



ПРОТОКОЛ

№ 280

София, 23.12.2020 година

Днес, 23.12.2020 г. от 11:30 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), в състав „Енергетика“, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

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

На заседанието присъстваха П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, А. Иванова - директор на дирекция „Природен газ“, Р. Тахир – началник на отдел „Цени, лицензии и пазари – природен газ“ и Г. Дечева - главен експерт в дирекция „Природен газ“.

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 определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

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

2. Доклад с вх. № Е-Дк-1034 от 18.12.2020 г. и проект на решение относно заявление от „Правецгаз 1“ АД за одобряване на бизнес план за територията на община Правец за периода 2021 – 2025 г.

Работна група: Агапина Иванова, Ремзия Тахир, Красимира Лазарова, Снежана Станкова, Людмила Ненова, Александра Димитрова

3. Доклад с вх. № Е-дк-1035 от 18.12.2020 г. и проект на решение относно заявление от „Правецгаз 1“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

По т.1. Комисията, след като разгледа доклад с вх. № Е-Дк-964 от 26.11.2020 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както и събраните данни и доказателства от проведеното на 04.12.2020 г. обществено обсъждане, установи следното:

Съгласно чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от Закона за енергетиката (ЗЕ) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) определя ежегодно пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

Съгласно § 1, т. 2 от Допълнителните разпоредби на ЗЕ, „балансираща енергия“ е активната електрическа енергия, която операторът на електропреносната мрежа активира за компенсиране на разликата между регистрираните при него договорени и фактически реализираните графици за доставка, както и колебанията на товарите с недоговорен график на доставка. Нормите, уреждащи балансиращия пазар на електрическа енергия, се съдържат в Правилата за търговия с електрическа енергия (ПТЕЕ) и регламентират условията за продажба и покупка на балансираща енергия с цел да се гарантира сигурност и устойчивост на националната електроенергийна система (ЕЕС) и сигурната паралелна работа на ЕЕС на континентална Европа.

Според чл. 107 от ПТЕЕ, на балансиращия пазар (БП) се търгува балансираща енергия, която включва:

1. отдадената енергия вследствие участие в регулиране (първично и вторично), зададена чрез турбинните регулатори на агрегатите/блоковете и/или потребяващи обекти, и/или агрегирани съоръжения/обекти или централния регулатор на електроенергийната система, интегрално за всеки период на диспечирание;

2. балансиране чрез корекция на работната точка на агрегатите/блоковете и/или потребяващи обекти, и/или агрегирани съоръжения/обекти (резерв за заместване), зададена от дежурния диспечер на независимия преносен оператор, интегрално за всеки период на диспечирание;

3. отдадена енергия вследствие на активирани агрегати/блокове и/или потребяващи обекти, и/или агрегирани съоръжения/обекти, интегрално за всеки период на диспечирание;

4. балансиране чрез промяна на състоянието (включване, изключване) на агрегатите/блоковете и/или потребяващи обекти, и/или агрегирани съоръжения/обекти, зададена от дежурния диспечер на независимия преносен оператор, интегрално за всеки период на диспечирание;

5. енергия, закупена/продадена от/на съседни енергийни системи, чрез Европейската платформа за процедурата по уравниване на дисбалансите;

6. произведената електрическа енергия вследствие на активирани инсталации на потребители и/или агрегирани съоръжения/обекти от бавен (студен) резерв за заместване, интегрално за всеки период на диспечирание.

С оглед реализирането на електрическа енергия на БП, „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) сключва договори по чл. 11, т. 7 от ПТЕЕ с доставчиците на балансираща енергия, чиито предмет е предоставянето на балансираща енергия на

преносния оператор от вторичен, активиран бърз (минутен) и активиран бавен (студен) резерв за заместване. Предвид факта, че БП се администрира от ЕСО ЕАД, същото е страна и по всички сделки за покупка и/или продажба на електрическа енергия с търговски участници, които притежават диспечерируеми производствени и/или потребяващи обекти и/или агрегирани съоръжения/обекти за покриване на небалансите в националната пазарна зона. Сключената сделка на БП установява задълженията на съответния доставчик на БП да предоставя или купува енергия на/от преносния оператор според спецификата на предложението и разпореждането, издадено от диспечера на оператора на електроенергийния пазар. Сключените сделки с доставчиците на балансираща енергия, които участват във вторично регулиране или в регулирането на системата чрез активиране на блокове от бавен (студен) резерв за заместване и/или активиране на агрегати за бърз (минутен) резерв за заместване, се уреждат съгласно условията на договорите с преносния оператор.

В изпълнение на сключените сделки, ЕСО ЕАД купува/продава балансираща енергия въз основа на предложения за регулиране нагоре и предложения за регулиране надолу, предоставени от доставчиците на балансираща енергия, които е регистрирал по реда на ПТЕЕ. Регистърът с доставчиците на балансираща енергия по чл. 119 от ПТЕЕ е публикуван на интернет страницата на ЕСО ЕАД: [http://www.eso.bg/?did=26#Списъци и регистри](http://www.eso.bg/?did=26#Списъци%20и%20регистри).

За изпълнение на правомощието на Комисията по чл. 21, ал. 1, т. 8, предл. 2 от ЗЕ, със заповед № 3-Е-208 от 11.11.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която след анализ на всички относими факти и обстоятелства е изготвила доклад с вх. вх. № Е-Дк-964 от 26.11.2020 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия. Същият, както и проект на решение за определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, са приети от КЕВР с решение по Протокол № 255 от 01.12.2020 г., т. 2. В тази връзка е проведено обществено обсъждане на 04.12.2020 г., след което са постъпили становища от „Национална електрическа компания“ ЕАД (НЕК ЕАД) с вх. № Е-13-01-36 от 18.12.2020 г. и от „ЕВН България“ ЕАД с вх. № Е-13-32-9 от 16.12.2020 г.

Според НЕК ЕАД изчисленията на КЕВР за покриване на променливите разходи на централата с най-висока цена са основателни, но само до края на настоящия регулаторен период, а именно – 30.06.2021 г., тъй като не се знае за следващия ценови период каква ще е регулаторната рамка на цените не само за „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, но и за всички останали централи, доставчици на балансираща енергия. Освен това, при използване от всички останали доставчици на предложената за приемане пределна цена Цпдн + 100 лв./MWh би се стигнало до това те да реализират по-висок приход над енергийната съставка в сравнение с „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД, поради по-ниските си променливи разходи. НЕК ЕАД счита последното за нарушение на прокламирания от КЕВР принцип за равнопоставеност и предлага пределните цени за регулиране нагоре да се определят за всеки един доставчик на балансираща енергия индивидуално и да са съобразени с индивидуалната прогнозна цена на всеки от тях, като едновременно с това да се предвиди преразглеждането им след приемане на ценовото решение за периода 01.07.2021 г. – 30.06.2022 г.

По отношение пределната цена за регулиране надолу НЕК ЕАД изразява позиция, че не могат да бъдат третирани по еднакъв начин производствени и консумиращи мощности, а цената за регулиране надолу трябва да се определи отделно за генериращи и отделно за консумиращи мощности, като за ПАВЕЦ на НЕК ЕАД цената трябва да е отрицателна величина. Това е така, защото при регулиране надолу, при настоящата пределна цена 0,00 лв./MWh, за първите резултатът е намален разход за производство на електрическа енергия (спестени разходи за основно гориво и CO₂ квоти), срещу което имат получен приход от продажбата ѝ по график в Д-1. Докато за консумиращата мощност на ПАВЕЦ, вземайки предвид 30-32% технологични разходи между консумация и производство, се генерира разход от включването на помпите за регулиране надолу от ЦДУ, срещу което има намален с 30-32%, заради технологичните разходи, приход. Според

дружеството последното създава неравнопоставеност на ПАВЕЦ с другите доставчици на услугата „регулиране надолу“. Освен това в така очертаната ситуация участниците на пазара, причинили излишък, при включване на ПАВЕЦ не заплащат за работата му и се облагодетелстват в разрез с прокламираните от КЕВР принципи за равнопоставеност и недискриминация.

Позовавайки се на утвърдената с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР цена за производство на електрическа енергия от ВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, в размер на 85,01 лв./MWh и на изложената по-горе обосновка, НЕК ЕАД предлага Комисията да приеме пределна цена за регулиране надолу от ПАВЕЦ на НЕК ЕАД в помпен режим, която да е не по-висока от минус 25,50 лв./MWh, като отрицателната цена в размер на - 25,50 лв./MWh отразява намаления потенциален приход на ПАВЕЦ в генераторен режим при утвърдената от КЕВР цена за производство с разходите за технологични загуби (85,01 лв. x 30%).

В заключение НЕК ЕАД предлага КЕВР да поиска промяна в Закона за енергетиката, с което да отпадне изискването за определяне на пределни цени на балансиращата енергия. Дотогава Комисията да определя пределните цени в много по-широк диапазон, така че всички участници да решават своето поведение на пазарен принцип. Конкретното предложение на дружеството е пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре да е в размер на Цпдн + 200 лв./MWh, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД, пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу за ПАВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, да е в размер на минус 50,00 лв./MWh.

Комисията счита възраженията на дружеството за неоснователни. При определяне приблизителния размер на променливите разходи на „Ей И Ес -3С Марица Изток 1“ ЕООД Комисията е остойностила цената на CO₂ квотите по прогнозната такава за 2021 г. По отношение останалите променливи разходи (най-вече за основно гориво), на практика не се очаква отчетливо изменение през следващата година. В тази връзка Комисията счита, че размер на променливите разходи на централата от 136 лв./MWh ще бъде реален и обоснован и за второто полугодие на 2021 г.

КЕВР не приема твърдението за нарушаване на принципа за равнопоставеност между доставчиците на балансираща енергия, тъй като не е създавала предпоставки същите да реализират такъв приход от участието си на балансиращ пазар, който да отчита индивидуалния размер на променливите разходи на всеки от тях, тоест не е определила индивидуални цени на доставчиците. Следва да се има предвид, че БП е свободен пазар, на който доставчиците на балансираща енергия следва да се конкурират. Принципите на работа на либерализирания пазар на електрическа енергия, където разходите и възвръщаемостта на отделните производители са различни, а ценовите предложения следват кривите на търсенето и предлагането, са приложими и за БП. Определените от регулатора пределни цени само утвърждават рамката, извън която липсата на конкуренция предполага непазарно поведение на участниците и определянето на индивидуални цени би превърнало този сегмент на свободия пазар в регулиран, в противоречие на изискванията на Европейската комисията за напълно либерализиран пазар на електрическа енергия.

В позицията на НЕК ЕАД не е отчетена същността и функционирането на пазара на балансираща енергия, където ценовите предложения на доставчиците на балансираща енергия са по свободно договорени цени, като участващите производители трябва да съобразяват предложенията си с пазарните условия, като предлагат конкурентни цени. Ролята на регулатора при определянето на пределни цени не е да гарантира получаването на определен размер минимален приход на всеки доставчик, а да създаде условия за по-голяма конкуренция между доставчиците, дори и в часовете с традиционно ниски цени, като осигури възможност да се предлагат цени, покриващи минимум променливите разходи на централите с най-високи цени.

