



ПРОТОКОЛ

№ 239

София, 12.11.2020 година

Днес, 12.11.2020 г. от 10:07 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в пълен състав, ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

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

На заседанието присъстваха И. Александров – началник на отдел „Цени и лицензии: електропроизводство, ВКП на електрическа и топлинна енергия“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад № Е-Дк-653 от 28.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-33 от 08.05.2020 г. за продължаване срока на лицензия за производство на електрическа енергия, подадено от „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД.

Работна група: Пламен Младеновски; Елена Маринова; Ивайло Александров;
Юлиана Ангелова; Диана Николкова; Христина Петрова;
Йовка Велчева и Надежда Иванова

2. Доклад с вх. № Е-Дк-904 от 06.11.2020 г. и проект на решение относно установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на

Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, в частта му по т. 11 - за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW – 95,55 лв./MWh.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров, Ана Иванова, Силвия Петрова и Димитър Дуевски

3. Доклад с вх. № Е-Дк-907 от 09.11.2020 г. относно съгласуване на Тръжни правила за разпределяне и предоставяне на преносна способност за 2021 г.

Работна група: Пламен Младеновски, Милен Трифонов

По т.1. Комисията разглежда доклад № Е-Дк-653 от 28.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-33 от 08.05.2020 г. за продължаване срока на лицензия за производство на електрическа енергия, подадено от „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД.

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-33 от 08.05.2020 г. от „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД за продължаване срока на лицензия за производство на електрическа енергия на основание чл. 56, ал. 1, т. 1 от Закона за енергетиката (ЗЕ) и чл. 67, ал. 1 от Наредба № 3 от 21 март 2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (НЛДЕ).

За проучване на обстоятелствата в подаденото заявление и приложенията към него е сформирана работна група със Заповед № 3-Е-75 от 14.05.2020 г. на председателя на КЕВР.

С писмо с изх. № Е-ЗЛР-ПД-33 от 15.05.2020 г. от заявителя е поискано да представи допълнителна информация, която е представена с писма с вх. № Е-ЗЛР-ПД-33 от 26.05.2020 г., № Е-13-11-3 от 15.06.2020 г. и 26.06.2020 г. и писмо с вх. № Е-ЗЛР-ПД-33 от 18.06.2020 г.

Въз основа на така предоставената информация и документи от заявителя и направеното проучване се установи следното:

„Пиринска Бистрица-Енергия“ АД притежава лицензия № Л-107-01 от 10.05.2001 г. за дейността „производство на електрическа енергия“ за срок от 20 години, изменена с решения № И1-Л-107-01 от 27.06.2002 г. и № И2-Л-107-01 от 11.09.2006 г. на Комисията. Съгласно условията на лицензията същата влиза в сила от датата, на която изтича определеният от закона срок за обжалване на решението за издаването ѝ, а именно от 09.06.2021 г., поради което срокът ѝ изтича на 09.06.2021 г.

Заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-33 от 08.05.2020 г. за продължаване срока на лицензия №Л-107-01 от 10.05.2001 г. за дейността „производство на електрическа енергия“ на „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД е подадено в срока по чл. 42, ал. 2 от ЗЕ, на основание чл. 56, ал. 1, т. 1 от ЗЕ, като дружеството е поискало новият срок на издадената му лицензия да бъде 20 (двадесет) години.

Дружеството е обосновоало искането си за продължаване на срока на лицензията за производство на електрическа енергия със следните мотиви:

Заявеното искане е за продължаване срока на лицензия за производство на електрическа енергия от съществуващи водноелектрически централи (ВЕЦ). Дружеството акцентира, че срокът на този тип лицензия е в пряка зависимост от експлоатационния живот на генериращите мощности и гарантиране на ефективно и сигурно производство, при икономически обосновани разходи, както и изпълнение на представения пред Комисията бизнес план. Предвид спецификата на производството на електрическа енергия от ВЕЦ, се отбелязва, че при целесъобразно насочени и регулярно извършвани инвестиции, ефективната експлоатация на водните централи е възможна в много дългосрочен план. „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД експлоатира три броя ВЕЦ, пуснати в експлоатация, както следва:

1. ВЕЦ „Спанчево“ – 1981 г.;

2. ВЕЦ „Пирин“ – 1992 г.; като „Пиринска Бистрица“ е обединение от двата

ВЕЦ;

3. ВЕЦ „Огоста“ – 2003 г. Дружеството посочва, че ВЕЦ „Огоста“ е извън обхвата на лицензията, предвид общата инсталирана мощност на обекта, която е под 5 MW.

Провежданата политика на постоянни инвестиции в модернизация на оборудването, основните производствени съоръжения, деривации и сграден фонд, позволява тези централи да се експлоатират поне още 30 г. според дружеството.

1. Исканият срок за продължаване на лицензията дружеството обосновава със срока на възстановяване на постоянно извършваните инвестиции в централите: рехабилитационни дейности, модернизация и въвеждане на нови технологии, ремонти и др. Извършените инвестиции са в резултат от прилаганите технологични стандарти в групата „Енерго-Про“, част от която е дружество „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД, като гарантиращи безопасна, надеждна и ефективна експлоатация на централите.

2. Каскадата, собственост на „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД, се управлява от централно диспечерско разпореждане (ЦДУ), осъществявано от Териториалните диспечерски управления (ТДУ) на „Електроенергийния системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД).

3. Каскадата има ключова роля в напояването на обработваемите площи в региона, където са разположени. Посоченият срок на лицензията се очаква да обезпечи дългосрочното осигуряване на вода за нуждите на населението и земеделието в региона, където са разположени ВЕЦ.

4. Хидротехническите съоръжения, които обслужват каскадата са собственост на дружеството, което посочва, че ежегодно инвестира в рехабилитация, ремонти и поддръжка на съоръженията. Инвестираните средства в хидротехническите съоръжения предполагат дълъг период на възвращаемост - над 20 г. Дружеството отбелязва, че е натрупало опит по отношение на експлоатацията на активите, предмет на лицензията, при стриктно спазване на задълженията, както по предоставената лицензия, така и в съответствие с действащото законодателство в Република България.

ПРАВНИ АСПЕКТИ:

От извършена служебна справка в Търговския регистър, воден от Агенцията по вписванията към Министерството на правосъдието, е видно, че „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД е търговец по смисъла на чл. 1, ал. 2, т. 1 от Търговския закон. „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД е акционерно дружество, с ЕИК 121893417, със седалище и адрес на управление: Република България, област София, община Столична, гр. София 1000, район Триадница, пл. „Позитано“ № 2, ет. 5. Дружеството е с предмет на дейност: проучване, строителство и изграждане, финансиране и експлоатация на хидроелектрически централи, както и всички други дейности, които не са забранени от закона.

„Пиринска Бистрица-Енергия“ АД е с едностепенна система на управление - управлява се от съвет на директорите и се представлява от Радослав Митков Славов. Капиталът на дружеството е в размер на 39 734 008 лева, разпределен в 41 476 поименни акции, всяка с номинална стойност 958 лв.

Видно от представените на основание чл. 11, ал. 2, т. 2 от НЛДЕ декларации от всички членове на съвета на директорите на „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД, същите не са лишени от правото да упражняват търговска дейност и не са осъждани с влязла в сила присъда за престъпление против собствеността или против стопанството.

Съгласно представената декларация от изпълнителния директор на „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД, представляваното от него дружество не е в производство по несъстоятелност, не е обявено в несъстоятелност и не е в ликвидация. Декларираните обстоятелства се установяват и от служебна справка в Търговския регистър към Агенцията по вписванията. КЕВР не е отнемала лицензия и не е отказвала издаването на лицензия на дружеството за дейността „производство на електрическа енергия“.

При продължаване на срока на лицензията, съгласно чл. 69, ал. 1 от НЛДЕ,

Комисията следва да прецени изпълнението на изискванията и задълженията по действащата лицензия и дали заявителят ще продължи да отговаря на условията за упражняване на лицензията за новия ѝ срок, а именно да е лице, регистрирано по Търговския закон, което притежава технически и финансови възможности, материални и човешки ресурси и организационна структура за изпълнение на нормативните изисквания за осъществяване на дейността по лицензията, да има вещни права върху енергийните обекти, чрез които ще се осъществява дейността и да е представило доказателства, че енергийните обекти, чрез които ще се осъществява дейността по лицензията, отговарят на нормативните изисквания за безопасна експлоатация и за опазване на околната среда. На основание чл. 69, ал. 4 от НЛДЕ в производството за продължаване срока на лицензия се прилагат съответно редът и сроковете за подаване, разглеждане и решаване на искане за издаване на лицензия. Съгласно чл. 69, ал. 3 от НЛДЕ с решението за продължаване на срока на лицензията Комисията определя условията за осъществяване на лицензионната дейност за новия срок.

Предвид изложеното по-горе, „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД е търговец по смисъла на Търговския закон, не е в производство по несъстоятелност или ликвидация и КЕВР не му е отнемала или отказвала издаването на лицензия за същата дейност, поради което продължаването на срока на издадената лицензия няма да е в противоречие с разпоредбите на чл. 40, ал. 4, т. 1, 2 и 3 от ЗЕ.

