения в периода на бизнес плана са с тенденция за намаляване, като от 22 366 хил. лв. през 2018 г. намаляват на 16 302 хил. лв. в 2029 г. и се състоят основно от дългосрочни провизии, които се дължат главно на оценки на риска за дружеството и задълженията по дългосрочния кредит от ЕВН АГ. Краткосрочните задължения също намаляват от 33 101 хил. лв. за 2018 г. на 9 816 хил. лв. за 2029 г. и се състоят основно от задължения към доставчиците, задължения към дружествата на концерна и от краткосрочни провизии.

Собственият капитал на дружеството се увеличава от 41 210 хил. лв. през 2018 г. на 212 957 хил. лв. в 2029 г., в резултат на прогнозираните положителни нетни финансови резултати, вследствие на което структурата на пасива в разглеждания период се изменя, както следва: за 2018 г. 43% собствен капитал и 57% привлечен капитал, докато в края на 2029 г. структурата на пасива е 89% собствен капитал и 11% привлечен капитал.

Предвид изложеното финансовите показатели, изчислени на база прогнозна балансова структура в периода 2018 г. – 2029 г., показват, че дружеството в периода подобрява общата ликвидност и ще разполага със собствени оборотни средства, с които да обслужва текущите си задължения, както и е в състояние да обезпечи обслужването на задълженията си със собствен финансов ресурс.

Въз основа на направения анализ на параметрите в бизнес плана може да се

направи извод, че заложените прогнозни финансови резултати от дейността за всяка година определят положителни тенденции относно финансовото развитие на лицензионните дейности за целият период на бизнес плана.

Изказвания по т.1:

Докладва Ю. Ангелова. Тя обърна внимание, че бизнес планът е изготвен за по-голям период, но съгласно НЛДЕ Комисията може да одобри такъв до 5 г. Затова в случая се одобрява бизнес план за периода 2018 г. – 2022 г. Няма възражения от откритото заседание.

Ю. Ангелова прочете:

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката и чл. 49, ал. 2, т. 3 и чл. 18, ал. 3, т. 7 от Наредба № 3 за лицензиране на дейностите в енергетиката

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

Р Е Ш И:

ОДОБРЯВА на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД бизнес план за периода 2018 г. - 2022 г., който става приложение № 3 към лицензия № Л-506-03 от 31.10.2018 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“, с условия за изграждане на енергийни обекти.

И. Н. Иванов даде думата за изказвания.

А. Йорданов каза, че във връзка с решенията, които Комисията е взела преди малко, по отношение на издаване на лицензията и бизнес плана, в подзаконовата уредба има заложен един парадокс. Ако се извади решението за издаване на лицензия, ще се види, че част от мотивите в това решение са въз основа на анализа на представения бизнес план и очакванията за неговото изпълнение. Издава се лицензията въз основа на бизнес план, който не е одобрен. Впоследствие се одобрява бизнес план, който пък е приложение и неразделна част от лицензията. Йорданов мисли, че тези въпроси (не в конкретния случай, но по принцип) трябва чисто процесуално и процедурно да се изчистят, защото наистина е парадоксално.

Ю. Ангелова отговори, че в случая работната група е изисквала да се изготви такъв бизнес план, който да бъде обвързан с финансовия модел. Най-вече на работната група ѝ е било необходимо да направи анализ на паричните потоци. Те са били във връзка с третото искане на заявителя за заема, който се отпуска. При всички случаи, когато „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД изгради новите обекти, със заявлението за даване на разрешение за започване на лицензионната дейност чрез новите обекти представя актуализиран бизнес план. Защото за бъдещ период от 25 г. не е възможно да се направи реалистична прогноза. Затова петгодишният план, който ще бъде предоставен след изграждането на обекта, ще бъде актуализираният сега в момента, който е пак на прогнозна основа. Заради паричните потоци и било основно...