Не могат да бъдат възприети аргументите на НЕК ЕАД, обосноваващи предложението на дружеството за пределна цена за балансиране за ПАВЕЦ в режим консумация, отделна от тази за генериращите мощности, в размер на минус 25,50 лв./MWh. Представените в тази връзка изчисления се основават на презумпция, че НЕК ЕАД продава само по регулирана цена електрическата енергия, произведена от ВЕЦ и ПАВЕЦ в генераторен режим. Определеното с Решение № Ц-29 от 01.07.2020 г. на КЕВР количество електрическа енергия от ВЕЦ и ПАВЕЦ, което дружеството следва да реализира на регулирания пазар, представлява само част от прогнозното количество произведена електрическа енергия за ценовия период. Останалата част НЕК ЕАД продава на пазара по свободно договорени цени, както и на балансиращия пазар по цени, значително надхвърлящи определената от КЕВР регулирана такава в размер на 85,01 лв./MWh. В конкретния случай при предоставяне на системната услуга регулиране надолу, разходите, които НЕК ЕАД генерира, са условно-постоянните разходи на дружеството, които са общи за ВЕЦ и ПАВЕЦ и се покриват от утвърдената регулирана цена. Вземайки предвид предложенията на НЕК ЕАД за предоставяне на системната услуга „регулиране надолу“ на цена от 0,00 лв./MWh, допълнителният разход за дружеството също е в размер на 0,00 лв., т.е. некомпенсирани разходи не са налице, с оглед факта, че регулираната цена е определена въз основа на прогнозата за произведеното количество електрическа енергия. В тази връзка, при цена за регулиране надолу в размер на 0,00 лв./MWh, технологичният разход на ПАВЕЦ не предизвиква допълнителни разходи за дружеството, като такива биха възникнали единствено при положителни цени, а при отрицателни съответно дружеството ще реализира допълнителен приход. Във връзка с гореизложеното може да се направи извод, че НЕК ЕАД не е поставено в неравнопоставено, а по-скоро в привилегировано положение, тъй като чрез предоставяне на услугата регулиране надолу на цена от 0,00 лв./MWh, НЕК ЕАД получава възможност да качва вода от долния в горния изравнител на ПАВЕЦ, без да заплаща електрическата енергия, необходима за работата на помпите, като по този начин си осигурява допълнително безплатен воден ресурс за производство на електрическа енергия.

Предложението на НЕК ЕАД КЕВР да поиска промяна в Закона за енергетиката, с което да отпадне изискването за определяне на пределни цени на балансиращата енергия, е неоснователно и неизпълнимо, тъй като Комисията не разполага с право на законодателна инициатива.

„ЕВН България“ ЕАД изразява съгласие пределните цени да са обвързани с почасовите цени на ПДН на БНЕБ ЕАД, но в допълнение счита за необходимо отразяването на следните предложения:

- с оглед спазване на изискванията, заложи в Регламент (ЕС) 2017/2195 на Комисията от 23 ноември 2017 г. за установяване на насоки за електроенергийното балансиране (Регламент 2017/2195), ЕСО ЕАД следва да публикува информация за състоянието на електроенергийната система и предложенията за балансиране;

- да се избере пазарен подход с две цени, еднакво отдалечени от цената на спот пазара, за да се стимулира точно прогнозиране от страна на търговските участници;

- да се въведе изискването на Регламент 2017/2195 за преминаване към единна цена на балансираща енергия, при което в един и същи период на сетълмент цените за излишък и недостиг са равни. Плавен преход към това би било на първо време да остане настоящият модел с две цени, но към участниците, които са били в посока, обратна на небаланс в системата (т.е. помогнали за връщането на системата в баланс) да се прилага цената на ПДН. Това, съчетано с публикуването на информация за състоянието на системата, би могло да стимулира участниците да върнат системата в баланс чрез активно участие на пазара в рамките на деня;

- ценообразуването следва да отразява реално извършените разходи в системата, като не се включват административни корекции (вкл. служебните цени в системата). Цените за недостиг и излишък следва да отразяват разходите за енергия, които ЕСО ЕАД прави, като допълнително е необходимо от формулите за изчисляване на цените на балансиращата енергия да се извадят административно определяните цени и коефициенти, тъй като в момента нетирането в системата се ценообразува по служебни цени, съгласно Решение ПАМ-04 от 08.12.2014 г. на КЕВР, а разходите за балансиране на ЕСО ЕАД се коригират с коефициент, отразяващ „разходите за администриране на пазара“, чиято стойност не е известна на пазарните участници;

- доставчиците на услуги за балансиране да подават оферти на дневна база като цена в абсолютна стойност, а не както в момента за целия месец като добавка към получената цена на ПДН. По този начин цените биха били по-балансираны при високи цени на ПДН, които в същото време ще са достатъчни, за да покрият разходите на доставчиците. Наблюденията показват, че в момента всички доставчици се „застраховат“ и предлагат цена, равна на пределната (ПДН+100 лв.), предвид неизвестността на нивата на ПДН, с оглед избягване на риска да не покрият разходите си;

- да се увеличи прозрачността, тъй като в момента за пазарните участници няма яснота какво е състоянието на системата, нито какво количество балансираща енергия е било активирано;

- всички участници на пазара, в т.ч. тези, които предоставят електрическа енергия от ВЕИ, оптимизация на потреблението и услуги за съхраняване на енергия, трябва да имат пълен достъп до балансиращия пазар – индивидуално или чрез агрегиране. Необходимо е да се обмисли намаляването на минималния размер на подаваното предложение на пазара на балансираща енергия, за да могат да се включат повече участници (включително производители от ВЕИ самостоятелно или чрез агрегатори).

Комисията счита предложението на „ЕВН България“ ЕАД за въвеждане на две цени, еднакво отдалечени от цената на спот пазара, за неоснователно, предвид аргументите, изложени по-долу. В останалата си част предложенията на дружеството са неотнормирани към настоящото производство, тъй като са свързани с изменение на ПТЕЕ и други подзаконови нормативни актове.

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

С Решение № Ц-36 от 23.12.2019 г. КЕВР е определила, считано от 01.01.2020 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв./MWh, където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на „Българска независима енергийна борса“ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

Средните месечни цени за предходните 10 месеца са отразени в таблицата по-долу:

	<i>Недостиг, лв./MWh</i>	<i>Излишък, лв./MWh</i>
Януари 2020 г.	194,56	11,78
Февруари 2020 г.	166,58	12,52
Март 2020 г.	151,38	12,09
Април 2020 г.	152,82	9,75
Май 2020 г.	145,42	11,41
Юни 2020 г.	151,40	16,67
Юли 2020 г.	173,66	12,87
Август 2020 г.	167,25	11,51
Септември 2020 г.	190,60	12,31
Октомври 2020 г.	185,82	12,20
Януари – Октомври 2020 г.	167,95	12,31

Следва да се има предвид, че посочените средни стойности на цените на балансиращата енергия се заплащат от координаторите на балансиращи групи на оператора на БП. След нетиране на небаланса, координаторите разпределят на членовете на съответната балансираща група разходите си към ЕСО ЕАД, като цените за недостиг на отделните търговски участници намаляват до значително по-ниски нива, а за излишък се увеличават, което редуцира значително разходите за балансиране на производители и потребители.

С оглед анализ и оценка на състоянието на БП е извършено сравнение на постигнатите цени за недостиг на балансиращия пазар за 2019 г. и 2020 г. за месеците януари – октомври:

	2019 г. лв./MWh	2020 г. лв./MWh	Изменение %
Януари	274,63	194,56	-29%
Февруари	173,71	166,58	-4%
Март	149,21	151,38	1%
Април	191,29	152,82	-20%
Май	183,77	145,42	-21%
Юни	178,36	151,40	-15%
Юли	213,85	173,66	-19%
Август	214,99	167,25	-22%
Септември	233,68	190,60	-18%
Октомври	227,31	185,82	-18%
Януари-Октомври	204,08	167,95	-18%

От представените по-горе данни е видно, че средната цена за недостиг намалява през всеки от месеците на разглеждания период за 2020 г., с изключение на месец март 2020 г., като общото намаление е с около 18% спрямо 2019 г. Причината за намалението на цените през 2020 г. е въведения с Решение № Ц-36 от 23.12.2019 г. на КЕВР нов, по-балансиран модел на ценообразуване в сравнение с прилагания през 2019 г., който отчита почасовата динамика на цените на ПДН и съответно я пренася върху пределните цени на доставчиците на балансираща енергия.

Пределни цени за регулиране нагоре			
	2019 г. лв./MWh	2020 г. лв./MWh	Изменение %
Януари	329,47	207,53	-37%

Февруари	193,89	181,03	-7%
Март	171,56	155,32	-9%
Април	203,50	148,52	-27%
Май	203,32	145,73	-28%
Юни	197,98	159,50	-19%
Юли	270,53	171,87	-36%
Август	254,87	173,15	-32%
Септември	270,49	190,47	-30%
Октомври	273,08	184,48	-32%
Януари-Октомври	236,87	171,76	-27%

Цените на доставчиците на балансираща енергия следват постигнатите цени на ПДН, като така се постига обвързаност на двата пазара и не се допускат арбитражи. Подобна мярка осигурява пропорционалност на разходите за балансиране на пазарните участници в зависимост от почасовите цени на пазара. Постигнатата цена на ПДН функционира като минимална цена за предложенията за регулиране нагоре. По този начин винаги цената за небаланси е по-неблагоприятна от тази на ПДН, както и пазарните участници се стимулират да участват и на пазара на балансираща енергия с резервния си капацитет.

Обвързването на цените, предлагани от доставчиците на балансираща енергия в България, с цените на спот пазара ще възпрепятства реализирането на пазарни манипулации. Използването на пределната цена на балансиращата енергия от търговските участници като горна граница при подаваните оферти за покупка на борсовия пазар води до умишлено изкривяване на пазарните отношения, тъй като се явява стимул пазарните участници да предпочетат да са в недостиг, затруднявайки управлението и сигурността на електроенергийната система. В много случаи този предварително делегиран недостиг води до използване от страна на независимия преносен оператор на целия резервиран диапазон за регулиране нагоре, в т.ч. и целия студен резерв, което застрашава сигурността на електроенергийната система от една страна, а от друга води до значително по-високи разходи за останалите пазарни участници.

Видно от горното, с цел недопускане на изкривяване на пазарните отношения и гарантиране на сигурността на електроенергийната система, цената за недостиг следва да е най-високата цена на пазара, с оглед нейния превантивен и възпиращ характер. В тази връзка, цените за регулиране нагоре, като основен разход на оператора на балансиращия пазар при формиране на цените за недостиг, следва да са обвързани с постигнатите такива на ПДН. Такава е и европейската практика, тъй като при по-високи цени на ПДН, производителите нямат стимул за поддържане на диапазон за регулиране нагоре. При ниски цени на ПДН, а високи такива на БП, клиентите са ошетени с необосновано високи цени за небаланс.

Пределната цена за регулиране нагоре следва да е обвързана с почасовите стойности на постигнатите цени на ПДН, като в същото време гарантира, че е достатъчно висока през всеки един час, така че да покрива променливите разходи на централите, от които операторът активира мощности. Променливите разходи на „Ей И Ес –3С Марица изток 1“ ЕООД (централата с най-висока цена на енергия) с включени 5% вноска към Фонд „Сигурност на електроенергийната система“ и цена за достъп на производители на ЕСО ЕАД са в размер на около 136 лв./MWh, като варират в зависимост от цената на CO₂ квотите. Следователно, пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия не следва да е по-ниска от 136 лв./MWh. Извършеният анализ на постигнатите през 2019 г. и за периода януари 2020 г. – октомври 2020 г. почасови цени на ПДН показва, че цени под 36 лв./MWh са постигнати в едва 1,3% от часовете, което е твърде ниска стойност, за да оказва някакво влияние. В тази връзка, КЕВР счита, че е обосновано пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре да се запази в размер на Цпдн + добавка в размер на 100 лв., където Цпдн е равна

на цената на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД са съответния час. По-ниска добавка не би осигурила покриване на променливите разходи на централите, предоставящи тази услуга на ЕСО ЕАД.