Заявителят е посочил, че лицензионната дейност ще се осъществява чрез подробно описани в заявлението основни съоръжения на площадките на ВЕЦ „Спанчево“ и ВЕЦ „Пирин“, чрез които до настоящия момент е осъществявал дейността по производство на електрическа енергия. За удостоверяване на вещните си права върху енергийните обекти, чрез които ще се осъществява дейността по лицензията, дружеството е представило заверени копия от Договор от 16.11.2000 г. за приватизационна продажба на ВЕЦ „Пирин“ и ВЕЦ „Спанчево“, обединени в каскада „Пиринска Бистрица“ – обособена част от „НЕК“ ЕАД, гр. София, констативен нотариален акт за право на собственост № 82, том I, рег. 876, дело 75 от 2008 г., както и извлечение от инвентарна книга.

ТЕХНИЧЕСКИ АСПЕКТИ:

„Пиринска Бистрица-Енергия“ АД е дружество, което експлоатира три броя ВЕЦ, пуснати в експлоатация, както следва: ВЕЦ Спанчево – през 1981 г.; ВЕЦ Пирин - 1992 г., като двата ВЕЦ са обединени в каскада „Пиринска Бистрица“ и ВЕЦ Огоста - 2003 г., който е извън обхвата на лицензията, тъй като общата инсталирана мощност на обекта е под 5 MW.

I. КАСКАДА „ПИРИНСКА БИСТРИЦА“

Каскада „Пиринска Бистрица“ е съставена от две водноелектрически централи в поречието на р. Пиринска Бистрица: ВЕЦ „Пирин“ (кота 778,480 m) и ВЕЦ „Спанчево“ (кота 314,13 m), заедно с прилежащите им напорни тръбопроводи, водосборните и водоподаващите хидротехнически съоръжения.

1. ВЕЦ „ПИРИН“

ВЕЦ „Пирин“ е първото, най-горно стъпало, от каскада „Пиринска Бистрица“ с мощност 22 MW_e.

Централата е изградена в землището на с. Пирин, община Сандански. Подаването на вода към изравнителя се осъществява чрез система от водохващания на р. Пиринска Бистрица, а от изравнителя към централата се извършва по напорен тръбопровод.

Съоръженията към ВЕЦ „Пирин“ обхващат: горен дневен изравнител с обем 60 000 m³, апаратна камера, напорен тръбопровод, изграден от стоманени тръби при открито полагане с дължина 1 785 m, диаметър на тръбите от 1,6 m до 1,2 m, площадка ОРУ /открита разпределителна уредба/.

Водни турбини „Пелтон“ – 2 бр.

Водна турбина тип „Пелтон“ е с хоризонтална ос и две дюзи. Турбината е произведена през 1989 г. в ДМЗ „Н. Й. Вапцаров“, гр. Плевен, и е със следните параметри: мощност - 11,05 MW_e, обороти - 500 min⁻¹, нетен напор 451 m, разчетен дебит – 2,85 m³/s.

Електрически генератори № 1 и № 2 - синхронни генератори, с хоризонтален вал, тип СГ 270/131-12. Генераторите са произведени от „Елпром ЗЕМ“, България. Генератор 2 е рехабилитиран от „ИХБ Електрик“ през 2014 г.

Трансформатори и разпределителни електрически уредби

Двата генератора са свързани към общи събирателни шини в Комплектна Разпределителна Уредба (КРУ) 10,5 kV. Уредба 10,5 kV е от комплектен тип с табла с едностранно обслужване. В помещението на КРУ 10,5 kV е изградено и КРУ 20 kV, състоящо се от две табла и служи за резервно захранване на собствени нужди на ВЕЦ. Шинната система на КРУ 10,5 kV е свързана към силов трансформатор тип ТМ 32000/110. Трансформаторът е двунамотъчен с напрежения 121/10,5 kV. Същият е монтиран в ОРУ 110 kV на ВЕЦ.

Електроцентралата е свързана към електроенергийната система (ЕЕС) на Република България посредством един въздушен електропровод 110 kV с диспечерско наименование „Мелник“. Електропровод „Мелник“ свързва ВЕЦ с ОРУ 110 kV на ВЕЦ „Спанчево“ и през същото изнася произведената електрическата енергия в ЕЕС.

Автоматика и управление

Централата е оборудвана с табла за управление, сигнализация, електромерно стопанство, защиты и автоматика, разположени в машинна и командна зали. Апаратурата е в добро състояние. Централата е снабдена с нужните средства за автоматизация, въведени при изграждането ѝ, като са правени необходимите подмени с цел частична модернизация и поддръжка на оборудването. Основният принцип на управление са релейно-контакторни схеми. През 2014 г. и 2015 г. са въведени микропроцесорни системи за управление на турбинния регулатор на ХГ1 и ХГ2.

Възможност за пуск при спряна централа - централата не разполага със съоръжения за пуск при спряна централа, т.е. разчита на разпределителната мрежа за електроенергия, необходима за включване на инсталациите.

Системи за противопожарна безопасност - противопожарната инсталация и уредите за гасене с прах и CO₂ в централата отговарят на нуждите от противопожарна защита. Инсталирана е пожароизвестителна система.

Производствени показатели 1995 – 2020 г.

Произведената електрическа енергия от ВЕЦ „Пирин“ за периода от януари 1995 г. до март 2020 г. е 1 197 226 MWh. Произведените количества електроенергия по години и работните часове на ВЕЦ за същия период са показани в таблици.

Производство в MWh по години:

Год.	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Пирин	37 728	55 121	39 902	44 586	48 916	43 545	26 468	33 683	50 062	57 418	52 188	56 147	33 421
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	03.2020	Общо
39 144	58 429	71 903	35 184	49 356	54 025	51 232	57 448	59 373	38 200	60 570	38 455	4 724	1 197 226

Работни часове на ВЕЦ по години:

Година	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ВЕЦ Пирин	3773	5512	3990	4459	4892	4355	1105	3786	5056	5153	5395	5615	3370
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	03.2020	Общо
3725	5767	7146	3519	4974	4882	5672	6200	7264	4564	6863	4988	648	122 673

2. ВЕЦ „СПАНЧЕВО“

ВЕЦ „Спанчево“ е второто стъпало от каскада „Пиринска Бистрица“ с мощност 28 MW_e. Централата е изградена в с. Горно Спанчево, община Сандански. Подаването на вода към изравнителя се осъществява чрез система от водохващания на р. Пиринска Бистрица, а от изравнителя към централата се извършва по напорен тръбопровод. Централата е въведена в експлоатация през 1981 г.

Съоръженията към ВЕЦ „Спанчево“ обхващат: горен дневен изравнител с обем 36 000 m³, апаратна камера, напорен тръбопровод, изграден от стоманени тръби при открито полагане с дължина 2 242 m, диаметър на тръбите от 2,2 m до 1,2 m; площадка ОРУ.

Водни турбини „Пелтон“ – 2 бр.

Водна турбина тип „Пелтон“ е с хоризонтална ос и две дюзи. Турбината е произведена в ДМЗ „Н. Й. Вапцаров“, гр. Плевен със следните параметри: мощност - 14,0 MW_e, нетен напор - 420 m, разчетен дебит - 3,9 m³/s, обороти - 428,6 min⁻¹.

Електрически генератори - синхронни, с хоризонтален вал, тип СГ-325/115-14, произведени от „Елпром ЗЕМ“ и рехабилитирани от „ИХБ Електрик“ и „ЦЕРБ ВЕМ“ през 2013 г. - 2015 г., България.

Трансформатори и разпределителни електрически уредби

Двата генератора СГ-325/115-14 са свързани към общи събирателни шини в Закрита Разпределителна Уредба (ЗРУ) 10,5 kV. Уредба 10,5 kV е от килиен тип със свободно-стоящи килии с едностранно обслужване. В помещението на ЗРУ 10,5 kV е изградено и ЗРУ 20 kV, състоящо се от една обособена килия, която служи за резервно захранване на собствени нужди на ВЕЦ. Шинната система на ЗРУ 10,5 kV е свързана към силов трансформатор тип ТМ 34000/110. Трансформаторът е двунамотъчен с напрежения 121/10,5 kV. Същият е монтиран в ОРУ 110 kV на ВЕЦ.

Електроцентралата е свързана към ЕЕС на Р България посредством два въздушни електропровода 110 kV с диспечерски наименования „Славяни“ и „Неврокоп“. Електропровод „Славяни“ свързва ВЕЦ с подстанция „Петрич“, а електропровод „Неврокоп“ с подстанция „Гоце Делчев“. Електропровод „Мелник“ свързва ВЕЦ „Пирин“ с ОРУ на ВЕЦ „Спанчево“.

Автоматика и управление

Централата е оборудвана с табла за управление, сигнализация, електромерно стопанство, защиты и автоматика, разположени в машинна и командна зали. Апаратурата е в добро състояние. Централата е снабдена с нужните средства за автоматизация, въведени при изграждането ѝ, като са правени необходимите подмени с цел частична модернизация и поддръжка на оборудването. Основният принцип на управление са релейно-контакторни схеми.

Възможност за пуск при спряна централа - централата не разполага със съоръжения за пуск при спряна централа, т.е. разчита на разпределителната мрежа за електроенергия, необходима за включване на инсталациите.

Системи за противопожарна безопасност - противопожарната инсталация и уредите за гасене с прах и СО₂ в централата отговарят на нуждите от противопожарна защита. Инсталирана е пожароизвестителна система.

Производствени показатели 1995 - 2020 г.

Произведените количества електроенергия по години и работните часове на ВЕЦ за същия период са показани в таблици.