А. Йорданов каза, че разбира това пояснение. Той се надява, че всеки път работната група изследва паричните потоци и бизнес плана при искане за издаване на лицензия (не само в този случай), но въпреки всичко това не отменя основната констатация – в решението за издаване на лицензията част от мотивите са всъщност преценка на заложените в бизнес плана параметри. А. Йорданов благодари за обстоятелственото пояснение.

И. Н. Иванов установи, че няма други изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 и ал. 3 от Закона за енергетиката и чл. 49, ал. 2, т. 3 и чл. 18, ал. 3, т. 7 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

ОДОБРЯВА на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД бизнес план за периода 2018 г. - 2022 г., който става приложение № 3 към лицензия № Л-506-03 от 31.10.2018 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“, с условия за изграждане на енергийни обекти.

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

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

По т.2. Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-780 от 14.09.2018 г., както и събраните данни и доказателства от проведените на 26.09.2018 г. открито заседание и на 09.10.2018 г. обществено обсъждане, установи следното:

Със Заповед № 3-Е-128 от 14.09.2018 г. на председателя на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е сформирана работна група, която да анализира необходимостта от изменение на цените на електрическата енергия, утвърдени с решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., с оглед подаденото от „Булгаргаз“ ЕАД заявление с вх. № Е-15-20-32#2 от 10.09.2018 г. Резултатите от извършения анализ са отразени в доклад с вх. № Е-Дк-780 от 14.09.2018 г., който е приет от КЕВР с решение по Протокол № 164 от 19.09.2018 г., т. 2. В изпълнение на разпоредбата на чл. 13, ал. 5, т. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) е проведено открито заседание на 26.09.2018 г. С решение по Протокол № 175 от 01.10.2018 г., т. 1 Комисията е приела проект на решение за изменение на цените на електрическата енергия във връзка с изменение на цените на природния газ от 01.10.2018 г., който е подложен на обществено обсъждане на 09.10.2018 г. по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведените открито заседание и обществено обсъждане не са постъпили становища и възражения от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и заинтересовани лица.

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

С Решение № Ц-14 от 28.09.2018 г. КЕВР е утвърдила, считано от 01.10.2018 г., пределна цена, по която общественият доставчик продава природен газ на крайните снабдителни на природен газ и на клиентите, присъединени към газопреносната мрежа, в размер на 456,65 лв./1000 нм³ или 43,28 лв./MWh (без акциз и ДДС). Последното, от своя страна, съставлява увеличение на цената на природния газ с 13,89% на 1000 нм³.

С Решение № Ц-15 от 01.10.2018 г. КЕВР е утвърдила, считано от 01.10.2018 г., изменение на преференциалните цени и премиите за електрическата енергия, произведена по високоефективен комбиниран начин от централи с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия на дружествата от сектор „Топлоенергетика“, които

използват за основно гориво природен газ, предвид разпоредбата на чл. 38, ал. 1 от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ).

Съгласно чл. 38а от НРЦЕЕ, в случай че изменението на цените по чл. 38, ал. 1 от същата наредба, съответно на премията на енергийните предприятия, ще окаже влияние върху цената за задължения към обществото, съответно върху утвърдените цени на други енергийни предприятия, Комисията може да измени и тези цени. В тази връзка следва да се има предвид, че повишаването на горните преференциални цени и премии води до увеличаване на разходите, които се компенсират чрез цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ. Според посочената разпоредба КЕВР утвърждава цена или компонента от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ. Приходите от тази цена следва да се управляват от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ (ФСЕС) за да бъдат покривани разходите на обществения доставчик по чл. 93а и чл. 94 от ЗЕ и за предоставяне на премии на производителите по чл. 162а от ЗЕ и производителите с обекти с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW по Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) – чл. 36б, ал. 1 от ЗЕ.

С Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР е утвърдена цена за задължения към обществото в размер на 36,75 лв./MWh, която е формирана въз основа на:

- разходи на ФСЕС за изплащане на премии на производителите по чл. 162а от ЗЕ и производителите с обекти с обща инсталирана мощност 4 MW и над 4 MW по ЗЕВИ;

- 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 01.07.2012 г. – 31.07.2013 г. на обществения доставчик от Методика за компенсиране на разходите на обществения доставчик и крайните снабдителни, произтичащи от наложени им към обществото задължения за закупуване на електрическа енергия по преференциални цени от възобновяеми енергийни източници и високоефективно комбинирано производство на топлинна и електрическа енергия, приета с решение по Протокол № 117 от 16.07.2012 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (Методиката от 2012 г.);

- 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 (ННТРЕВИ);

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

- средства във връзка с допълнението на чл. 4, ал. 2, т. 21 от ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 2018 г., в сила от 08.05.2018 г., по силата на което ННТРЕВИ следва да бъде изменена и допълнена с норми, регламентиращи намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия. В тази връзка според § 61, ал. 1 от ПЗР към ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 38 от 08.05.2018 г., ННТРЕВИ следва да бъде приведена в съответствие с посоченото изменение на ЗЕ в срок до 30.06.2018 г. Размерът на тези средства ще бъде преразгледан в решенията за утвърждаване на цени на електрическата енергия за следващи регулаторни/ценови периоди в зависимост от новите разпоредби на ННТРЕВИ и от момента на тяхното влизане в сила.

Описаните по-горе факти и обстоятелства водят до изменение на разходите на ФСЕС, спрямо утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., съответно до изменение на ценообразуващите елементи на цената за задължения към обществото, както следва:

		Разходи, утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., хил. лв.	Разходи от 01.10.2018 г., хил. лв.	Изменение, хил. лв.	Изменение, %
1	Разходи за компенсиране на произведената електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	254 933	282 139	27 206	10,67%
2	Компенсация във връзка с намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия след влизане в сила на измененията и допълненията на ННТРЕВИ	39 235	43 422	4 187	10,67%
3	Общо	294 168	325 561	31 393	10,67%

От друга страна, промяната на определените преференциални цени и премии за електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, ще доведе до увеличение на приходите на ФСЕС по чл. 36е, ал. 1, т. 1 от ЗЕ с около 1 360 хил. лв. на годишна база.

След анализ на приходите на ФСЕС по чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ за предходния ценови период се установява, че в резултат на динамиката на цените, съответно на приходите от продажба на квоти емисии, във фонда е натрупан излишък от средства, с голяма част от който в началото на 2018 г. са изплатени одобрени, но непокрити разходи на обществения доставчик за ценовия период 01.07.2016 г. – 30.06.2017 г. в размер на 58 197 хил. лв., а остатъкът е достатъчен, за да не се формира дефицит във фонда в резултат на по-високите разходи за компенсиране на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, при запазване на цената за задължения към обществото в размера, утвърден с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г.

Във връзка с гореизложеното приходите на фонда и разходите, които ФСЕС следва да покрива, са представени в следващата таблица:

Разпределение на приходите и разходите във Фонд „Сигурност на електроенергийната система“			хил. лв.
I	Приходи		697 243
1	Приходи по чл. 36е от ЗЕ		252 067
2	Приходи по чл. 36д, ал. 1, т. 2 от ЗЕ		415 176
3	Излишък от предходен период		30 000
II	Разходи		697 243
1	Компенсация на разходи на ОД от Методиката от 2012 г. за периода 01.07.2012 – 31.07.2013 г.		79 530
2	Компенсация на обществения доставчик за дължима вноска по чл. 36е от ЗЕ от производителите със сключени СИЕ		54 542
3	Компенсация на обществения доставчик по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници за предходни регулаторни периоди		4 491
4	Компенсация по ННТРЕВИ във връзка с намаляване на тежестта на разходите за енергия от възобновяеми източници		119 462
5	Компенсация във връзка с намаляване на тежестта, свързана с разходите за енергия от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, след влизане в сила на измененията и допълненията на ННТРЕВИ		43 422
6	Средства от фонда за намаляване на цената за задължения към обществото		395 796

Разходите, които следва да се покриват от цената за задължения към обществото, са представени в следващата таблица:

Разходи, които следва да се покриват от цената за задължения към обществото				
		Количество електрическа енергия	Разходи за електрическа енергия по преференциална цена	Некомпенсирани разходи на обществения доставчик
		MWh	хил. лв.	хил. лв.
1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	3 156 500	562 101	341 146
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	4 593 886	528 742	207 170
3	ВЕИ	3 525 255	1 050 010	796 691
4	Централа с високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	2 927 659	488 978	282 139
5	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ за намаляване на цената за задължения към обществото			-395 796
6	Некомпенсирани разходи, които следва да се покриват от приходите от цена за задължения към обществото			1 231 350

Некомпенсираните разходи на „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) за изкупуване на електрическа енергия, произведена от възобновяеми източници, от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия и по сключените СИЕ се формират като разлика между реалните разходи за изкупуване на тази електрическа енергия и приходите, които общественият доставчик би получил, ако реализира тези количества по пазарна цена.

Изменените разходи за електрическа енергия от комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия са представени по-долу, както следва:

		Количества	Разходи по преференциална цена	Прогнозна пазарна цена	Средства за компенсиране	Компонента от цената
		MWh	хил. лв.	лв./MWh	хил. лв.	лв./MWh
I	ВЕКП	2 927 659	488 978	70,65	282 139	8,42
1	ФСЕС	2 783 706	462 045	70,65	265 376	7,92
2	НЕК ЕАД	143 953	26 934	70,65	16 764	0,50

Останалите компоненти на цената за задължения към обществото са непроменени спрямо утвърдените с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. Формирането на цената за задължения към обществото е представено по-долу:

Формиране на цена за задължения към обществото				
		Потребление на вътрешен пазар, MWh	Разходи за компенсиране, хил. лв.	Компонента от цената, лв./MWh
1	ТЕЦ „Ей и Ес Марица Изток 1“	33 501 348	341 146	10,18
1.1.	Фонд „Сигурност на	33 501 348	-	-

	електроенергийната система“			
1.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	341 146	10,18
2	ТЕЦ „КонтурГлобал Марица Изток 3“	33 501 348	207 170	6,18
2.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	-	-
2.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	207 170	6,18
3	ВЕИ	33 501 348	796 691	23,78
3.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	416 041	12,42
3.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	380 650	11,36
4	Централа с комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия	33 501 348	282 139	8,42
4.1.	Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	265 376	7,92
4.2.	НЕК ЕАД	33 501 348	16 764	0,50
5	Приходи от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“	33 501 348	-395 796	-11,81
6	ЦЕНА ЗА ЗАДЪЛЖЕНИЯ КЪМ ОБЩЕСТВОТО	33 501 348	1 231 350	36,75

Въз основа на изложеното по-горе цената по чл. 30, ал. 1, т. 17 от ЗЕ, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от ЗЕ, е 36,75 лв./MWh, в т.ч. компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh и компонента, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, в размер на 8,42 лв./MWh. Размерът на цената за задължения към обществото се запазва такъв, какъвто е утвърден с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. и не оказва влияние на останалите цени на електрическата енергия, утвърдени с това решение, но се променя нейна компонента, която е отразена в диспозитива на Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. на КЕВР.

Изказвания по т.2:

Докладва П. Младеновски. След като Комисията е приела доклада на работната група на закрито заседание на 19.09.2018 г., същият е подложен на открито заседание, проведено на 26.09.2018 г. След това е приет проект на решение, който е подложен на обществено обсъждане на 09.10.2018 г. по реда на чл. 14 от ЗЕ.

Във връзка с проведените открито заседание и обществено обсъждане не са постъпили становища и възражения както от Фонд „Сигурност на електроенергийната система“, така и от заинтересованите лица. На проведеното обществено обсъждане думата е дадена на две заинтересовани лица, които дори не са говорили по същество по проекта на решение.

В тази връзка и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 17 от Закона за енергетиката и чл. 38а от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия, работната група предлага на Комисията за вземе следното решение:

П. Младеновски прочете:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Изменя, считано от 01.10.2018 г., утвърдената с т. II.1. на Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цена за задължения към обществото, в частта на компонентата, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, като изменя размерът на тази компонента от 7,61 лв./MWh на 8,42 лв./MWh. Цената за задължения към обществото, утвърдена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., в размер на 36,75 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонентата, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh, остават непроменени. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снадбители и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

2. Всички останали цени на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., остават непроменени.