Според КЕВР, така определена **пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на цената на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД за съответния час:**

- Следва постигнатите цени на ПДН, при което се постига обвързаност на двата пазара и не се допускат арбитражи;
- Осигурява предпоставки цената за недостиг да е най-високата цена на пазара, с оглед нейния превантивен и възпиращ характер;
- Предполага оптимизация и обвързване на разходите на пазарните участници за небаланси със стойността на електрическата енергия;
- Предотвратява възникването на екстремни почасови цени на балансиращата енергия, тъй като при изключително високи такива на ПДН, коефициентът ги мултиплицира в екстремни на БП;
- Защищава доставчиците на балансираща енергия да не продават под стойността на променливите си разходи;
- Осигурява намаляване на разходите на пазарните участници за балансираща енергия.

Предвид горните аргументи, прилагането на настоящия модел за определяне на цената на доставчиците на балансираща енергия ще осигури предпоставки за стабилност на сектора, сигурност на снабдяването, недопускане на арбитражи между БП и ПДН, както и спазване на принципите по чл. 23, чл. 24 и чл. 31 от ЗЕ, и следва да бъде запазено и за периода 01.01.2021 г. – 31.12.2021 г.

Пределната цена за регулиране надолу следва да е обща за всички участници на пазара, независимо от това, дали използваните мощности са производствени и/или консумиращи. По този начин се осигурява недискриминационно и равнопоставено третиране на централите, предлагащи тази системна услуга, като не се допуска облагодетелстване на даден участник за сметка на останалите, както и спекулативно поведение. Пазарните принципи налагат цената за регулиране надолу да е положителна величина. При отрицателна стойност на цената централата, предоставяща системната услуга, продава недостиг, а потребителите, които са в излишък, го купуват, което противоречи на принципите на балансиращия пазар и води до екстремни стойности на балансиращата енергия и големи разходи за небаланси. Отрицателната цена за регулиране надолу представлява прекомерна санкция за производителите и потребителите, които са в излишък, която изкривява пазара, застрашава неговата работа и противоречи на европейските практики. В тази връзка, КЕВР счита, че пределната цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за регулиране надолу следва да се запази на 0,00 (нула) лв./MWh.

Изказвания по т.1.:

Докладва П. Младеновски. По цитираното административно производство работната група е изготвила доклад, който е приет на закрито заседание на Комисията, след това обсъден със заинтересованите страни на проведеното през изминалата седмица

обществено обсъждане. Писмени становища по доклада са предоставени от Националната електрическа компания и от „ЕВН България“ ЕАД. По отношение на становището от Националната електрическа компания то се припокрива с казаното от участника в общественото обсъждане г-н Венцислав Марков, като основните искания на НЕК са пределната цена за регулиране нагоре да е в размер на цената на пазара „ден напред“ плюс 200 лв./MWh, а цената за регулиране надолу (пределната цена) да бъде различна от нула, т.е. да се определят две пределни цени. Една за останалите участници, една за ПАВЕЦ, собственост на НЕК ЕАД, като цената за ПАВЕЦ да бъде в размер на минус 50,00 лв. Другото, което Националната електрическа компания е поискала, е КЕВР да поиска промяна в Закона за енергетиката, с което да отпадне изискването за определяне на пределни цени за балансиращата енергия. Мотивирано е отговорено на становището на КЕВР по отношение на неприложимостта на две цени, като за регулиране надолу многократно е отговаряно (всяка година) по един и същи начин, така че П. Младеновски каза, че не смята да се спира на това. Достатъчно добре е мотивирано, съгласно аргументи изложени в доклада, защо цената трябва да е цената на пазара „ден напред“ плюс 100 лв./MWh, а не 200 лв. Отговорено е, че искането на НЕК ЕАД КЕВР да поиска промяна в Закона за енергетиката е неоснователно и неизпълнимо, тъй като КЕВР не разполага с право на законодателна инициатива. По отношение на аргументите, изложени от „ЕВН България“ ЕАД за въвеждане на две цени, еднакво отдалечени от цената на спот пазара, те са неоснователни. П. Младеновски каза, че предвид мотивите, които са изложени в доклада, в по-голямата си част предложенията на дружеството са неотносими към настоящото производство, тъй като те са свързани с изменение на Правилата за търговия с електрическа енергия и други подзаконови нормативни актове, както и цялостна промяна на начина на функциониране и определяне на цените на балансиращия пазар. Предвид това няма нови факти, няма настъпили допълнителни факти и обстоятелства, които да променят вече изложените в доклада изводи от работната група.

Предвид това и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията да вземе следните решения:

1. Да определи, считано от 01.01.2021 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД +100 лв.;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

И. Н. Иванов уточни, че решението, което се взема за 2021 г. повтаря решението на Комисията от 2020 г., което се е оказало устойчиво и от представените данни по месеци се вижда, че действително е много близо до реализираните цени за балансираща енергия.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 8, предложение 2 от Закона за енергетиката

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Определя, считано от 01.01.2021 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

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

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за и 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, като разгледа подаденото от „Правецгаз 1“ АД заявление за одобряване на бизнес план за територията на община Правец, за периода 2021 – 2025 г. и доклад с вх. № Е-Дк-1034 от 18.12.2020 г., установи следното:

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-37-13 от 28.09.2020 г. от „Правецгаз 1“ АД за одобряване на бизнес план за територията на община Правец, за периода 2021 – 2025 г.

Със Заповед № 3-Е-195 от 16.10.2020 г. на председателя на Комисията е сформирана работна група, която да извърши проучване на бизнес плана от техническа, финансово-икономическа и правна страна, като разглежда същия при отчитане на параметрите на заявлението за утвърждаване на цени за разпределение на природен газ, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване на клиенти към газоразпределителната мрежа, което е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

В резултат на извършена проверка на подаденото заявление и приложените към него документи по реда на чл. 4 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-37-13 от 07.10.2020 г., от дружеството е изисквана следната допълнителна информация: бизнес план, съдържащ таблица с брой промишлени, обществено-административни и търговски клиенти и битови клиенти с натрупване, по години, за периода на бизнес плана; преработена таблица № 9 – коефициенти за разпределение на възвръщаемостта за дейността по снабдяване в съответствие с електронния модел на цените; отчетни данни за периода 2016-2020 г. за извършени инвестиции, изградена газоразпределителна мрежа (ГРМ), присъединени клиенти с натрупване по групи и отчетена консумация на природен

газ. С писмо с вх. № Е-15-37-13 от 14.10.2020 г. дружеството е предоставило изискваната информация.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи следното:

„Правецгаз 1“ АД е акционерно дружество, вписано в Търговския регистър с ЕИК 131534523, със седалище и адрес на управление: област София, община Правец, гр. Правец 2161, пл. „Тодор Живков“ № 6.

„Правецгаз 1“ АД е с предмет на дейност: „Инвестиране, проектиране, изграждане, експлоатация и ремонт на газоразпределителни обекти и съоръжения, свързани с използването на природен газ на територията на община Правец и продажба на природен газ и други видове дейности, които не са забранени от закона“.

Дружеството се управлява от Съвет на директорите в състав: Красимир Борисов Георгиев, Камелия Цветанова Георгиева и Васил Цветанов Василев, и се представлява от Васил Цветанов Василев – изпълнителен директор.

Размерът на капитала на „Правецгаз 1“ АД е 198 529 лв. (сто деветдесет и осем хиляди петстотин двадесет и девет лева), разпределен в 198 529 (сто деветдесет и осем хиляди петстотин двадесет и девет) броя поименни акции с номинал от 1 (един) лв. Акционери в дружеството са: „Топлик“ ООД, гр. Ботевград с парична вноса от 131 029 лв. (сто тридесет и една хиляди и двадесет и девет лева) и община Правец с непарична вноса, представляваща правото на собственост върху газопроводи и съоръжения, на стойност 67 500 лв. (шестдесет и седем хиляди и петстотин лева).

„Правецгаз 1“ АД е титуляр на лицензия № Л-197-08 от 24.01.2006 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ“ и лицензия № Л-197-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Правец, със срок до 24.01.2041 г.

С Решение № БП-58 от 03.11.2016 г. Комисията е одобрила бизнес план на дружеството за територията на община Правец за периода 2016 – 2020 г. Задължителните реквизити, които бизнес планът следва да съдържа са регламентирани в чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ, като е предвидено, че същият се съставя за срок до пет години според указанията на Комисията. Съгласно чл. 49, ал. 2, т. 3 и ал. 3 от НЛДЕ, бизнес планът е неразделна част от издадената лицензия и периодично се актуализира, без това да се счита за изменение на лицензията.

Бизнес план на „Правецгаз 1“ АД за периода 2021 – 2025 г.

Бизнес планът на „Правецгаз 1“ АД е изготвен в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 1 и ал. 3 от НЛДЕ. Въз основа на предоставената информация са разгледани и анализирани основните технически и икономически аспекти, както и финансовото състояние на дружеството, към момента на съставяне на бизнес плана и очакваното развитие на дейността за периода 2021 – 2025 г.

1. Инвестиционна програма

Към м. септември на 2020 г. са изградени 22 628 м разпределителни газопроводи, 13 457 м газопроводни отклонения до училища, търговски обекти и др., както и над 8000 м отклонения до битови клиенти.

Графикът на строителството за развитието на ГРМ на територията на община Правец и с. Разлив е, както следва:

2021 г. - гр. Правец и с. Разлив - 900 м разпределителни газопроводи и 70 м газопроводни отклонения, в това число битови;

2022 г. - гр. Правец - 1020 м разпределителни газопроводи и 57 м газопроводни отклонения, в това число битови;

2023 г. - гр. Правец и с. Разлив - 950 м разпределителни газопроводи и 75 м газопроводни отклонения, в това число битови;

2024 г. - гр. Правец - 1100 м разпределителни газопроводи и 57 м газопроводни отклонения, в това число битови;

2025 г. - гр. Правец - 1050 м разпределителни газопроводи и 75 м газопроводни отклонения, в това число битови.

„Правецгаз 1“ АД за петгодишния период планира да изгради на територията на община Правец общо 5454 м, от които 5120 м разпределителни газопроводи и 334 м газопроводни отклонения. Общата стойност на инвестиционната програма за дейността „разпределение на природен газ“ за периода 2021 – 2025 г. е в размер на 516 хил. лв.

Прогнозните инвестиции и дължината на предвидената за изграждане ГРМ и брой съоръжения по години на територията на община Правец са посочени в Таблица № 1:

Таблица № 1

Параметър	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Общо:
Инвестиции в ГРМ	хил. лв.	74	83	79	89	94	418
	м	970	1077	1025	1157	1225	5454
Инвестиции в съоръжения	хил.лв.	26	18	18	18	18	98
	брой	33	29	29	29	29	149
Общо:	хил. лв.	100	101	97	107	112	516

2. Производствена програма

„Правецгаз 1“ АД е разработило производствената си програма въз основа на средносрочна прогноза, съобразена с тенденциите на пазара. Като основни фактори, определящи пазара, дружеството е посочило: нуждите на клиентите, равнището на доходите на потенциалните клиенти и влиянието на общите икономически тенденции.