Производство в MWh:

Година	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ВЕЦ „Пирин“	37 728	55 121	39 902	44 586	48 916	43 545	26 468	33 683	50 062	57 418	52 188	56 147	33 421
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	март.20	Общо
39 144	58 429	71 903	35 184	49 356	54 025	51 232	57 448	59 373	38 200	60 570	38 455	4 724	1 197 226

Година	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ВЕЦ „Спанчево“	43 857	66 516	56 924	50 134	61 502	56 048	33 441	45 302	60 186	72 162	71 002	77 803	46 638
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	март.20	Общо
49 550	76 827	92 736	47 644	60 410	72 310	56 672	79 852	77 100	50 447	79 857	49 341	7 573	1 541 837

Работни часове на ВЕЦ по години:

Година	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ВЕЦ „Пирин“	3773	5512	3990	4459	4892	4355	1105	3786	5056	5153	5395	5615	3370
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	03.2020	Общо
3725	5767	7146	3519	4974	4882	5672	6200	7264	4564	6863	4988	648	122 673

Година	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ВЕЦ „Спанчево“	3655	5543	4744	4178	5125	4671	2018	3454	4462	4907	5874	6484	7827
2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	03.2020	Общо
4287	5900	7019	3668	5375	5977	5244	6980	7247	4857	7437	4980	740	32 653

Представена е организационната структура на дружеството и справка за числеността, образованието и квалификацията на персонала. Дружеството има сключен договор за предоставяне на консултантски услуги с „Енерго-Про България“ ЕАД. Общият брой на работещите, пряко ангажирани с производството на електрическа енергия и разпределени по функционални звена и длъжности, е 24 човека, от които в каскада „Пиринска Бистрица“ - 20 човека и във ВЕЦ „Огоста“ - 4 човека. Всички служители са с професионална правоспособност за работа във ВЕЦ, като ежегодно се утвърждава и реализира годишна програма за обучение на експлоатационния персонал.

Дружеството има сключен договор за предоставяне на консултантски услуги с дружество „Енерго-Про България“ ЕАД, с който се осигурява оперативно-техническа обезпеченост и административно, правно и счетоводно обслужване.

В подкрепа на своето искане дружеството е представило следното:

1. Доклад за техническото състояние на основни съоръжения в каскада „Пиринска Бистрица“, в който е констатирано добро техническо състояние;

2. Протоколи за оценка на състоянието на електрическата изолация на хидрогенератор (ХГ) № 1 и № 2 във ВЕЦ „Пирин“ и ХГ № 2 във ВЕЦ „Спанчево“ от 2017 г. и 2019 г.;

3. Протокол № 01-19-006 от 27.05.2019 г. за термовизионен контрол на съоръжения във ВЕЦ „Пирин“ и ВЕЦ „Спанчево“ – не са констатирани отклонения от нормативните изисквания;

4. Доклад за резултатите от направения оглед на напорен тръбопровод на ВЕЦ „Спанчево“ в периода 25.09 - 26.09.2019 г. – констатирано е добро състояние;

5. Протоколи от обследвания на работните колела на ХГ-1 и ХГ-2 във ВЕЦ „Спанчево“;

6. Протоколи за измерване на силови трансформатори – 2 бр. и други измервания – 6 бр., общ вибрационен контрол на турбинни и генераторни лагери – 4 бр.;

7. Доклади за резултатите от пролетен технически преглед на електромеханично оборудване преди пълноводие за ВЕЦ „Спанчево“ и ВЕЦ „Пирин“ – констатирано е, че текущото състояние на механичното и хидравличното оборудване позволява безопасна експлоатация без ограничения;

8. Еднолинейни схеми на ВЕЦ „Спанчево“ и ВЕЦ „Пирин“;

9. Управленска и организационна структура на дружеството, информация за числеността, образованието и квалификацията на персонала, зает в дейността по лицензията.

10. Разрешително за водовземане № 41140037 от 06.01.2011 г., издадено от директора на Басейнова дирекция Западнобеломорски регион – Благоевград.

Относно поискания от дружеството 20-годишен срок на лицензията за производство на електрическа енергия следва да се отчете следното:

Работните часове до 03.2020 г. на турбините във ВЕЦ „Спанчево“ са общо 132 653 h и за ВЕЦ „Пирин“ - общо 122 673 h, което за този тип турбини предполага дългосрочна нормална работа при наличния остатъчен експлоатационен ресурс.

От представените документи е видно, че дружеството поддържа основните

съоръжения в централите в добро техническо състояние. Извършват се ежегодни прегледи на съоръженията и в двете централи. Дружеството инвестира в модернизация на оборудването, основните производствени съоръжения, деривации и сграден фонд, което е важен фактор за ефективната експлоатация на водните централи в дългосрочен план. Наличен е квалифициран и обучен експлоатационен персонал.

Каскадата осигурява и ще продължи да осигурява вода за нуждите на населението и земеделието в региона, където са разположени ВЕЦ.

Във връзка с гореизложеното може да се направи извод, че дружеството притежава технически възможности да изпълнява лицензионната дейност, поради което срокът на лицензия № Л-107-01 от 10.05.2001 г. за производство на електрическа енергия може да бъде удължен с нови 20 (двадесет) години, считано от 09.06.2021 г., при спазване на нормативните изисквания за експлоатация и ремонт на основните съоръжения в централата.

ИКОНОМИЧЕСКИ АСПЕКТИ:

Съгласно представения предварителен годишен финансов отчет за 2019 г. „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД отчита печалба в размер на 5 258 хил. лв., намалена спрямо отчетената печалба през 2018 г. от 8 736 хил. лв. Намалението се дължи на увеличението на разходите с 25,88% и намалението на приходите с 21,16%.

Структурата на приходите включва приходи от продажби на електроенергия на местни пазари, приходи от услуги, финансови и др. приходи. Намалението на общите приходи се дължи основно на намалението на приходите от продажба на електрическа енергия с около 24% спрямо 2018 г.

Структурата на разходите включва разходи за: материали, услуги, амортизации, за възнаграждения и осигуровки, закупена енергия, финансови и други разходи. Наблюдава се увеличение на общите разходи за 2019 г. спрямо 2018 г. с 26%, като с най-голям относителен дял са разходите за закупена енергия.

Съотношението собствен капитал към дълготрайни активи е над единица със стойности 2,32 за 2019 г. и 2,55 за 2018 г.

Общата ликвидност (съотношението между краткотрайни активи и краткосрочни пасиви) също е над единица и е 43,94 за 2019 г. спрямо 64,18 за предходната година.

Съотношението между собствен капитал и краткосрочни и дългосрочни пасиви е 71,05 за 2019 г. спрямо 96,44 за 2018 г.

Въз основа на направения анализ на база обща балансова структура към края на 2019 г. може да бъде направен извод, че дружеството е с много добра обща ликвидност, т.е. със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения, разполага с достатъчен собствени капитал за обезпечаване финансирането на инвестиционните си мероприятия, както и за обслужване на финансовите си задължения.

1. Прогнозни финансови резултати за 2020 г. и за периода на бизнес плана 2021 г.-2025 г.

„Пиринска Бистрица-Енергия“ АД е представило прогнозни финансови отчети за периода на бизнес-плана 2021 г. – 2025 г., както и за текущата 2020 г. От представената информация за 2020 г. е видно, че финансовият резултат е печалба в размер на 8 758 хил. лв., увеличена с 67% спрямо отчетната 2019 г., поради прогнозираните по-високи приходи от продажби на електрическа енергия.

Собственият капитал е в размер на 70 789 хил. лв., образуван от акционерния капитал, резерви, натрупана и текуща печалба. Коефициентът на покритие на дълготрайните активи със собствен капитал за 2020 г. е 2,78; коефициентът за общата ликвидност е 28,57, а коефициентът на финансова автономност е 41,79.

За целия период на бизнес плана дружеството прогнозира да реализира нарастваща печалба в размер, както следва: 6 898 хил. лв. за 2021 г.; 7 236 хил. лв. за 2022 г.; 7 503 хил. лв. за 2023 г.; 7 585 хил. лв. за 2024 г.; 7 920 хил. лв. за 2025 г.

Дружеството прогнозира да реализира положителни финансови резултати през целия период, дължащи се на прогнозираните по-високи приходи в сравнение с разходите. От

общите приходи най-високи са приходите от продажба на електрическа енергия от каскада „Пиринска Бистрица“, а от разходите, с най-голям дял са разходите за амортизации.

2. Прогноза за активи, пасиви и структура на капитала

Дружеството прогнозира нетекущите активи да намаляват от 25 157 хил. лв. за 2021 г. на 17 351 хил. лв. за 2025 г. или с 31% в частта на имоти, машини и съоръжения. Текущите активи в периода на бизнес плана се увеличават от 54 291 хил. лв. за 2021 г. на 92 086 хил. лв. за 2025 г. или с около 70%, основно от увеличените активи в частта пари и парични еквиваленти.

По отношение на капиталовата структура за периода 2021 г. - 2025 г. записаният капитал остава с непроменена стойност в размер на 39 734 хил. лв., резервите също са прогнозирани като постоянна величина в размер на 3 850 хил. лв. годишно. Дружеството прогнозира увеличение на собствения капитал от 77 686 хил. лв. за 2021 г. на 107 931 хил. лв. за 2025 г., вследствие на увеличение на натрупана и текуща печалба. Дългосрочните задължения, представляващи нетекущи провизии, са прогнозирани в размер на 49 хил. лв. за всяка година. Краткосрочните задължения се предвижда да намаляват от 1 713 хил. лв. за 2021 г. на 1 458 хил. лв. за 2025 г. или с около 15%, основно от намаляване на текущите търговски и други задължения.