П. Младеновски допълни, че в изпратения проект е изписано 01 октомври, което е допуснатата техническа грешка. Да се чете от 01 ноември.

И. Н. Иванов каза, че грешката трябва да бъде коригирана.

А. Йорданов каза, че ще подкрепи проекта за решение. Процедурата е изпълнена. Комисията в случая е изпълнила закона изцяло, но в контекста на по-общото разсъждение Йорданов счита, че регулирането на цените на топлинната енергия не е много правилен подход от гледна точка на съществуващия закон по няколко причини. Едната от тях е първо, че централното топлоснабдяване не засяга практически населението на цялата територия на страната, а само определени територии, за които има лицензии. Освен всичко друго, има механизъм за подпомагане на високоефективната енергия, произвеждана по комбиниран способ, който въобще не би следвало да се влияе от цените на топлинната енергия. На трето място, според Йорданов, топлоснабдяването е въпрос на конкуренция в един сектор, тъй като има и алтернативни възможности за отопление и съществуването на тази разпоредба в закона според него нарушава нормалната конкуренция в този подотрасъл или сектор. А. Йорданов излага тези аргументи за протокола, тъй като смята, че в крайна сметка такава е практиката и в съседните на България държави. Тъй даде пример със съседна Сърбия, където цените на топлинната енергия не се регулират. Има такива примери и в държави-членки на ЕС. Има и обратните примери, разбира се, но той иска да изложи аргументите си.

И. Н. Иванов каза, че това ще бъде записано в протокола. Председателят установи, че няма други изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8 от Закона за енергетиката във връзка с чл. 30, ал. 1, т. 17 от Закона за енергетиката и чл. 38а от Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Изменя, считано от 01.11.2018 г., утвърдената с т. II.1. на Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цена за задължения към обществото, в частта на компонентата, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, като изменя размера на тази компонента от 7,61 лв./MWh на 8,42 лв./MWh. Цената за задължения към обществото,

утвърдена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., в размер на 36,75 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонентата, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh, остават непроменени. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

2. Всички останали цени на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., остават непроменени.

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

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

ОДОБРЯВА на „ЕВН България Топлофикация“ ЕАД бизнес план за периода 2018 г. - 2022 г., който става приложение № 3 към лицензия № Л-506-03 от 31.10.2018 г. за извършване на дейността „производство на електрическа и топлинна енергия“, с условия за изграждане на енергийни обекти.

По т.2. както следва:

1. Изменя, считано от 01.11.2018 г., утвърдената с т. II.1. на Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г. цена за задължения към обществото, в частта на компонентата, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, като изменя размера на тази компонента от 7,61 лв./MWh на 8,42 лв./MWh. Цената за задължения към обществото, утвърдена с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., в размер на 36,75 лв./MWh, без ДДС, в т.ч. компонентата, отразяваща разходите за електрическа енергия, произвеждана от възобновяеми източници, в размер на 23,78 лв./MWh, остават непроменени. Цената за задължения към обществото се заплаща от присъединените към електроенергийната система крайни клиенти на свободния пазар на електрическа енергия, клиентите на доставчика от последна инстанция, крайните снабдители и електропреносното и електроразпределителните дружества за закупената електрическа енергия за покриване на технологични разходи.

2. Всички останали цени на електрическата енергия, утвърдени с Решение № Ц-11 от 01.07.2018 г., остават непроменени.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № БП-2 от 31.10.2018 г. - бизнес план на „ЕВН България Топлофикация” ЕАД за периода 2018 г. - 2022 г.;

2. Решение на КЕВР № Ц-16 от 31.10.2018 г. - изменение на цените на електрическата енергия във връзка с изменение на цените на природния газ от 01.10.2018 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
(С. Годорова)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(А. Фикова - главен експерт)