Заявителят посочва, че очакваната консумация е определена на база на маркетингови проучвания, в които е отразен потенциалният пазар на природен газ за територията на лицензията. През периода на бизнес плана се предвижда да бъдат присъединени 24 бр. обществено-административни и търговски клиенти, и 125 бр. битови клиенти. Нови промишлени клиенти не се предвижда да бъдат присъединени през прогнозния период.

Видно от представената производствена програма, в края на петгодишния период се очаква годишната консумация на природен газ в община Правец да достигне 24 500 MW/h/г., реализирана от 1067 бр. клиенти.

Прогнозната консумация на природен газ по групи клиенти за периода на бизнес плана е посочена в Таблица № 2:

Таблица № 2

Групи клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	MW/h/г.	3358	3358	3358	3358	3358
ОА и търговски	MW/h/г.	12 161	12 422	12 684	12 945	13 207
Битови	MW/h/г.	7011	7242	7473	7704	7935
Общо:	MW/h/г.	22 530	23 022	23 515	24 007	24 500

Броят на клиентите по групи с натрупване за периода на бизнес плана е посочен в Таблица № 3:

Таблица № 3

Групи клиенти с натрупване	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	брой	6	6	6	6	6
ОА и търговски	брой	186	190	194	198	202
Битови	брой	759	784	809	834	859
Общо:	брой	951	980	1009	1038	1067

В края на петгодишния период се предвижда броят на присъединените клиенти да достигне 1067 бр., от които 6 бр. промишлени, 202 бр. обществено-административни и търговски клиенти, и 859 бр. битови клиенти.

3. Ремонтна програма

„Правецгаз 1“ АД заявява, че основна цел в програмата е поддържане на газоразпределителната система за качествено снабдяване на клиентите си с природен газ и недопускане на аварийни ситуации. В тази връзка на базата на статистическа обработка на информацията и класификация на ремонтните дейности е създадена ремонтната програма на дружеството, която съдържа: текущи ремонти, включително аварийни; планово - профилактични и основни ремонти. Дадена е класификация, описание и основни технически характеристики на газовите системи.

Ремонтната програма включва контролни дейности и критерии за планиране на ремонти на: преносни газопроводи; междуселищни газопроводи (метални) 16 bar, междуселищни газопроводи полиетилен (PE) 10 bar, градски разпределителни мрежи PE до 10 bar, автоматични газорегулаторни станции и съоръжения в тях, газорегулиращи и замерни пунктове, разходомери, одориращи станции и кранови възли. Начинът на извършване на ремонтите е съгласно паспорти и „Процедури за експлоатация, обслужване, поддържане и ремонт на разпределителни газопроводи и съоръженията към тях“ на „Правецгаз 1“ АД.

4. Социална програма

„Правецгаз 1“ АД предвижда да осъществява социалната си програма чрез следните дейности: осигуряване на средства за храна, спорт, отдых и туризъм, бизнес облекло; медицинско обслужване на служителите; подпомагане на работниците и служителите при настъпване на значими събития в личен план и при необходимост от скъпоструващо лечение; допълнително доброволно пенсионно осигуряване и застраховане.

Социалната програма на дружеството има за цел: повишаване заинтересоваността на персонала от ефективно реализиране на бизнеса; създаване на предпоставки за поддържане на приемлив жизнен стандарт на работниците и служителите; повишаване на социалния статус на компанията; привличане на висококвалифицирани сътрудници.

Заявителят предвижда продължаващото газифициране и развитието на дейността на дружеството да има социално-икономическо влияние върху населението на територията на общината в следните аспекти:

- *социален аспект* - откриване на нови работни места, свързани с експлоатацията и управлението на газоразпределителната мрежа; обучение и квалификация на потенциални местни трудови ресурси; нарастване на инвестиционната стойност и привлекателност на общината; създаване на условия за развитие на туризма; повишаване на комфорта на живот в общината.

- *екологичен аспект* - подобряване на качеството на атмосферния въздух, подобряване на санитарно-хигиенните условия и намален здравен риск към заболявания, причинени от замърсявания на въздуха и др.

5. Прогнозна структура и обем на разходите

Структурата и обемът на разходите по години са формирани съгласно Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ). Разходите за дейността са формирани за периода на бизнес плана при цени към момента на изготвянето му въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“. Влияние върху стойността на разходите оказват: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи клиенти; отчетна и балансова стойност на ГРМ; брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и съоръженията и за обслужване на клиентите.

Разходите за дейността „разпределение на природен газ“ представляват 92% от общия обем разходи. Те включват условно-постоянни разходи (УПР), свързани с експлоатацията на ГРМ, и променливи разходи, зависещи от количествата пренесен природен газ.

Прогнозната структура и обем на разходите за дейността „разпределение на природен газ“ са посочени в Таблица № 4:

Таблица № 4

Разходи по елементи (хил. лв.)	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Разходи за експлоатация и поддръжка на ГРМ - УПР, в т. ч:	283	293	295	306	317
Разходи за материали	41	43	46	49	52
Разходи за външни услуги	52	52	52	52	53
Разходи за амортизации	61	67	64	69	75
Разходи за заплати и възнаграждения	91	92	94	95	97
Разходи за социални осигуровки	20	21	21	21	22
Социални разходи	12	12	13	13	13
Други разходи	6	6	6	6	6
Разходи, пряко зависещи от пренесените количества природен газ – ПР, в т.ч:	5	5	5	6	6
Общо разходи за разпределение:	288	299	301	312	323

5.1. Условно-постоянни разходи:

Условно-постоянните разходи обхващат следните основни елементи:

Разходи за материали:

- горива за автотранспорт, прогнозирани на база среден разход на километър изградена ГРМ на база отчетни данни за 2019 г.;
- работно облекло, прогнозирани на база персонал, за покупка на лятно и зимно облекло;
- канцеларски материали, прогнозирани според броя на персонала;
- материали за текущо поддържане, представляват разходи, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозирани са като процент от стойността на изградените линейни участъци и съоръженията за 2019 г., като е отчетено и въвеждането на новите линейни участъци.

Разходи за външни услуги:

- застраховки за дейността „разпределение“, които са прогнозирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи, като включват имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, „Гражданска застраховка юридически лица“;
- данъци и такси, в т.ч. са прогнозирани лицензионните такси в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и параметрите на бизнес плана;
- пощенски разходи, телефони и абонаменти, прогнозирани на база отчетни данни за 2019 г., като разходите за абонаменти включват разходи за софтуерно и счетоводно обслужване;
- абонаментното поддържане и аварийна готовност, които включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията, одориращата инсталация и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа;
- разходи за въоръжена и противопожарна охрана, включват разходи за СОТ и противопожарна охрана;
- разходи за наем, включващи наем на офис, както и разходи за вода, отопление и ел. енергия, като са прогнозирани на база отчетни данни за 2019 г.;
- проверка на уреди, определени за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански и битови клиенти, при съответната периодичност на проверките;
- експертни и одиторски разходи, прогнозирани на база отчетни данни за 2019 г.;
- други разходи, включени са разходи за трудова медицина, ремонти на леки автомобили.

Разходи за амортизации, които са изчислени по линеен метод на амортизация на базата на амортизационния срок на активите, определен от Комисията.

Разходи за заплати и възнаграждения, включват начислените работни заплати на целия персонал. Прогнозирани са въз основа на разхода за заплати на човек за 2019 г. и броя на персонала, който за периода е 5 човека, включително един управител. Предвидено е увеличение на персонала с 2 души, един - в дейност „разпределение“ и един - в дейност „снабдяване“. Увеличението на персонала е във връзка с обслужването на очаквано нарастване на документооборота, свързано с присъединяването на битови клиенти, както и с техническото обслужване на увеличената газоразпределителна мрежа.

Разходи за социални осигуровки, включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки.

Социални разходи, свързани със социални надбавки и с други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Прогнозирани са на база отчетните данни за 2019 г.

Други разходи, включват разходи за командировки и обучения на персонала, охрана на труда.

В състава на условно-постоянните разходи не са включени разходи за загуби от обезценка, текущите разходи за начислени провизии и задължения, отписани вземания и текущите разходи за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси.

5.2. Разходи, пряко зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ

Стойността на променливите разходи е функция на прогнозните количества пренесен и доставен природен газ и разходните норми на предприятието.

Разходи за материали – основният материал, който се използва във връзка с дейността на дружеството и пряко зависи от количествата, е одорантът. Разходите за одорант са прогнозирани в съответствие с разходната норма от 25 mg/MWh и прогнозните количества за реализация.

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ представляват 8% от общите планирани разходи на дружеството през периода на бизнес плана. Прогнозната структура и обем на разходите за дейността са посочени в Таблица № 5:

Таблица № 5

Разходи по елементи (хил. лв.)	2021 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2025 г.
Разходи за дейността „Снабдяване с природен газ –Условно-постоянни разходи	26	26	27	27	27
Разходи за материали	2	2	2	2	2
Разходи за външни услуги	5	5	5	5	5
Разходи за амортизации	1	1	1	1	1
Разходи за заплати и възнаграждения	9	9	9	10	10
Разходи за социални осигуровки	2	2	2	2	2
Други разходи	7	7	7	7	7
Общо разходи за снабдяване:	26	26	27	27	27

Разходите за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ включват само условно-постоянните разходи, като няма планирани променливи разходи пряко зависещи от количествата пренесен природен газ. Най-голям дял имат разходите за заплати и възнаграждения – 35%.

УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ включват:

Разходи за материали, прогнозирани за работно облекло и горива за транспорт.

Разходи за външни услуги, планирани за пощенски разходи и разходи за интернет и телефонни услуги, разходи за лицензионни такси, разходи за застраховки, които включват гражданска отговорност и каско за наличните автомобили.

Разходи за амортизации, включват амортизации на одоратор и Интегрирано комуникационно устройство за наблюдение и контрол.

Разходи за персонал, планирани за един служител.

Други разходи – разходи за охрана на труда, командировки, поддържане на система за фактуриране и др.

6. Прогнозна структура на капитала, размер и начин на финансиране

За периода на бизнес плана дружеството планира капиталовата структура да е със 100% дял на собствения капитал. „Правецгаз 1“ АД има акционерен капитал от 199 хил. лв., който е инвестиран в газопроводни мрежи и други дълготрайни активи, свързани с дейността на дружеството. Необходимите средства на дружеството ще обезпечат целия размер на планираните инвестиции. Като източници на финансиране на инвестиционната програма се предвиждат собствени средства, респективно реинвестиране на печалбата и амортизационни отчисления за всяка една година от периода.

7. Очаквано финансово-икономическо състояние на „Правецгаз 1“ АД за периода 2021 – 2025 г.:

„Правецгаз 1“ АД е представило прогнозни счетоводни баланси, отчет за приходи и разходи и прогнозен паричен поток за периода 2021 – 2025 г. За целия период на бизнес плана дружеството прогнозира да реализира печалби в размер на: 80 хил. лв. за 2021 г.; 70 хил. лв. за 2022 г.; 76 хил. лв. за 2023 г.; 74 хил. лв. за 2024 г.; 72 хил. лв. за 2025 г.

Дружеството прогнозира нарастване на общите приходи от 908 хил. лв. за 2021 г. на 980 хил. лв. през 2025 г. Структурата на приходите за периода на бизнес плана включва приходи от продажби на природен газ на клиенти и приходи от услуги. Увеличението на общите приходи се дължи основно на увеличените приходи от продажба на природен газ, които нарастват от 881 хил. лв. през 2021 г. на 961 хил. лв. за 2025 г.