Показателят покритие на нетекущи активи със собствен капитал, изчислен като *съотношение между собствен капитал и нетекущи активи*, е над единица през целия период като се увеличава от 3,09 за 2021 г. на 6,22 за 2025 г., което показва, че дружеството ще притежава достатъчно свободен собствен капитал да инвестира в нови дълготрайни активи.

Показателят обща ликвидност, изчислен като *съотношение между текущи активи и текущи пасиви*, е над единица и също показва тенденция на увеличаване. Това означава, че дружеството ще разполага със свободни оборотни средства да обслужва текущите си задължения.

Показателят за *финансова автономност*, отразяващ степента на независимост от използване на привлечени средства, изчислен като *съотношение между пасиви и собствен капитал*, е 44,09 за 2021 г. и се прогнозира да нараства до 71,62 за 2025 г. Това е индикатор, че дружеството ще притежава достатъчно собствен капитал за обезпечаване на финансовите си мероприятия.

Очакваните стойности на горепосочените показатели, определени на база обща балансова структура показват, че дружеството ще бъде с много добра обща ликвидност и ще разполага с достатъчно собствен капитал да инвестира в нови дълготрайни активи, както и да покрива финансовите си задължения.

3. Размер и начин на финансиране на прогнозираните инвестиции

Дружеството прогнозира общо инвестиционни разходи за периода 2021 г. - 2025 г. в размер на 5 340 хил. лв., разпределени по години, както следва:

Инвестиционни разходи, хил. лв.				
2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
2275	1915	920	130	100

За изпълнението на посочените инвестиции дружеството предвижда да финансира инвестиционната си програма със собствени средства.

Въз основа на направения анализ може да бъде направен извод, че „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД, предвид така заложените във всяка година на бизнес плана 2021 г. - 2025 г. прогнозни финансови резултати от дейността, ще притежава финансови възможности за осъществяване на лицензионната дейност.

Изказвания по т.1.:

Ю. Ангелова напомни, че този доклад вече е разглеждан от Комисията на закрито заседание през месец август, след което е отложено неговото приемане, поради факта, че е трябвало да се приеме бизнес плана на дружеството.

И. Иванов допълни, че бизнес планът също е бил върнат.

Ю. Ангелова докладва, че дружеството „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД експлоатира 3 бр. ВЕЦ, които са пуснати в експлоатация, както следва: ВЕЦ „Спанчево“ – 1981 г., ВЕЦ „Пирин“ – 1992 г. Те са обединени в една каскада. Има и един малък ВЕЦ „Огоста“ от 2003 г., който е под 5 MW и поради това не влиза в дейността на лицензията. В доклада подробно са описани всички съоръжения, които са представени при предходното докладване. Представени са и всички документи относно текущото поддържане, протоколи от обследвания, всички изпитания по турбините. Те доказват едно добро техническо състояние. Допълнителната информация, която е получена впоследствие с писмото по бизнес плана, също представя достатъчно на брой констативни протоколи от всички обследвания на основните съоръжения. Въз основа на представените факти и документите на дружеството, може да бъде направен извод, че „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД, предвид извършените до момента дейности и работа през последните 20 г., може да бъде удължена лицензията за производство на електрическа енергия. Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага Комисията да обсъди следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад по т. 1;
2. Да насрочи открито заседание за разглеждане на подаденото заявление;
3. Да покани за участие в откритото заседание лицата, представляващи по търговска регистрация „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД или други упълномощени от тях представители на дружеството. Откритото заседание да бъде проведено по реда на решение по Протокол № 78 (Ю. Ангелова обърна внимание, че заседанието ще се проведе по реда на друг протокол, защото при писането на доклада работната група е използвала това основание);
4. Датата и часът на откритото заседание по т. 2 и докладът по т. 1 да бъдат публикувани на страницата на Комисията в интернет.

Ю. Ангелова допълни, че до 2014 дружеството е било на регулирания пазар. Ю. Ангелова предлага да отпадне Приложение 3 от текста на лицензията, което представлява решенията за определяне на цени. Според Ю. Ангелова в бъдеще дружеството ще бъде изцяло на свободния пазар, няма да се връща на регулирания и затова предлага това приложение да отпадне от текста на лицензията.

И. Иванов уточни, че това е от приложенията, които са на електронен носител и обърна внимание, че в т. 3 от проекта на решение текстът трябва да се замени: не Протокол № 78 от 10.04.2020 г., а Протокол № 175 от 05.08.2020 г. т. 8 . Това е актуалното решение, което определя рамката на провеждане на тези заседания.

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

И. Иванов каза, че насрочва откритото заседание по т.2 от проекта на решение на 18.11.2020 г. от 10:15 часа.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 13, ал. 5, т. 1 от Закона за енергетиката и чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад относно доклад № Е-Дк-653 от 28.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-33 от 08.05.2020 г. за продължаване срока на лицензия за производство на електрическа енергия, подадено от „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД;
2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 18.11.2020 г. от

10:15 ч.;

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

4. За виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи „Пиринска Бистрица-Енергия” АД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

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

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

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

По т.2. Комисията, след като разгледа фактите и обстоятелствата във връзка с **Решение № 7612 от 14.12.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 11751 по описа за 2015 г., оставено в сила с Решение № 17112 от 13.12.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 652 по описа за 2019 г., установи следното:**

С Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., на основание §17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (ЗИД на ЗЕ, обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), е установила нетното специфично производство (НСП) на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на КЕВР, приети до влизане в сила на ЗИД на ЗЕ.

„Вентус България“ ЕООД е обжалвало Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., в частта му по т. 7.11, с която е установено нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в т. 11 от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР), в размер на 2 325 kWh, при определена цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за вятърни електрически централи (ВяЕЦ) с инсталирана мощност над 1 MW. Във връзка с подадената жалба е образувано адм. дело № 11751 по описа за 2015 г. на Административен съд София-град (АССГ), по което е постановено Решение № 7612 от 14.12.2018 г. за отмяна на Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. на КЕВР, в частта му по т. 7.11.

Решението на АССГ е обжалвано с касационна жалба пред Върховния административен съд (ВАС), въз основа на което е образувано адм. дело № 652 по описа за 2019 г. С Решение № 17112 от 13.12.2019 г. на ВАС, Четвърто отделение по адм. дело № 652 от 2019 г. е оставено в сила Решение № 7612 от 14.12.2018 г. на АССГ по адм. дело № 11751 по описа за 2015 г.

В мотивите на своето решение АССГ е установил, че оспореният акт - Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., в частта му по т. 7.11, е издаден от компетентен орган. Предвид разпоредбата на §17 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ на КЕВР изрично е възложено да приеме решение, с което да установи НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на Комисията, приети до влизането в сила на този закон. Следователно, компетентността за издаване на акта произтича пряко от законова правна норма. АССГ е направил извода, че процесното

решение е прието в съответствие с изискванията на чл. 13, ал. 7, във връзка с ал. 5 от Закона за енергетиката (ЗЕ).

АССГ е приел, че решението е немотивирано поради неспазване на установената форма и допуснати съществени нарушения на административнопроизводствените правила, които представляват отменителни основания по чл. 146, т. 2 и т. 3 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК). В тази връзка в мотивите си АССГ посочва, че административният акт следва да съдържа мотиви – фактическите и правни основания за издаването му съгласно изискването на чл. 59, ал. 2, т. 4 от АПК. В конкретния случай в акта липсват фактически основания, въз основа на които да може да се установи по какъв начин е определен размерът на НСП на електрическа енергия по т. 7.11 от решението.

Според АССГ, логическият анализ и тълкуването на разпоредбите на чл. 31, ал. 5, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ), § 17 от ЗИД на ЗЕ и § 1, т. 29 от Допълнителните разпоредби (ДР) на ЗЕВИ сочат, че размерът на НСП на електрическа енергия следва да се установи от КЕВР въз основа на данните за средногодишното производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност, които са послужили за определяне на съответните преференциални цени съгласно решението на КЕВР след приспадане на собствените нужди. В тази връзка АССГ посочва, че нито в оспореното решение, нито в доклад с вх. № Е-Дк-246 от 30.07.2015 г., нито в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР, по т. 11 се посочва какво е средногодишното производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност, както и в какъв размер са собствените нужди.

АССГ е установил, че по делото липсват фактически данни и доказателства относно размера на НСП на електрическа енергия, въз основа на който са определени преференциалните цени съгласно Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР, както и относно обстоятелството дали в Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. този размер е установен по начина, посочен в § 1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ. Според АССГ, на практика оспореното Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. е изцяло лишено от обосновка за това как и по какъв начин, въз основа на кои конкретни данни е установен с него размерът на НСП по т. 7.11, каквито мотиви липсват и в доклада и не могат да се изведат и от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР.

АССГ посочва, че дори и да се приеме, че Комисията не провежда разлика между понятията „средногодишна производителност на работа“ и „средногодишна продължителност на работа“ на централите и че двете понятия са идентични, поради което именно данните за средногодишната продължителност на работа на централите, посочени в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР, са послужили за установяване на конкретния размер на НСП в процесното решение, остава напълно неясно дали и как са определени собствените нужди на електрическа енергия, които би следвало да се приспадат от средногодишното производство на електрическа енергия, съгласно формулата по § 1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ. АССГ е установил, че собствените нужди не са отразени като стойност, число и размер в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. и в Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., като не е посочена методика за определянето им.