„Правецгаз 1“ АД прогнозира общите разходи да се увеличат от 820 хил. лв. за 2021 г. на 900 хил. лв. за 2025 г. Основен дял в общите разходи за дейността са разходите за покупка на природен газ, които се прогнозира да се увеличат от 506 хил. лв. за 2021 г. до 550 хил. лв. за 2025 г. Разходите за материали се увеличават от 48 хил. лв. за 2021 г. на 60 хил. лв. за 2025 г. Разходите за външни услуги са прогнозираны в размер на 57 хил. лв. през периода 2021 - 2024 г. и 58 хил. лв. за 2025 г. Разходите за амортизации се увеличават от 62 хил. лв. през 2021 г. на 75 хил. лв. през 2025 г. Разходите за възнаграждения и осигуровки се увеличават от 134 хил. лв. за 2021 г. на 144 хил. лв. за 2025 г., а другите разходи са прогнозираны в размер на 13 хил. лв. годишно през периода на бизнес плана.

Дружеството прогнозира общите активи да нарастват от 1271 хил. лв. за 2021 г. до 1336 хил. лв. в края на периода, в резултат на увеличение на нетекущите активи. Нетекущите активи се увеличават от 900 хил. лв. през 2021 г. на 1026 хил. лв. през 2025 г., в резултат на увеличение на ДМА в частта съоръжения. Текущите активи на дружеството намаляват от 371 хил. лв. за 2021 г. на 310 хил. лв. за 2025 г.

За посочения период, записаният капитал остава с непроменена стойност в размер на 199 хил. лв. Другите резерви са прогнозираны в размер на 370 хил. лв. годишно през периода. Дружеството прогнозира увеличение на собствения капитал от 716 хил. лв. за 2021 г. на 765 хил. лв. за 2025 г., вследствие на увеличение на натрупаната печалба. Прогнозираны са и приходи за бъдещи периоди, които от 501 хил. лв. за 2021 г. намаляват на 472 хил. лв. за 2025 г. Дългосрочни задължения не се предвиждат за периода. Краткосрочните задължения се увеличават от 54 хил. лв. за 2021 г. на 99 хил. лв. за 2025 г., основно от увеличаване на задълженията към доставчици.

От представените прогнозни парични потоци за периода 2021 – 2025 г. е видно, че паричните постъпления ще бъдат от основната дейност. Постъпленията са от търговски контрагенти, а плащанията са за трудови възнаграждения, за данъци и др. При инвестиционната дейност на дружеството са предвидени плащания, свързани с дълготрайни активи. По отношение на финансовата дейност са предвидени плащания, свързани с лихви, дивиденди и др.

Прогнозни приходи и разходи, финансовите резултати, както и показателите, характеризиращи финансовото състояние на дружеството, определени на база обща балансова структура, са посочени в Таблица № 6:

Таблица № 6

Показатели	Прогноза
------------	----------

	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Общо приходи от регулирана дейност (хил. лв.)	908	920	940	960	980
Общо разходи от регулирана дейност (хил. лв.)	820	842	856	878	900
Счетоводна печалба (хил. лв.)	88	78	84	82	80
Финансов резултат (хил. лв.)	80	70	76	74	72
Коефициент на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал (СК/ДА)	0,80	0,76	0,74	0,74	0,75
Коефициент на обща ликвидност (КА/КП)	6,87	5,58	3,71	3,40	3,13
Коефициент на финансова автономност СК/(ДП+КП)	13,26	12,46	8,89	8,31	7,23

Показатели, характеризиращи финансово-икономическото състояние на „Правецгаз 1“ АД за периода 2021 – 2025 г.

Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал е под единица, като намалява от 0,80 за 2021 г. на 0,75 за 2025 г. Това е показател, че дружеството може да има затруднения при инвестиране на собствен капитал в нови дълготрайни активи.

Коефициентът на обща ликвидност намалява от 6,87 през 2021 г. на 3,13 през 2025 г., но остава над единица. Това е индикатор, че дружеството ще разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Коефициентът на финансова автономност, показващ степента на независимост от използване на привлечени средства, е 13,26 за 2021 г. и намалява на 7,23 за 2025 г., но остава над единица. Това означава, че дружеството ще притежава достатъчно собствени средства за покриване на задълженията си.

Очакваните стойности на горепосочените показатели, определени на база обща балансова структура показват, че финансово-икономическото състояние на „Правецгаз 1“ АД за целия период на бизнес плана ще бъде *добро*.

8. Прогноза за цените на предоставяните услуги

Прогнозните цени за пренос на природен газ през ГРМ, за снабдяване с природен газ от краен снабдител по групи клиенти и за присъединяване на клиенти към ГРМ са образувани в съответствие с НРЦПГ при метод на регулиране „горна граница на цени“.

Прогнозните цени за пренос на природен газ и за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Правец за групите на промишлените клиенти, обществено-административните и за групата на битовите потребители са посочени в таблица № 7:

Таблица № 7

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промислени	9,03	0,24
ОА и търговски	16,32	0,60
Битови	16,66	3,05

Предложените цени за присъединяване на клиенти към ГРМ на „Правецгаз 1“ АД са без изменение от предишния регулационен период. Те са формирани в съответствие с НРЦПГ и са посочени в таблица № 8:

Таблица № 8

Група клиенти	Цени (лв./клиент)
Промислени клиенти	2630
ОА и Т клиенти	2150
Битови клиенти	400

Заявление с вх. № Е-15-37-14 от 14.10.2020 г. от „Правецгаз 1“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за продажба на

природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г. е предмет на разглеждане в отделно административно производство.

9. Прогноза за равномерно изменение на цените при значително изменение на ценообразуващите елементи

„Правецгаз 1“ АД посочва, че ще прилага ефективна ценова стратегия, най-съществените моменти в която са: поддържане на конкурентоспособно равнище на цените на природния газ спрямо цените на алтернативните енергоносители; избягване на стресирането на пазара с чести и значителни изменения в цените чрез поддържане на устойчивото им равнище за по-продължителен период от време, както и осигуряване чрез цените на дългосрочната ефективност на дейността.

10. Определяне на области за повишаване на ефективността

Дружеството предвижда повишаване на ефективността в производството, строителството и в маркетинга на услугата, а именно:

В строителството: прилагане на съвременни компютърни системи за предпроектни проучвания и проектиране; стандарти за строителство и осигуряване на качество съгласно международните стандарти; използване на високоефективна строителна техника и създаване на организация за оптимално и използване.

В производството: рационализиране на снабдяването; планиране и ръководство на експлоатационния процес; повишаване производителността на труда чрез повишаване квалификацията и мотивацията на персонала; ефективна организация на сервизната дейност.

В маркетинга на услугата: атрактивни рекламни кампании; повишаване квалификацията на персонала.

Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложиени от „Правецгаз 1“ АД в бизнес плана за периода 2021 – 2025 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Правец.

Изказвания по т.2.:

Докладва Р. Тахир. „Правецгаз 1“ АД е подало заявление за одобряване на бизнес план за територията на община Правец за периода 2021 – 2025 г. След проверка на заявлението и приложените към него документи, е поискана допълнителна информация, която е представена от дружеството. „Правецгаз 1“ АД е акционерно дружество, като акционери в него са: „Топлик“ ООД, гр. Ботевград и община Правец. „Правецгаз 1“ АД е титуляр на лицензии за „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ за територията на община Правец, със срок до 24.01.2041 г. С Решение № БП-58 от 03.11.2016 г. Комисията е одобрила бизнес план на дружеството за периода 2016 – 2020 г.

I. Посочено е изпълнението на бизнес плана и обосновките на дружеството.

II. Анализирано е финансово-икономическо състояние на „Правецгаз 1“ АД за периода 2017 – 2019 г., от което е видно, че финансовото състояние на „Правецгаз 1“ АД е добро. Новият бизнес план за периода 2021 – 2025 г. В инвестиционната програма е даден график на строителството и дружеството предвижда да изгради 5454 м. на обща стойност 516 хил. лв. Работната група е посочила производствената програма с консумацията на групите клиенти по години, като в края на периода се очаква да достигне 24 500 MW/h/г., реализирана от 1067 бр. клиенти. Посочени са ремонтната, социалната програма, прогнозната структура и обема на разходите. По отношение на структурата на капитала, дружеството е с капиталова структура 100 % дял на собствения капитал, като през периода на бизнес плана предвижда да използва собствени средства за финансиране на инвестиционната програма, респективно реинвестиране на печалбата и амортизационните отчисления за всяка една от годините. От анализа на очакваното финансово състояние за

периода 2021 – 2025 г. е видно, че финансовото състояние на дружеството ще бъде добро за периода на бизнес плана. В 8, 9 и 10 са дадени съответните раздели, които се изискват по наредбата, като са посочени и цените.

Въз основа на гореизложеното, може да се приеме, че параметрите, заложи от „Правецгаз1“ АД в бизнес плана за периода 2021 – 2025 г., ще осигурят на дружеството необходимите материални и финансови ресурси за изпълнение на лицензионните му задължения, във връзка с дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ на територията на община Правец.

Предвид горното и на основание чл. 43, ал. 1 от Правилника за дейността на Комисията, чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5, във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад.
2. Да приеме решение за одобряване на бизнес план на „Правецгаз1“ АД за територията на община Правец за периода 2021 – 2025 г.

Р. Тахир прочете диспозитива на проекта на решение:

На основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Одобрява бизнес план на „Правецгаз 1“ АД, за територията на община Правец, за периода 2021 – 2025 г.

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

Предвид горното и на основание чл. 13, ал. 2, т. 1 от Закона за енергетиката, чл. 13, ал. 1, ал. 3 и ал. 5 във връзка с чл. 49, ал. 2, т. 3 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Приема доклада и одобрява бизнес план на „Правецгаз 1“ АД, за територията на община Правец, за периода 2021 – 2025 г.

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

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

По т.3. Комисията разглежда доклад с вх. № Е-дк-1035 от 18.12.2020 г. и проект на решение относно **заявление от „Правецгаз 1” АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г.**

Административното производство е образувано по подадено в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) заявление с вх. № Е-15-37-14 от 28.09.2020 г. от „Правецгаз 1” АД, с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителна мрежа (ГРМ), цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Правец.

След извършена проверка на подаденото заявление и представените от дружеството документи по реда на чл. 28, ал. 2 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ (НРЦПГ) са установени нередовности. В тази връзка, с писмо с изх. № Е-15-37-14 от 07.10.2020 г. е изискано от „Правецгаз 1” АД да предостави следните допълнителни данни и документи: заявление за утвърждаване на цени за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ“ с посочени стойности на цените и техния регулаторен период; декларация за истинността на заявените обстоятелства и на приложените документи, подписана от заявителя съгласно чл. 27а от НРЦПГ; доказателства за оповестяване в средствата за масово осведомяване на предложението за цени по смисъла на чл. 36а от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 33 от НРЦПГ; подробна обосновка на разходите с посочени параметри и алгоритъм за прогнозиране; електронен модел на предложените от „Правецгаз 1” АД цени и копия от сключени договори за наем на офиси и складови бази. С писмо с вх. № Е-15-37-14 от 14.10.2020 г. заявителят е представил изисканите данни и документи, както и преработено заявление с вх. № Е-15-37-14 от 14.10.2020 г. с искане за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

Със Заповед № 3-Е-196 от 16.10.2020 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да извърши проучване на заявлението от финансово-икономическа и правна страна и приложенията към него за установяване основателността на искането за утвърждаване на цени за пренос на природен газ, цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител и цени за присъединяване на клиенти към ГРМ, като при разглеждане на същото да отчете съответните данни и параметри на заявление на „Правецгаз 1” АД за одобряване на бизнес план.