На следващо място АССГ излага, че в случая данни за размера и начина, по който са изчислени собствените нужди на централите не могат да се извлекат и от другите документи по преписката. Съдът не е кредитирал като доказателство в тази насока представената справка № 1 към Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. - извлечение от финансов модел, тъй като няма данни от кого, по какъв повод и кога е изготвен самият финансов модел. В тази връзка АССГ е посочил, че Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. и Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. не реферират и не се позовават на такъв финансов модел, както и че няма данни и доказателства, че финансовият модел съставлява част от административната преписка по издаване на процесното решение, а и на решението за определяне на преференциалните цени. В допълнение, съдът сочи, че няма доказателства, че съществува такъв финансов модел като документ и че същият е послужил при издаването на Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., съответно на Решение № СП-1 от

31.07.2015 г. на КЕВР. Ето защо, според АССГ, не са налице основания да се приеме, че данните в представената справка - извлечение от финансов модел, съдържащи стойности на електрическата енергия за собствени нужди в MWh и като процент, са събрани, изчислени и използвани в хода на административните производства по издаването на Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. или на Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., поради което и те не могат да заместят липсата на фактически основания в оспорения акт и да се считат за мотиви, съдържащи се в друг документ, изходящ от административния орган. С оглед липсата на доказателства за размера на собствените нужди на електрическа енергия, въз основа на който КЕВР е определила преференциалните цени и как същият е установен, според АССГ е невъзможно да се установи по какъв начин в оспореното решение КЕВР е достигнала до посочения размер на НСП в т. 7.11 от Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. Предвид изложеното, съдът е преценил, че не може да бъде извършена проверка за спазване на изискванията на закона относно начина на определяне на НСП съобразно формулата, предвидена § 1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ.

АССГ е приел и кредитирал съдебно-икономическата експертиза (СИЕ), при която вещото лице е установило, че представените по делото справка - извлечение от финансов модел е идентична със справките, от съхранявания в КЕВР електронен модел. От друга страна АССГ се е позовал на устните разяснения на вещото лице в съдебно заседание по делото, от които се установява, че: няма данни дали електронният модел е бил наличен по преписката по издаването на оспореното решение, вещото лице не е изследвало кой е създателят на файла и дали няма промяна в същия; компонентата за собствени нужди не е включена в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. и в Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., но е включена във финансовия модел и по този начин е определяща за посочената в оспорения акт цена.

В мотивите на съдебното решение АССГ посочва също, че от приетите по делото писмени доказателства и СИЕ не се доказва, че електронният финансов модел представлява част от административната преписка по издаването на оспореното Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. и на Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. Според АССГ, съществуването на електронен файл, който отразява финансов модел, свързан с посочените две решения, би следвало да представлява сложен математически израз на различни компоненти, обвързани със съответните математически формули, които да пресмятат необходимите стойности, а последните да бъдат инкорпорирани в процесните решения. В този смисъл съдът приема, че ако КЕВР действително е използвала въпросния електронен финансов модел към приемане на Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. и съответно на Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., то не е съществувала никаква пречка този документ да намери своето логично място при приемането на самите решения. В тази връзка АССГ посочва, че липсата на неговото споменаване в съдържанието на административните актове и представянето му в последващ етап не водят на еднозначния извод, че същият е бил част от административната преписка по издаването на акта, поради което не се доказва наличието на представения финансов модел, послужил като мотив за издаване на оспорения акт, като част от административната преписка по издаването му.

Поради всичко гореизложено АССГ е приел, че Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. в частта му по т. 7.11 е немотивирано, което представлява неспазване изискванията на чл. 59, ал. 2, т. 4 от АПК и съществено нарушение на административнопроизводствените правила, тъй като ограничава правото на защита на засегнатите от него лица и пречатства съдебния контрол върху неговата материална законосъобразност. Това според съда налага отмяна на решението в оспорената част поради наличието на отменителните основания по чл. 146, т. 2 и т. 3 от АПК.

С Решение № 17112 от 13.12.2019 г. по адм. дело № 652 от 2019 г. ВАС е оставил в сила Решение № 7612 от 14.12.2018 г. на АССГ по адм. дело № 11751 от 2015 г., като ВАС е възприел изцяло мотивите в първоинстанционното решение.

Съгласно чл. 173, ал. 1 от АПК, след като обяви нищожността или отмени административния акт, съдът решава делото по същество, когато въпросът не е

предоставен на преценката на административния орган. Извън тези случаи, както и когато актът е нищожен поради некомпетентност или естеството му не позволява решаването на въпроса по същество, съдът отменя административния акт и изпраща преписката на съответния компетентен административен орган за решаване на въпроса по същество със задължителни указания по тълкуването и прилагането на закона (чл. 173, ал. 2 от АПК).

С оглед изложеното, предвид отменителното съдебно решение, с което АССГ не е решил въпроса по същество, както и разпоредбите на АПК, КЕВР следва да се произнесе с ново решение за установяване на стойностите на НСП вместо отменената т. 7.11 от Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., съгласно §17 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.), като съобрази мотивите на съда. Това налага анализ на фактите и обстоятелствата, релевантни към момента на приемане на Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. на КЕВР, във връзка с фактите и обстоятелствата по относимото Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в това число ценообразуващите елементи на преференциалната цена.

Предвид горното и след анализ на относимите факти и обстоятелства се установи следното:

Изменението на разпоредбата на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г., в сила от 24.07.2015 г.), създава задължение за обществения доставчик, съответно за крайните снабдителни, да изкупуват произведената електрическа енергия от възобновяеми източници (ВИ) по преференциална цена, за количествата електрическа енергия до размера на НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциални цени в съответните решения на КЕВР. За обектите по чл. 24, т. 3 от ЗЕВИ определеното НСП не се прилага (чл. 31, ал. 5, т. 1, предл. 2 от ЗЕВИ).

С §16, т. 4 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е регламентирана легална дефиниция на понятието „нетно специфично производство на електрическа енергия“ в §1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ - средногодишното производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност съгласно решението на КЕВР за определяне на преференциални цени след приспадане на собствените нужди.

Предвид горното, до посочените изменения на ЗЕВИ с оглед на това, че задължението за изкупуване на електрическата енергия от ВИ не е било поставено в зависимост от НСП на електрическа енергия, размерът на същото не е бил изрично посочван от КЕВР в диспозитивите на съответните решения за определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от ВИ. Предвид изложеното, с §17 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.) е предвидено Комисията, в срок до 31.07.2015 г., в съответствие със ЗЕВИ да приеме решение, с което да установи НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения на КЕВР, приети до влизане в сила на този закон – 24.07.2015 г.

В тази връзка е постановено и Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., с което по т. 7.11 е установено НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени по т. 11 от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР, при определената цена – 95,55 лв./MWh, без ДДС, за ВяЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW, в размер на 2 325 kWh.

След отмяната на т. 7.11 от Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., за КЕВР отново възниква задължение за установяване на стойностите на НСП за тази група производители. Предвид дефиницията на НСП в §1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ, решението за установяване на НСП има единствено констативен характер, тъй като с него се констатира стойности, заложили в предходни ценови решения на Комисията относно количеството електрическа енергия за група производители на електрическа енергия от ВИ. С решението не се определят нови стойности на НСП към настоящия момент, а се установяват използваните през годините при определяне на цените на електрическата енергия, стойности на производителността на съответната група централи и чистото количество за продажба на произведената от съответната група производители електрическа енергия от ВИ. В този смисъл с решението за установяване на НСП се

установяват факти и обстоятелства, касаещи отношения, възникнали преди датата на издаване на акта, които продължават да съществуват, с оглед сключените между крайните снабдители или обществения доставчик и производителите на енергия от ВИ дългосрочни договори за изкупуване на електрическа енергия от ВИ и факта, че цената, по която тази енергия се изкупува, не се променя за срока на договора (арг. от чл. 32, ал. 3 от ЗЕВИ). Предвид изложеното, решението, с което КЕВР установява НСП за групата производители на електрическа енергия от ВИ, се постановява еднократно и е валидно за целия период на действие на договорите, сключени между производителите на енергия от ВИ и съответните енергийни дружества.

Съгласно §17 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, КЕВР следва да установи НСП съгласно начина, дефиниран в §1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ, т.е. Комисията не определя никакъв нов ценообразуващ елемент, а установява стойности, заложили в предходни ценови решения за определяне на преференциални цени, по които крайните снабдители и общественият доставчик изкупуват електрическа енергия, произведена от ВИ. Решението за установяване на НСП касае определената цена по т. 11 от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР, т.е. препраща към ценовото решение, в което е определена преференциалната цена на групата производители - ВяЕЦ, с инсталирана мощност над 1 MW, и в този смисъл няма самостоятелно значение извън посоченото ценово решение. С решението на КЕВР за установяване на НСП за тази група производители не се изменя нито един от ценообразуващите елементи на цената, която е определена от административния орган, в случая с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта му по т. 11, и не се изменя и цената, по която се изкупува произведената от тази група производители електрическа енергия от ВИ.

Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР е окончателен административен акт, с който завършва производството по определяне на преференциални цени и съдържа правните и фактическите основания за определяне на преференциалните цени, включително посочване на определените от Комисията стойности на ценообразуващите елементи на цените за различните групи производители, посочени в решението. Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта му по т. 11, е в сила, т.е. налице е стабилен законосъобразен административен акт, който е породил своите валидни правни последици, включително по отношение на ценообразуващите елементи.

С Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. по т. 11 ДКЕВР е определила преференциална цена за ВяЕЦ, с инсталирана мощност над 1 MW в размер на 95,55 лв./MWh, без ДДС. Цената е формирана въз основа на конкретни ценообразуващи елементи, посочени в същото решение. Тези ценообразуващи елементи са изчислени чрез изчислителен ценови модел - таблица във формат Excel, отразяваща начина на образуване на цената съгласно нормите на приложимото законодателство, съставена от свързани таблици с посочени изходни данни и конкретните стойности, с формули и връзки между тях, формирали ценообразуващите елементи, въз основа на които са изчислени преференциалните цени, включително заложеното за производство количество електрическа енергия. Поради това и предвид формулите и връзките между тях в модела, промяната на който и да е конкретен изходен параметър би довела до промяна на съответния ценообразуващ елемент, съответно до различна стойност на определената преференциална цена. В този смисъл само една конкретна стойност на всеки отделен изходен параметър, както и на ценообразуващ елемент, може да формира определената от КЕВР цена с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., по т. 11. Например: Ако собствените нужди бъдат променени, в резултат ще се изменят заложените нетни количества електрическа енергия и съответно изчислената преференциална цена.

Поради горното и предвид факта, че Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР, в частта по т. 11, е в сила, то всяко преразглеждане на неговите ценообразуващи елементи и съответстващите им изходни данни съставлява преразглеждане на административния акт на Комисията, което е недопустимо.

Съгласно дефиницията по §1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ, КЕВР следва да установи НСП

въз основа на средногодишното производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност съгласно съответното решение за определяне на преференциални цени след приспадане на собствените нужди. В действащия ЗЕВИ към момента на приемане на Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., а и към настоящия момент в ЗЕВИ липсва законова дефиниция на понятието „средногодишно производство на електрическа енергия“.

По отношение на понятията средногодишна производителност и средногодишна продължителност на работа, е от значение, че изменението на разпоредбата на чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ (обн. ДВ, бр. 109 от 2013 г., в сила от 01.01.2014 г.) е създадо задължение за обществения доставчик, съответно за крайните снабдители, да изкупуват произведената електрическа енергия от ВИ по преференциална цена, за количествата електрическа енергия до размера на определената средногодишна продължителност на работа, съгласно решението на КЕВР за определяне на цена на конкретната група производители, но законодателят не е въвел легална дефиниция на понятието „средногодишна продължителност на работа“. До влизането в сила на посочените изменения на ЗЕВИ, в диспозитива на решенията на Комисията за определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произвеждана от ВИ, не е посочвана средногодишната продължителност на работа на инсталацията, за която се отнася съответната преференциална цена, като тя фигурира единствено като елемент при изчисляването на цената. При определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, се взема предвид производителността на инсталацията според вида на технологията и използваните ресурси, съответно наличния ресурс на първичния енергиен източник. С оглед изложеното, при определянето на преференциалните цени, в своите решения КЕВР е отчитала като елемент средногодишната продължителност на работа на съответните групи производители във връзка с останалите нормативно установени елементи на ценообразуването. Определянето на елемента средногодишна производителност на работа е във връзка с техническите и икономическите параметри, които оказват влияние при формирането на преференциалните цени на електрическата енергия. В тази връзка, при изчисляването на всички преференциални цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, регулаторната практика на Комисията през годините е била да отчита наличния ресурс на първичния енергиен източник и съответно специфичното производство на електрическа енергия от 1 kW мощност на обекта, което обуславя определянето на средногодишната продължителност на работа в решенията за преференциални цени на електрическата енергия от ВИ въз основа на данни за пълните ефективни часове на работа на инсталацията, т.е. часовете на работа при съответната гарантирана мощност на инсталацията за отделните години на експлоатация. Количествата нетна енергия представляват произведение на средногодишната продължителност на работа и мощността на отделната централа.

Изложените по-горе аргументи се съдържат в становище относно регулаторната практика при определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, прието от КЕВР с решение по Протокол № 82 от 11.05.2015 г., т. 9, видно от което в решенията на КЕВР за определяне на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от ВИ, размерът на средногодишната продължителност на работа е определен като пълни ефективни часове (часове на работа при близка до номиналната мощност).

Критериите, които се отчитат при определяне на преференциалните цени и ценообразуващите елементи са посочени в чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ: видът на ВИ, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията, както и: инвестиционните разходи; нормата на възвращаемост; структурата на капитала и на инвестицията; производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси; разходите, свързани с по-висока степен на опазване на околната среда; разходите за суровини за производство на енергия; разходите за горива за транспорта; разходите за труд и работна заплата; други експлоатационни разходи.

В случая всички източници на информация за определяне на стойности за ценообразуващи елементи при определяне на преференциалните цени за продажба на електрическа енергия, произведена от ВЯЕЦ, включително средногодишна продължителност на работа на централите, са посочени в мотивите на относимото ценово решение - Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г.

В тази връзка по отношение на елемента средногодишна продължителност на работа на ВЯЕЦ в мотивите на Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на Комисията е посочено, че при определяне на годишната производителност на работа на централите са използвани средно статистически данни за България, направени и анализирани от Агенцията за устойчиво енергийно развитие (АУЕР), във връзка с издаване на гаранциите за произход на електрическата енергия от ВИ, които се използват от доставчика на електрическа енергия за доказване дела на енергия от ВИ в общия му енергиен състав, както и данни за пълните ефективни часове направени от института Fraunhofer – ISE.

В т. II.A. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от ВЯЕЦ от мотивната част на Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. подробно са посочени ценообразуващите елементи, формиращи преференциалните цени на тези централи, групирани съобразно предвидените законови критерии. Полезният технико-икономически живот на активите е определен на 15 години. В решението е посочено, **че средно годишната продължителност на работа на централата е 2500 часа.**

Видно е, че стойностите на средната годишна продължителност на работа на централите при този вид технология и първичен енергиен ресурс, са възприети от анализите, за работещи ВЯЕЦ, направени от АУЕР за средната годишна продължителност на работа. Тези стойности са определени като резултат от произведената електрическа енергия в годишен план, разделена на инсталираната мощност на работещи ВЯЕЦ. При формирането на преференциалните цени по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. е отчетена производствената мощност и характеристиките на централите. Нормативно регламентирано задължение е да бъде взета предвид и производителността на инсталацията според вида на технологията и използваните ресурси, която да бъде отчетена при ценообразуването (арг. от чл. 19а, т. 4 от Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия – НРЦЕЕ, отм.).

С оглед изложеното, при определянето на цените с Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., ДКЕВР е отчала като основен елемент нетното специфично производство на електрическа енергия на съответните групи производители, без понятието НСП да е било легално дефинирано.

Този начин и подход на формиране на преференциалните цени може ясно да бъде проследен от ценовите решения на Комисията, чрез което се потвърждава факта, че средногодишната производителност/средногодишната продължителност на работа на централите и собствените нужди са съществували в нормативната база и съответно са били отчетени при определянето на преференциални цени през годините до и от влизане в сила на ЗЕВИ.

По отношение на размера собствени нужди следва да се има предвид, че действащите към момента на приемане на Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. разпоредби на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ, във връзка с НРЦЕЕ, отм. не са регламентирали изискване за отделно, самостоятелно посочване в ценовото решение на количеството електрическа енергия за собствени нужди, извън ценообразуващите елементи, какъвто е и производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси. Както бе посочено по-горе, количеството енергия за собствени нужди представлява част от средногодишното произведено количество електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност, поради което по същността си е заложено и се съдържа в него, респективно е взето предвид в ценообразуващите елементи на цената и съответно е отразено в определената преференциална цена. Следва също да се има предвид, че в действащото законодателство към приемане на Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., както и към момента липсва изискване, определена методика или начин за определяне на стойността на

собствените нужди, залегнали в решения на КЕВР за определяне на преференциални цени на електрическата енергия от ВИ. В този смисъл въпросът е от преценката и в рамките на оперативната самостоятелност на Комисията при отчитане вида на ВИ, вида технология, производителността на инсталацията според вида технология и използваните ресурси и други според чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ. Предвид изложеното, точният процент и/или съответно количеството електрическа енергия за собствени нужди, не е предмет на изрично посочване в ценовите решения за определяне на преференциални цени, но същите са вземани предвид.

Според §1, т. 6 от ДР на ЗЕВИ, енергия за собствени нужди е количеството енергия, потреблявана при работата на съоръженията и инсталациите, чрез които се осъществява производството на енергия от ВИ. Следователно, всеки обект за производство на електрическа енергия от ВИ има собствени нужди, които са част от производствения процес на електрическа енергия. Енергията за собствени нужди, която се консумира при работата на съоръженията и е необходима за тяхната работа, не следва да се закупува от крайните снабдителите и обществените доставчици, а да се произвежда при работен режим на тези съоръжения и инсталации, т.е. производителите използват за захранване на съоръженията и инсталациите на централите си произведената от тях електрическа енергия.

Енергията за собствени нужди за съответната група централи представлява количествата енергия за покриване на технологичните нужди на централите и е заложена като % (процент) от брутното производство на електрическа енергия от различните видове централи - фотоволтаични, вятърни, водноелектрически и от биомаса. Процентът собствени нужди е приложим спрямо съответната група производители и се определя въз основа на данните, които КЕВР събира служебно във връзка с изчисляване на инвестиционните и експлоатационни разходи на централите съобразно вида на технологията и нейните специфични технически показатели, при определяне на преференциалните цени през годините. Следователно, при отчитане на размера на собствените нужди Комисията е взела предвид не само данните за средногодишната продължителност на работа от АУЕР, но и от официални източници, при използване на средни стойности за страната, и при съответните технически стандарти. Енергията за собствени нужди представлява част от средногодишното производство на електрическа енергия, т.е. по същността си се съдържа в него. В този смисъл данни за този компонент също се извличат от ценовите решения и съответните ценообразуващи елементи на определената преференциална цена за изкупуване на електрическа енергия от ВИ, по групи производители.

Собствените нужди на групата производители на електрическа енергия по т. 11 от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., са заложени при определяне на преференциалната цена за тази група производители в размер на 7 % от средногодишното количество произвеждана електрическа енергия от тези централи, която КЕВР е преценила, че е необходима при работата на този вид централи за захранване на съоръженията и инсталациите им. Следователно, собствените нужди са част от количествата електрическа енергия, произведена при посочената в частта по т. 11 от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. средногодишна продължителност на работа, съответно производителност на този вид централи. Този размер на собствените нужди е в съответствие с предвидената 28,54% годишна ангажираност на работа и специфичните особености по отношение на режима на работа и часовата натовареност през годината за такъв тип централи, предвид основния фактор в сектора – характер на природния ресурс. Специфичният климат и климатични особености в България през годината формират рамката по отношение на работата на ВЯЕЦ в България, с която всеки инвеститор е запознат при инвестиране и изграждане на съоръжения от такъв тип. В същото време нивото на собствените нужди на групата централи в конкретния случай се определя за определената мощност от 27 MW в рамките на групата ВЯЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW. В този смисъл определените 7 % собствени нужди от годишното производство 67 500 MWh, или 4 725 MWh е технически

параметър, пряко свързан с определената цена и представлява референтна стойност за конкретните инсталации.

Прегледът на техническите и икономическите параметри при определянето на цената на електрическата енергия за горепосочената група централи по т. 11 от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. е представен в следната таблица:

№	Показатели	Мярка	През първата година - 2014 г.	общо за периода на изкупуване
1	НЕТНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ	MWh	62 775,00	753 300,00
2	ОБЩО РАЗХОДИ	хил.лв.	3 281,00	55 086,00
	за експлоатационни	хил.лв.	535,00	13 896,00
	за амортизации	хил.лв.	2 746,00	41 190,00
3	ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	хил.лв.	2 696,00	19 728,00
4	НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил.лв.	5 977,00	66 576,00
5	NPV НА КОЛИЧЕСТВАТА	7,00%	62 775,00	533 504,00
6	NPV НА ПРИХОДИТЕ		5 977,00	50 977,00
	NPV НА експлоатационните		535,00	8 949,00
	NPV НА амортизациите		2 746,00	26 761,00
	NPV НА възвръщаемостта		2 696,00	15 267,00
7	ЦЕНА	лв./MWh	95,55	95,55

Видно от горното, преференциалната цена за ВЯЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW, е формирана при размер на необходимите годишни приходи, който покрива всички разходи, необходими за производството на заложените количества нетна електрическа енергия, които от своя страна представляват произведение на пълните ефективни часове на работа и мощността на съответната централа, с приспаднати собствените нужди.

Заложените стойности в ценовия модел през първата година отразяват нетна електрическа енергия в размер на 62 775 MWh след приспаднати собствени нужди в размер на 7% или 4 725 MWh. Общо за периода на изкупуване на електрическата енергия, произведена от ВЯЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW, количествата електрическа енергия са в общ размер на 753 300 MWh и отразяват осреднен режим на работа на централата. Поради това, преференциалната цена от 95,55 лв./MWh е формирана като резултат от дисконтирани необходими годишни приходи в размер на 50 977 хил. лв., разделени на дисконтираното нетно количество електрическа енергия за целия период на задължително изкупуване в размер на 533 504 MWh, изчислени при дисконтов фактор, равен на нормата на възвръщаемост (НВ) в размер на 7,00%.

Въз основа на горното и при прилагане на начина за установяване на НСП по §1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ, НСП на вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW, по т. 11 от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР – 95,55 лв./MWh, се изчислява, както следва:

- **27 MW** - номинална мощност на вятърна електрическа централа, намираща се в групата на вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW;
- **2 500 часа** - продължителност от време на номинална работа на инсталацията;
- **28,54% = 2 500 часа/8 760 часа** - коефициент на ангажираност;
- **67 500 MWh = 27 MW*2 500** – брутно произведена електрическа енергия за година - Ебр;
- **7,00%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **4 725 MWh = 67 500 MWh*7,00%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **62 775 MWh = 67 500 MWh – 4 725 MWh** - нетна електрическа енергия за

година;

- $2\,325\text{ kWh} = 62\,775\text{ MWh}/27\text{ MW}$ - нетно специфично производство.

В тази връзка и след преглед на ценообразуващите елементи, въз основа на които е определена преференциалната цена за ВЯЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW по т. 11 от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на ДКЕВР – 95,55 лв./MWh, без ДДС, се установи нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 2 325 kWh, при средногодишна производителност на работа 2 500 kWh/kW и след приспаднати собствени нужди в размер на 7,00% или 4 725 MWh.

Горното се потвърждава от ценообразуващите елементи и съответните им изходни данни, които по аргументите, изложени по-горе, са с единствени конкретни стойности, които се онагледяват от изчислителния ценови модел към групата ВЯЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта по т. 11. Преференциалната цена от 95,55 лв./MWh, без ДДС е определена при инсталирана мощност 27 MW, средногодишна продължителност на работа в размер 2 500 часа, годишна ангажираност 28,54%, при размер собствени нужди – 7% или 4 725 MWh от brutното годишно производство 67 500 MWh.

Установеното нетно специфично количество електрическа енергия, т.е. нетното производство от 1 kW инсталирана мощност в размер на 2 325 kWh е взето предвид при определяне на преференциалната цена, отнасяща се за групата ВЯЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW от Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта по т. 11, която покрива разходите за изграждането и оперирането на централите с тази технология и осигурява заложената в решението възвръщаемост. Стойността на НСП позволява на съответния производител от тази група производители на електрическа енергия от ВИ да формира такъв размер необходими годишни приходи, при който да се обезпечат всички разходи, нужни за покриване на произведените количества нетна електрическа енергия, които от своя страна представляват произведение на пълните ефективни часове на работа и мощността на съответната централа, с приспаднати собствените нужди.

Установеният размер на НСП на база на определената преференциална цена за групата ВЯЕЦ с инсталирана мощност над 1 MW по Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта по т. 11 не променя, нито намалява утвърдените с ценовото решение приходи, необходими на съответното енергийно дружество, попадащо в тази група производители, за покриване на разходите му, включително инвестиционните, както и за осигуряване на нормата на възвръщаемост, определена в ценовото решение на Комисията. При реалното прилагане на определените от Комисията преференциални цени всеки инвеститор има възможност да постигне различна доходност в зависимост от индивидуалното управление на инвестиционния проект.

Изказвания по т.2.:

Докладва А. Иванова. Настоящият доклад е във връзка с установяването на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране в частта по т. 11 за групата вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW. С Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. и на основание §17 от ПЗР на ЗИД на ЗЕ, Комисията за енергийно и водно регулиране е установила нетно специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в съответните решения до влизане в сила на посоченото изменение на Закона, в сила от 24.07.2015 г. „Вентус България“ ЕООД е обжалвало Решение № СП-1 от 2015 г. в частта му по т. 7.11, с която е установено нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 2 325 kWh при определена цена в размер на 95,55 лв./MWh за групата вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW. В тази връзка е образувано административно дело въз основа, на което Административен съд София-град се е произнесъл с Решение за отмяна на № СП-1 от 2015 г. в частта му по т. 7.11. Върховен административен съд със свое Решение е

оставил в сила решението на Административен съд София-град. Видно от решението на Административен съд София-град е посочено, че Решението на Комисията от 2015 г. е без мотиви и липсват данни за това как и по какъв начин, въз основа на кои конкретни данни Комисията е стъпила на стойността от на 2 325 kWh за процесната група централи. Административен съд София-град посочва, че не е указано дали е изчислено нетното специфично производство на база определението в § 1, т. 29 от допълнителните разпоредби на ЗЕВИ. Предвид отменителния административен акт за Комисията възниква задължение тя да се произнесе отново, като спази мотивите на съда. В тази връзка подробно са изложени мотиви как и по какъв начин са изчислени стойностите на нетното специфично производство. Посочени са техническите и икономическите параметри на стр.8 в табличен вид: как е определена преференциалната цена., а на стр. 9 е посочено как на основание § 1, т. 29 е изчислено нетното специфично производство за процесната група и как се е стигнало до стойността от на 2 325 kWh. Предвид гореизложеното и на основание §17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.), във връзка с чл. 31, ал. 5, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници и §1, т. 29 от Допълнителните разпоредби на Закона за енергията от възобновяеми източници, и чл. 173, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с Решение № 7612 от 14.12.2018 г. на Административен съд София-град по адм. дело № 11751 по описа за 2015 г., оставено в сила с Решение № 17112 от 13.12.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 652 по описа за 2019 г., работната група предлага Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме доклада на работната група;
2. Да приеме решение за установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г., в частта по т. 11 на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране - за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

А. Иванова прочете и диспозитива на решението:

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 2325 kWh, въз основа на което в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, в частта по т. 11, е определена преференциална цена в размер на 95,55 лв./MWh за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

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

Предвид гореизложеното и на основание § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 56 от 2015 г.), във връзка с чл. 31, ал. 5, т. 1 от Закона за енергията от възобновяеми източници и § 1, т. 29 от Допълнителните разпоредби на Закона за енергията от възобновяеми източници, и чл. 173, ал. 2 от Административнопроцесуалния кодекс, във връзка с Решение № 7612 от 14.12.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 11751 по описа за 2015 г., оставено в сила с Решение № 17112 от 13.12.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 652 по описа за 2019 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 2325 kWh, въз основа на което в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, в частта по т. 11, е определена преференциална цена в размер на 95,55 лв./MWh за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

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

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

По т.3. Комисията разгледа доклад с вх. № Е-Дк-907 от 09.11.2020 г. относно съгласуване на Тръжни правила за разпределяне и предоставяне на преносна способност за 2021 г.