Въз основа на анализ на фактите и обстоятелствата, съдържащи се в документите по административната преписка, се установи следното:

„Правецгаз 1” АД е титуляр на лицензия № Л-197-08 от 24.01.2006 г. за осъществяване на дейността „разпределение на природен газ” и лицензия № Л-197-12 от 27.04.2009 г. за осъществяване на дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител” за територията на община Правец, със срок до 24.01.2041 г.

Съгласно чл. 30, ал. 1, т. 8, т. 11 и т. 12 от ЗЕ, цените, по които крайните снабдители продават природен газ на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, цените за присъединяване към мрежите и цените за достъп и пренос на природен газ през ГРМ, подлежат на регулиране от Комисията.

С Решение № Ц-40 от 30.11.2016 г. Комисията е утвърдила на „Правецгаз 1” АД цени за пренос на природен газ през ГРМ, цени, по които продава природен газ на клиенти, присъединени към ГРМ, както и цени за присъединяване към ГРМ на територията на община Правец, за регулаторен период от 2016 г. до 2020 г. включително. С Решение № Ц-33 от 15.12.2017 г. Комисията е утвърдила на „Правецгаз 1” АД, считано от 01.01.2018 г., цени за пренос на природен газ през ГРМ, в резултат на корекция

съгласно чл. 25, ал. 2, т. 3 от НРЦПГ, с разликата между прогнозните и отчетените от дружеството инвестиции в нетекущи активи за 2016 г.

„Правецгаз 1” АД е представило информация по смисъла на чл. 36а от ЗЕ и чл. 33 от НРЦПГ за оповестяване на предложението на цени в средствата за масово осведомяване, като е приложило копие на съобщението, публикувано във вестник „Правешки глас“, бр. 30 (806) от 01.09.2020 г.

В съответствие с разпоредбата на чл. 29, ал. 2, т. 6 от НРЦПГ, дружеството е представило копие на договор № 389-214 от 02.07.2020 г., сключен с „Булгаргаз“ ЕАД, за доставка на природен газ на изходен пункт на газопреносната мрежа по регулирана цена. Срокът на действие на договора е от 07:00 часа на 01 януари 2021 г. до 07:00 часа на 01 януари 2022 г., с възможност срокът на действие да се удължи с допълнително споразумение между двете страни.

Съгласно чл. 14, ал. 1 от НРЦПГ, енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от КЕВР различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими годишни приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата. Групите клиенти се утвърждават от Комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак (чл. 14, ал. 2 от НРЦПГ).

През новия регулаторен период „Правецгаз 1” АД не предвижда промяна на тарифната структура, която се състои от три групи клиенти: промишлени; обществено-административни и търговски (ОАТ) и битови.

Предложената от дружеството тарифна структура е в съответствие с изискванията на чл. 14, ал. 1 и ал. 2 от НРЦПГ.

1. Регулаторен период

„Правецгаз 1” АД е предложило регулаторен период на цените с продължителност от 5 години (от 2021 г. до 2025 г.), което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от НРЦПГ, съгласно която при регулиране по метода „горна граница на цени“ регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години. Предложеният регулаторен период ще даде възможност на дружеството да изпълни заложените параметри в инвестиционната и производствената програма в представения за одобрение бизнес план за периода 2021 – 2025 г.

Предвид горното, предложеният от „Правецгаз 1” АД регулаторен период на цените от 5 години е в съответствие с нормативните разпоредби на НРЦПГ.

2. Необходими приходи

Съгласно чл. 9 от НРЦПГ, необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията включват икономически обосноващите разходи и възвръщаемост на капитала. Необходимите годишни приходи за дейността „разпределение на природен газ“ и за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ са прогнозираны по години за регулаторния период. Необходимите приходи по години, разпределени по групи клиенти и по дейности, са представени в Таблици № 1 и № 2:

Дейност „разпределение на природен газ”

Таблица № 1

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	хил. лв.	33	32	30	29	28
ОАТ	хил. лв.	209	210	204	205	205
Битови	хил. лв.	99	113	125	138	152
Общо:	хил. лв.	341	354	358	372	385

Дейност „снабдяване с природен газ от краен снабдител”

Таблица № 2

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	хил. лв.	1	1	1	1	1
ОАТ	хил. лв.	8	8	8	8	8
Битови	хил. лв.	22	22	23	23	23
Общо:	хил. лв.	30	31	31	31	32

2.1. Разходи

Структурата и обемът на разходите по години са формирани от дружеството в съответствие с чл. 10 от НРЦПГ. Съгласно цитираната разпоредба, видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват при образуването на цените, се делят на две основни групи: условно-постоянни разходи (УПР) и променливи разходи, според връзката им с количествата природен газ и/или осигуряването на услугата. Общите разходи за периода, разпределени по дейности, са представени в Таблица № 3:

Общо разходи по дейности

Таблица № 3

Наименование	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Общо	%
Общо разходи по дейности, в т.ч.	хил. лв.	314	325	327	339	350	1655	100%
„разпределение на природен газ“	хил. лв.	288	299	301	312	323	1522	92%
„снабдяване с природен газ от краен снабдител“	хил. лв.	26	26	27	27	27	133	8%

Според представената обосновка разходите за дейността са формирани за петгодишен период при цени към момента на изготвяне на бизнес плана въз основа на прогнозното развитие на параметрите на дейностите по разпределение и снабдяване с природен газ, а именно: продажби на природен газ по групи клиенти; брой клиенти по групи; отчетна и балансова стойност на ГРМ и брой персонал, необходим за управление и експлоатация на ГРМ и обслужване на клиентите.

Годишните разходи са групирани по икономически елементи, като във всяка група са изброени детайлно всички конкретни видове разходи. УПР, които не зависят от количествата природен газ, са прогнозирани по години без отчитане на инфлация за периода. В разходите за текущ и аварийен ремонт са посочени само разходите за ремонт, които не водят до увеличаване на стойността на активите. Стойността на променливите разходи е функция на прогнозираните количества природен газ и съответните разходни норми. За нуждите на ценообразуването разходите са посочени поотделно за видовете лицензионни дейности и съответните им отчетни и прогнозни стойности на годишна база.

В съответствие с чл. 10, ал. 1, изречение второ от НРЦПГ, „Правецгаз 1“ АД е представило различните групи разходи по дейности и по икономически елементи, ведно с обосновки за начина на формирането им.

2.1.1. Разходи за дейността „разпределение на природен газ“

Тези разходи представляват 92% от общия обем разходи и се увеличават от 288 хил. лв. през 2021 г. на 323 хил. лв. през 2025 г.

Условно-постоянните разходи представляват 98% от разходите, предвидени от дружеството за дейността „разпределение на природен газ“ и се увеличават от 283 хил. лв. през 2021 г. на 317 хил. лв. през 2025 г. Те са разделени, както следва:

Разходи за материали представляват 15,4% от УПР за дейността и нарастват през регулаторния период от 41 хил. лв. през 2021 г. на 52 хил. лв. през 2025 г. Те включват следните разходи:

- *разходи за материали за текущо поддържане*, свързани със закупуване на резервни части и материали, необходими за ремонти по ГРМ. Прогнозирани са като процент от стойността на вече изградените линейни участъци за 2019 г., като е отчетено и въвеждането на новите линейни участъци. Размерът им нараства от 33 хил. лв. през 2021 г. на 44 хил. лв. през 2025 г.;

- *разходи за гориво за транспорт*, планирани на база среден разход на километър изградена ГРМ на база отчетни данни за 2019 г. Размерът им нараства от 4,09 хил. лв. през 2021 г. на 4,49 хил. лв. през 2025 г.;

- *разходи за работно облекло*, прогнозирани на база персонал, за закупуване на лятно и зимно облекло, като размерът им от 1000 лв. на година остава непроменен през регулаторния период;

- *разходи за канцеларски материали*, прогнозирани на база брой персонал, като размерът им от 2000 лв. на година остава непроменен през регулаторния период.

Разходите за външни услуги представляват 17,5% от УПР и нарастват от 52 хил. лв. през 2021 г. на 53 хил. лв. през 2025 г., като включват:

- *разходи за застраховки на ГРМ*, вкл. имуществена застраховка „Индустриален пожар“, „Кражба чрез взлом“, Гражданска застраховка юридически лица, планирани като процент от стойността на дълготрайните материални активи (ДМА);

- *разходи за данъци и такси*, прогнозирани на база нормативната уредба и извършени разходи през предходната година, в т.ч. лицензионни такси, планирани в съответствие с Тарифа за таксите, които се събират от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката, в размер на 2000 лв., плюс 0,055% от приходите за съответната лицензионна дейност през предходната година и 0,02% от планираните инвестиции;

- *пощенски разходи, разходи за телефони и абонаменти*, в т.ч. и разходи за софтуерно и счетоводно обслужване, по 167 лв./месец или 2000 лв. в годишен аспект, планирани спрямо отчетни данни за 2019 г., като размерът им остава непроменен през разглеждания петгодишен период;

- *абонаментно поддържане*, включват разходите за сервизно обслужване на линейните газопроводи, съоръженията и одориращите инсталации и разходите за поддържане на аварийна готовност. Прогнозирани са в зависимост от дължината на обслужваната мрежа;

- *разходи за наеми*, прогнозирани въз основа на отчетни данни за 2019 г., като включват наем на офис и разходите за вода и ел. енергия. Представен е сключен договор за наем на офис. Размерът им от 5000 лв. на година остава непроменен през разглеждания период, тъй като заявителят не предвижда наемане на допълнителни офисни площи.

- *разходи за проверка на уреди*, определени за всяко едно въведено в експлоатация съоръжение, обслужващо стопански и битови клиенти при съответната периодичност на проверките;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база отчетни данни за 2019 г., като процент от стойността на приходите за съответната дейност, в размер на 7 хил. лв. за всяка от годините на регулаторния период.

Разходите за амортизации представляват 22,5% от УПР, като се увеличават от 61 хил. лв. през 2021 г. на 75 хил. лв. през 2025 г. и са определени по линейен метод, съгласно чл. 12 от НРЦПГ. Дружеството е приложило подробен амортизационен план на всички активи по видове и по години, както и начина на формиране на амортизационните суми за всеки период, общата начислена амортизация за всяка година и балансовата стойност на активите към края на годината. В направено от заявителя обобщение на амортизационните планове на видовете активи са показани отчетната стойност на активите, годишната амортизационна квота, начислената до съответния период амортизация и балансовите стойности.

Разходите за заплати и възнаграждения представляват 31,4% от УПР и нарастват от 91 хил. лв. през 2021 г. до 97 хил. лв. през 2025 г. Тези разходи включват разходите за заплати на административно-управленския персонал и персонала по експлоатация и поддръжка на мрежата. Прогнозирани са въз основа на средния разход за заплати на човек за 2019 г. и броя на персонала, който за периода е 5 човека (инженерно-технически персонал, административен персонал и работници), в т.ч. 1 управител.

Предвидено е броят на персонала в края на регулаторния период на цените да се увеличи с 2 до 3 човека, или общо 6 души за дейността. Увеличението на персонала е във връзка с очакваното нарастване на документооборота, свързано с привличането и присъединяването на битови клиенти, както и на техническото обслужване на новоизградена ГРМ.

Разходите за социални осигуровки представляват 71% от УПР, като нарастват от 20 хил. лв. през 2021 г. на 22 хил. лв. през 2025 г. и включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по Кодекса на труда (КТ) за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана с прогнозираните

разходи за заплати и дължимия процент осигуровки, като са използвани отчетни данни за 2019 г.

Социалните разходи представляват 4,2% от УПР, като нарастват от 12 хил. лв. през 2021 г. на 13 хил. лв. през 2025 г., прогнозирани въз основа на средните разходи, отчетени на човек за отчетната 2019 г. и броя на персонала за регулаторния период.

Други разходи представляват 2% от УПР, прогнозирани в размер на 6 хил. лв. годишно, като остават непроменени през регулаторния период и включват:

- *разходи за охрана на труда (трудова медицина)*, прогнозирани като функция от броя на персонала, зает в съответната дейност и средния годишен разход през базовата година по 167 лв./служител/година или 1000 лв. в годишен аспект;

- *разходи, произтичащи от задължения по нормативни актове*, в размер на 1000 лв. за всяка една от годините на регулаторния период;

- *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозирани в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходната година в размер на 351 лева/служител/година средно за периода;

Променливите разходи представляват 1,8% от общия обем разходи за дейността „разпределение на природен газ“ и нарастват през регулаторния период от 5 хил. лв. за 2021 г. на 6 хил. лв. за 2025 г. Тези разходи са пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ и включват: *разходи за одорант*, изчислени с разходна норма от 25 mg/MWh природен газ, в зависимост от планираните за продажба количества природен газ и *разходи за материали за текущо поддържане*.

2.1.2. Разходи за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“

Тези разходи представляват 8% от общия обем разходи и включват само условно-постоянни разходи, тъй като не са планирани променливи разходи. Разходите за дейността нарастват от 26 хил. лв. през 2021 г. на 27 хил. лв. през 2025 г. УПР представляват 100% от общия обем разходи, предвидени от дружеството за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ и са разпределени по икономически елементи, както следва:

Разходите за материали са с относителен дял от 8,3% и са в размер на 2 хил. лв., които остават непроменени през регулаторния период, като включват: разходи за гориво за транспорт в размер на 2 хил. лв., планирани на база среден разход на километър изградена ГРМ на база отчетни данни за 2019 г.

Разходите за външни услуги представляват 18,9% от разходите за дейността, планирани в размер на 5 хил. лв. годишно, като размерът им остава непроменени през регулаторния период и включват следните разходи:

- *разходи за застраховки* на наличните автомобили за „Гражданска отговорност“ и „Каско“ в размер на 1000 лв. за всяка една година от регулаторния период;

- *пощенски разходи* и *разходи за телефони и абонаменти*, прогнозирани на база отчетните данни за 2019 г., като разходите за абонаменти включват разходи за софтуерно и счетоводно обслужване в размер на 1000 лв. за всяка една година от регулаторния период;

- *експертни и одиторски разходи*, прогнозирани на база отчетни данни за 2019 г. като процент от стойността на приходите за съответната дейност, в размер на 3 хил. лв. за всяка от годините на регулаторния период;

Разходите за амортизации представляват 2,8% от разходите, предвидени за дейността, в размер на 1000 лв. за всяка от годините на регулаторния период;

Разходите за заплати и възнаграждения са с относителен дял 35,8% от разходите за дейността, като размерът им нараства от 9 хил. лв. през 2021 г. на 10 хил. лв. през 2025 г. Според дружеството тези разходи са планирани въз основа на разхода за заплати за базовата година и прогнозата за назначаване на 1 човек през регулаторния период.

Разходите за социални осигуровки представляват 7,95% от разходите за дейността, като размерът им от 2 хил. лв. остава непроменен през регулаторния период. Те включват съответните начислени суми за социални и здравни осигуровки, социални надбавки и други обезщетения, полагащи се на работниците и служителите по КТ за извънреден и допълнителен труд, както и за работа при вредни за здравето условия. Сумата е обвързана

с прогнозираните разходи за заплати и дължимия процент осигуровки, като са използвани отчетни данни за 2019 г.

Други разходи, с относителен дял 26,4% от общия обем на разходите за дейността, планирани в размер на 6 хил. лв. годишно през целия регулаторен период и включват: *разходи за командировки и обучение на персонала*, прогнозирани в зависимост от средния годишен разход на човек за тази дейност през предходната година – в размер на 1000 лв./служител/година и *други разходи*, в т.ч. разходи за поддържане на система за фактуриране.

През регулаторния период 2021 – 2025 г. дружеството не планира променливи разходи за дейността „снабдяване с природен газ“, пряко зависещи от пренесените и доставени количества природен газ.

От извършения по-горе анализ на прогнозния размер на разходите по години и по икономически елементи, както и въз основа на представените от дружеството обосновки и доказателства за разходите е видно, че те са свързани с изпълнението на лицензионните дейности и може да се направи извода, че са икономически обосновани.

2.2. Регулаторна база на активите

Съгласно чл. 12 от НРЦПГ, утвърдената от Комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал. Прогнозните стойности на регулаторната база на активите, възвръщаемостта и разходите за дейностите „разпределение на природен газ“ и „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ по години за регулаторния период са представени, съответно в Таблицы № 4 и № 5:

Дейност „разпределение на природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 4

№	Позиция	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	891	927	959	993	1022
2.	Балансова стойност на ДНА	3	2	2	1	1
3.	Балансова стойност на ДМА, придобити за сметка на финансираня	55	58	56	52	43
4.	Необходим оборотен капитал	28	29	30	30	31
5.	Регулаторна база на активите	867	901	935	973	1011
6.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6,16%	6,16%	6,16%	6,16%	6,16%
7.	Възвръщаемост	53	55	58	60	62
8.	Разходи, в т.ч.:	288	299	301	312	323
8.1.	УПР	283	293	295	306	317
8.2.	Променливи разходи	5	5	5	6	6

Дейност „снабдяване с природен газ“ (хил. лв.)

Таблица № 5

№	Позиция	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.	Балансова стойност на ДМА	7	6	5	4	4
2.	Необходим оборотен капитал	66	68	69	71	72
3.	Регулаторна база на активите	73	74	74	75	76
4.	Норма на възвръщаемост, преди данъчно облагане	6,16%	6,16%	6,16%	6,16%	6,16%
5.	Възвръщаемост	4	5	5	5	5
6.	Разходи, в т.ч.:	26	26	27	27	27
6.1.	УПР	26	26	27	27	27

Дружеството е определило размера на оборотния капитал в съответствие с разпоредбата на чл. 12, ал. 8 от НРЦПГ. Изчисленият оборотен капитал отговаря на нормативните изисквания, като представлява 1/8 от годишните оперативни парични разходи за лицензионната дейност (без амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания).

Планираните инвестиции за лицензионната територия за периода 2021 – 2025 г. са в размер на 516 хил. лв., от които за разпределителни газопроводи и отклонения са

предвидени 418 хил. лв., а за съоръжения (за битови и небитови клиенти) са планирани 99 хил. лв.

2.3. Норма на възвръщаемост на капитала

Като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени парични средства, акумулирани от дейността му. Реинвестираните парични средства за всяка година са представени като сума от получената нетна печалба от текущия период и амортизационните отчисления за същия период.

Предложената от „Правецгаз 1” АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2025 г. е в размер на 6,16%, която е изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост от 5,54%, при отчитане на данъчните задължения.

Съгласно чл. 13, ал. 4 от НРЦПГ, Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, капиталова структура на предприятието.

Съгласно чл. 13, ал. 5 от НРЦПГ Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала чрез модела за оценка на капиталовите активи и въз основа на данни от: международно признати източници на информация относно отраслов безлостов коефициент β за страните-членки от Европейския съюз, обща пазарна рискова премия за Р България, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари и премията за специфичния за държавата риск; данни на Българската народна банка относно безрисковата норма на възвръщаемост, при използване на дългосрочния лихвен процент за оценка степента на конвергенция, като средна стойност за 12-месечен период преди месеца на оповестяване на предложението за цени.

При регулирането на цените в енергийния сектор и във ВиК услугите във връзка с изчисляването на нормата на възвръщаемост на собствения капитал, КЕВР прилага Модела за оценка на капиталовите активи (МОКА), като използва данни, публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran – Stern School of Business¹ и на Българската народна банка (БНБ)². Предвид изложеното, при определяне на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Правецгаз 1” АД следва да се използват актуални данни за пазарните величини, като се отчете отрасловият коефициент β , общата пазарна рискова премия за страната, както и безрисковата норма на възвръщаемост.

За изчисление на нормата на възвръщаемост на собствения капитал на „Правецгаз 1” АД е използван безлостов коефициент β (Oil/Gas Distribution) за страните от Европа в размер на 0,74 за 2020 г. по данни от сайта на Aswath Damodaran. При преобразуването на безлостовия коефициент в лостов, същият запазва размера си от 0,74, предвид капиталовата структура на дружеството и факта, че то не възнамерява да използва привлечени средства.

Общата пазарна рискова премия за Р България е 8,03%, формирана като сума от базовата рискова премия за развити пазари (5,23%) и премията за специфичния за държавата риск (2,80%) по актуализирани данни от месец юли 2020 г. от горепосочения източник. За изчисляване на безрисковата норма на възвръщаемост е използван дългосрочният лихвен процент (ДЛП) за оценка степента на конвергенция, който представлява доходността по дългосрочните ценни книжа (със срок над 10 години) в Република България. Премията е в размер на 0,2706%, изчислена по данни на БНБ, като средна стойност на ДЛП за 12-месечен период септември 2019 г. – август 2020 г. Дружеството не планира да ползва привлечен капитал.

При прилагане на горепосочените параметри, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала се получава в размер на 6,94%, при 100% собствен капитал с

¹<http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

²<http://www.bnb.bg/Statistics/StMonetaryInterestRate/StIRLTIR/>

норма на възвръщаемост 6,25%, с отчитане на данъчните задължения, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството.

Предвид горепосоченото е целесъобразно да бъде приета предложената от „Правецгаз 1” АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,16%, при 100% собствен капитал и отчитане на данъчните задължения.

3. Прогнозна консумация за регулаторния период

Прогнозната консумация на природен газ в рамките на регулаторния период, както и прогнозният брой присъединени клиенти към ГРМ на дружеството, са представени по години и по групи клиенти в Таблици № 6 и № 7:

Прогнозна консумация

Таблица № 6

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	MWh/год.	3358	3358	3358	3358	3358
ОАТ	MWh/год.	12 161	12 422	12 684	12 945	13 207
Битови	MWh/год.	7011	7242	7473	7704	7935
Общо:	MWh/год.	22 530	23 023	23 515	24 008	24 500

Прогнозен брой клиенти

Таблица № 7

Клиенти	Мярка	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Промислени	бр.	6	6	6	6	6
ОАТ	бр.	186	190	194	198	202
Битови	бр.	759	784	809	834	859
Общо:	бр.	951	980	1009	1038	1067

За нуждите на ценообразуването са изчислени коефициенти за разпределяне по групи клиенти на възвръщаемостта и разходите за експлоатация, поддръжка и снабдяване и коефициентите за разпределяне по групи клиенти на разходите, зависещи от количеството пренесен/доставен природен газ.

За дейността разпределение на природен газ, коефициентите за разпределяне на възвръщаемостта и постоянните разходи отчитат дела на ДМА за съответната група клиенти в общата стойност на ДМА.

Стойността на коефициента за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „разпределение на природен газ“ по групи клиенти се променя през периода, както следва: за промишлените клиенти коефициентът намалява от 0,095 през 2021 г. на 0,072 през 2025 г., за обществено-административните и търговски клиенти също намалява от 0,614 през 2021 г. на 0,532 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,291 през 2021 г. на 0,396 през 2025 г.

Коефициентът за разпределение на възвръщаемостта и УПР за дейността „снабдяване с природен газ от краен снабдител“ е получен на база на броя на клиентите от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент в определено съотношение. Стойността на коефициента се променя през периода и е както следва: за промишлените клиенти намалява от 0,027 през 2021 г. на 0,025 през 2025 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,246 през 2021 г. на 0,241 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,726 през 2021 г. на 0,734 през 2025 г.

Коефициентите за разпределяне на разходите, зависещи от количеството пренесен природен газ по групи клиенти, отчитат дела на годишното потребление на природен газ на съответната група в общото потребление. Стойността на активите, обслужващи трите основни клиентски групи, се разпределя чрез дела на максималния часов разход на групата в общия максимален часов разход. Към нея се добавя стойността на активите, свързани с обслужването само на съответната група клиенти. Стойността на коефициента се променя през периода както следва: за промишлените намалява от 0,149 през 2021 г. на 0,137 в края на периода 2025 г., за обществено-административните и търговски клиенти намалява от 0,540 през 2021 г. на 0,539 през 2025 г., а за битовите клиенти се увеличава от 0,311 през 2021 г. на 0,324 през 2025 г.

Предложените коефициенти са обосновани, тъй като отчитат: дела на ДМА на ГРМ за съответната група клиенти в общата стойност на дълготрайните активи; броя клиенти от всяка група и средната годишна консумация на всеки вид клиент; както и дела на годишното потребление на природен газ на съответната група клиенти в общото потребление.

4. Определяне на цени

4.1. Цена за пренос на природен газ през ГРМ

Съгласно чл. 20, ал. 2 от НРЦПГ, цената за пренос на природен газ по разпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените необходими годишни приходи съгласно чл. 9 от НРЦПГ към утвърденото прогнозно количество природен газ за разпределение в левове за MWh по групи клиенти.

4.2. Цена за продажба на природен газ от краен снабдител

Съгласно чл. 19, ал. 1 от НРЦПГ, цените за продажба на природен газ от крайните снабдители на клиенти, присъединени към съответните газоразпределителни мрежи, се определят въз основа на разходите за покупка на природен газ и утвърдените прогнозни необходими годишни приходи за снабдяване с природен газ, съгласно чл. 9 от НРЦПГ.

Предложените от „Правецгаз 1” АД цени за пренос на природен газ през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ от краен снабдител за територията на община Правец, са посочени в Таблица № 8:

Цени за пренос през ГРМ и цени за снабдяване с природен газ

Таблица № 8

Групи клиенти	Цени за пренос на природен газ през ГРМ (лв./MWh)	Цени за снабдяване с природен газ (лв./MWh)
Промислени	9,03	0,24
ОАТ	16,32	0,60
Битови	16,66	3,05

Забележка: предложените за утвърждаване цени са без ДДС и акциз.

С оглед гореизложеното, от анализа на представените в заявление с вх. № Е-15-37-14 от 14.10.2020 г. от „Правецгаз 1” АД данни и подкрепящите ги обосновки е видно, че дружеството е изчислило размера на предложените цени в съответствие с НРЦПГ.

Предложените от „Правецгаз 1” АД за утвърждаване цени ще дадат възможност на дружеството да реализира инвестиционната и производствената програма, заложи в бизнес плана за дейността на дружеството за периода 2021 – 2025 г.

4.3. Цени за присъединяване към газоразпределителната мрежа

Съгласно чл. 24, ал. 1 от НРЦПГ, цената за присъединяване на клиенти към ГРМ се образува по групи клиенти в зависимост от заявения максимален капацитет и налягане и съответните признати разходи за групата. Разходите за допълнително оборудване за присъединяване по желание на клиента са за негова сметка.

Разходите при образуване на цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на дружеството се делят на УПР и променливи разходи. УПР включват: издаване на скица и виза за проектиране, изготвяне на работен проект за газопроводно отклонение, издаване на разрешение за строеж, изготвяне на екзекутивна документация, становища по изпълнение на газопроводното отклонение, разходи по назначаване и провеждане на държавна приемателна комисия, разходи по издаване на разрешения за ползване. Променливите разходи, в зависимост от максималния часови разход и включват: изкопно-възстановителни и монтажни работи.

Заявителят е предложил цените за присъединяване на клиенти към ГРМ на територията на община Правец да останат непроменени спрямо предходния период, като същите са посочени в Таблица № 9:

Цени за присъединяване

Таблица № 9

Групи клиенти	Цени (лв./клиент)
Промислени	2630

ОАТ	2150
Битови	400

Предложените цени за присъединяване към ГРМ на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с НРЦПГ.

Изказвания по т.3.:

Докладва Г. Дечева. „Правецгаз 1” АД е подало заявление за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителна мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителна мрежа на територията на община Правец за нов регулаторен период от 2021 г. до 2025 г. Предложеният от дружеството регулаторен период е с продължителност от 5 години, което е в съответствие с разпоредбата на чл. 3, ал. 2, т. 2 от Наредба № 2 за регулиране на цените на природния газ. През новия регулаторен период „Правецгаз 1” АД не предвижда промяна на тарифната структура, която се състои от три групи клиенти: промишлени; обществено-административни и търговски и битови. Така предложената от дружеството тарифна структура е в съответствие с нормативните изискванията на Наредба № 2. Ценообразуващите елементи са подробно описани в доклада заедно с представените от дружеството обосновки. Разходите са представени по дейности и по икономически елементи. Като източник на финансиране дружеството предвижда използването на собствени парични средства, акумулирани от дейността му. Реинвестираните парични средства за всяка година са представени като сума от получената нетна печалба от текущия период и амортизационните отчисления за същия период. Предложената от „Правецгаз 1” АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала за периода 2021 – 2025 г. е в размер на 6,16% при отчитане на данъчните задължения, и е изчислена при 100% собствен капитал с норма на възвръщаемост 5,54%. При прилагане на Модела за оценка на капиталовите активи, каквато е практиката на КЕВР, въз основа на актуални данни публикувани на официалния сайт на Aswath Damodaran и на Българската народна банка, при запазване на предложената от „Правецгаз 1” АД структура на капитала, среднопретеглената норма на възвръщаемост на капитала е изчислена в размер на 6,94%, при отчитане на данъчните задължения и норма на възвръщаемост на собствения капитал от 6,25%, като получените стойности са по-високи в сравнение с предложените от дружеството. Предвид това е целесъобразно да бъде приета предложената от „Правецгаз 1” АД среднопретеглена норма на възвръщаемост на капитала в размер на 6,16%, и при отчитане на данъчните задължения. Предложените цени за присъединяване към газоразпределителна мрежа на лицензионната територия на заявителя са формирани на база подробно представени разходи по групи клиенти в съответствие с Наредба № 2, като размера им остава непроменен спрямо цените за присъединяване през предходния регулаторен период. Към доклада е приложен и проект на решение, който отразява ценообразуващите елементи описани в доклада.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6, чл. 44, чл. 45, чл. 50 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад и проекта на решение;
2. Да определи дата, час и място за провеждане на открито заседание за разглеждане на доклада по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията. 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;
3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи „Правецгаз 1” АД или други упълномощени от тях представители на дружеството;

4. Да определи дата, час и място за провеждане на обществено обсъждане на проекта на решение по т. 1, които да бъдат публикувани на интернет страницата на Комисията. Общественото обсъждане да бъде проведено по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8 на Комисията за енергийно и водно регулиране;

5. Да покани чрез съобщение на интернет страницата на Комисията за участие в общественото обсъждане на проекта на решение по т. 1 заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката – държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

6. Да определи 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

И. Н. Иванов каза, че насрочва откритото заседание за 07.01.2021 г. от 10:00 часа и общественото обсъждане също за 07.01.2021 г. от 10:05 часа.

И. Н. Иванов установи, че няма изказвания и подложи на гласуване проекта на решение с направените допълнения.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 2 и чл. 14 от Закона за енергетиката, чл. 34, ал. 1 ал. 3 от Наредба № 2 от 19.03.2013 г. за регулиране на цените на природния газ, чл. 43, ал. 1 и ал. 6, чл. 44, чл. 45, чл. 50 и чл. 51 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-дк-1035 от 18.12.2020 г. относно заявление от „Правецгаз 1” АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

2. Приема проект на решение относно заявление от „Правецгаз 1” АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т. 1 на 07.01.2021 г. от 10:00 ч., което да се проведе 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 „Правецгаз 1” АД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 07.01.2021 г. от 10:05 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

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

Решението е взето с **пет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров – за и 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:

Определя, считано от 01.01.2021 г., пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия, както следва:

1. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране нагоре в размер на Цпдн + 100 лв., където Цпдн е равна на почасовата цена на пазара „ден напред“ на БНЕБ ЕАД;

2. Пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия за предоставяне на системна услуга за регулиране надолу в размер на 0,00 (нула) лв./ MWh;

3. Пределните цени по т. 1 и т. 2 не се прилагат при сключване на сделки за балансираща енергия, която е закупена/продадена от/на съседни енергийни системи по двустранни споразумения или от регионален балансиращ пазар.

По т.2. както следва:

Приема доклада и одобрява бизнес план на „Правецгаз 1“ АД, за територията на община Правец, за периода 2021 – 2025 г.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-дк-1035 от 18.12.2020 г. относно заявление от „Правецгаз 1“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

2. Приема проект на решение относно заявление от „Правецгаз 1“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г.;

3. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада и проекта на решение по т.1 на 07.01.2021 г. от 10:00 ч., което да се проведе 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 „Правецгаз 1“ АД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

5. Насрочва обществено обсъждане на проекта на решение по т. 2 на 07.01.2021 г. от 10:05 ч., което да се проведе по реда на Решение по Протокол № 175 от 05.08.2020 г., т. 8, на Комисията за енергийно и водно регулиране;

6. За участие в общественото обсъждане на проекта на решение чрез съобщение на интернет страницата на Комисията да бъдат поканени за дистанционно участие заинтересовани лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката - държавни органи, браншови организации, енергийни предприятия, клиенти и организации на потребители;

7. Датата и часът на провеждане на откритото заседание и общественото обсъждане да бъдат обявени на интернет страницата на КЕВР;

8. Докладът и проектът на решение да бъдат публикувани на интернет страницата

на КЕВР;

9. Определя 14-дневен срок за представяне на становища по проекта на решение.

Приложения:

1. Решение на КЕВР № Ц-45 от 23.12.2020 г. относно определяне на пределна цена за сключване на сделки на пазара на балансираща енергия.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-1034 от 18.12.2020 г. и Решение № БП-25 от 23.12.2020 г. относно заявление от „Правецгаз 1“ АД за одобряване на бизнес план за територията на община Правец за периода 2021 – 2025 г.

3. Доклад с вх. № Е-дк-1035 от 18.12.2020 г. и проект на решение относно заявление от „Правецгаз 1“ АД за утвърждаване на цени за пренос на природен газ през газоразпределителната мрежа, цени за снабдяване с природен газ и цени за присъединяване към газоразпределителните мрежи на територията на община Правец, за регулаторен период 2021 – 2025 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
(Г. Добрев)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н. ИВАНОВ

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Е. Харитонova)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(И. Зашева - главен експерт)