Административното производство е образувано във връзка с постъпило искане от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) с вх. № Е-13-41-68 от 04.11.2020 г. относно съгласуване на Тръжни правила за разпределяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения на ЕСО ЕАД и съседните му контролни зони за 2021 г.

Представените проекти на Тръжните правила са разработени и актуализирани в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия (Регламент 2019/943), във връзка с въвеждане на общи правила и процедури за разпределяне и предоставяне на разполагаема преносна способност (капацитет) в двете посоки по междусистемните сечения на електроенергийната система на Република България и съседните електроенергийни системи и във връзка с Регламент (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 г. за установяване на насока относно предварителното разпределяне на преносна способност (Регламент 1719/2016) и Регламент (ЕС) 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването (Регламент 1222/2015). Целта е осигуряване оптимално управление на тесните места на електропреносните мрежи, насърчаване развитието на енергийния обмен и координираното разпределение на трансграничния капацитет чрез недискриминационни пазарно обусловени решения.

Искането за одобряване е отправено от ЕСО ЕАД, в качеството му на независим преносен оператор, който в изпълнение на чл. 109, ал. 1, т. 3 от Закона за енергетиката е длъжен да осигурява осъществяване на съвместната работа на електроенергийната система с тези на съседните страни, в съответствие с международните договори. Регламент № 943/2019 вмениява задължение на националните регулаторни органи да осигуряват съответствие с посочения регламент, за установяване на регионално сътрудничество между операторите на преносни системи, както и общи процедури и координация за разпределяне на капацитет по междусистемните електропроводи.

Съгласно чл. 10, ал. 1 от Правилата за търговия с електрическа енергия, представените проекти за тръжни правила за контролните зони на ЕСО ЕАД и операторите на преносни системи (ОПС) на съседните държави за разпределяне на междузонави физически права за пренос следва да се съгласуват от КЕВР. В проектите за тръжни правила подробно са регламентирани изискванията за регистрация и участие на

търговските участници, организацията и провеждането на тръжните процедури, определянето на резултатите от търговете, правилата за вторичен пазар на физически права за пренос, правилата за използване на присъдени физически права, изискванията и сроковете за сетълмент и плащане, принципите за намаляване на предлаганите преносни способности и др. Като приложения към тръжните правила са добавени всички необходими формуляри, които участниците следва да попълват.

От 1^{ви} октомври 2018 г. влиза в сила Споразумението за сътрудничество между ЕСО ЕАД и единната платформа за разпределение съгласно чл. 48 от Регламент 1719/2016, в следствие на което разпределянето на дългосрочните права за пренос (годишни и месечни) на границите на тръжни зони България – Румъния и България – Гърция ще се осъществява от единна тръжна кантора (Joint Allocation Office SA, JAO SA), която е избрана от Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електроенергия да изпълнява ролята на единна платформа за разпределение съгласно изискванията на Регламент 1719/2016.

Съгласно чл. 51, т. 1 от Регламент 1719/2016 ОПС разработват съвместно предложение за хармонизирани правила за разпределяне по отношение на дългосрочните права за пренос (Хармонизираните правила). С решение № 3/2017 от 02.10.2017 г. Агенцията за сътрудничество на регулаторите на енергия (АСРЕ) приема първия вариант на Хармонизираните правила. С Решение № 14/2019 от 29.10.2019 г. на основание чл. 4, т. 12 от Регламент 1719/2017 и във връзка с чл. 68, т. 5 от Хармонизирани правила АСРЕ приема измененото предложение на всички оператори на преносни системи за Хармонизирани правила за разпределяне на дългосрочни преносни права съгласно чл. 4, пар. 6, б. „г“ и чл. 51 от Регламент 1719/2016.

С решение № 6/2017 АСРЕ приема, че регионалният специфичен анекс за РИПС ЮИЕ към Хармонизирани правила за разпределяне на дългосрочни преносни права в съответствие с чл. 51 от Регламент 2016/1719 следва да се прилагат за период на доставка от 01.01.2019 г., който остава в сила и за 2021 г.

С писмо с вх. № Е-13-41-103 от 30.10.2018 г. изпратено от ЕСО ЕАД, КЕВР е информирана, че във връзка с прилагането на Хармонизираните правила за разпределение на дългосрочни права на границата на тръжни зони България – Сърбия, с период на доставка от 01.01.2021 г. е разработен специфичен Анекс, който е в съответствие с чл. 51 от Регламент 1719/2016. С подписването на този анекс Република Сърбия се съгласява да прилага Хармонизирани правила за разпределяне на дългосрочни преносни права съгласно чл. 51 от Регламент 1719/2016 и се присъединява към единната платформа за разпределение.

Във връзка с гореизложеното правилата разпределянето на дългосрочните права за пренос (годишни и месечни) на границите на тръжни зони България – Румъния, България – Гърция и България – Сърбия не следва да се одобряват допълнително от КЕВР.

I. Правила за провеждане на дневни търгове за разпределяне на междузонови преносни способности на границата между тръжните зони на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и CNTEE TRANSELECTRICA SA (TRANSELECTRICA) за 2021 г.;

На границата на тръжните зони България – Румъния, CNTEE TRANSELECTRICA SA организира дневните търгове за разпределение на преносни способности. Основните принципи в проекта на правила за провеждане на търговете са в съответствие с целите заложи в Регламент 2015/1222.

II. ТРЪЖНИ ПРАВИЛА за разпределяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения между контролната зона на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и контролната зона на TEIAS (Турция) за 2021 г.;

На границата на тръжните зони България – Турция се запазва настоящата ситуация, при която ЕСО ЕАД и TEIAS (Турция) си разпределят половината от преносната способност по българо-турското междусистемно сечение.

III. Правила за експлицитно дневно разпределяне на преносна способност на граница на тръжна зона България – Сърбия;

На границата на тръжните зони България – Сърбия, дневните търгове за разпределение на преносни способности ще се извършват от JAO SA, на база на споразумение между двата ОПС и единната кантора за разпределение. Основните принципи в проекта на правила за провеждане на търгове са в съответствие с целите заложи в Регламент 2015/1222, както и Регламент 2019/943.

IV. Правила за разпределение на междузоновия капацитет в сегмента в рамките на деня между тръжните зони на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО) и EMS AD Beograd („EMS“).

Правилата за разпределение на преносни способности в рамките на деня са нови правила и са разработени съвместно със сръбския преносен оператор EMS AD Beograd, който ще изпълнява роля на тръжна кантора (разпределител на капацитет). Основните принципи в проекта на правила за провеждане на търгове са в съответствие с целите заложи в Регламент 2015/1222, както и Регламент 2019/943.

V. Правила за дневно разпределяне на преносна способност на граница България – Гърция;

На границата на тръжните зони България – Гърция, по споразумение между двата ОПС и единната кантора за разпределение, дневните търгове за разпределение на преносни способности ще се извършват от JAO SA. Основните принципи в проекта на правила за провеждане на търгове са в съответствие с целите заложи в Регламент 2015/1222, както и Регламент 2019/943.

VI. Правила за провеждане на дневни търгове за разпределяне на преносни способности на границата между тръжните зони на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и МЕПСО за 2021 г.;

На границата на тръжните зони България – Северна Македония, МЕПСО организира годишните и месечните търгове за разпределение на преносни способности, като вторичният пазар ще се администрира от Северно Македонския ОПС. Основните принципи в проекта на правила за провеждане на търгове са в съответствие с целите заложи в както и Регламент 2019/943, както и Регламент 2019/943.

VII. Правила за провеждане на годишен и месечни търгове за разпределяне на междузонови преносни способности между тръжните зони на Електроенергиен Системен Оператор ЕАД (ЕСО) и МЕПСО-за 2021 г.

На границата на тръжните зони България – Северна Македония, ЕСО ЕАД организира дневните търгове за разпределение на преносни способности. Основните принципи в проекта на правила за провеждане на търгове са в синхрон с целите заложи в както и Регламент 2019/943.

След преглед на проектите за Тръжните правила за 2021 г. може да се направи извод, че предприетите промени, в сравнение със съгласуваните такива за 2020 г., са в съответствие с целите заложи в както и Регламент (ЕО) 2019/943.

Изказвания по т.3.:

Докладва М. Трифонов. Предоставените правила от ЕСО ЕАД са разработени съгласно изискванията на действащото европейско законодателство и са изпратени за одобряване в КЕВР, в качество на независим преносен оператор в изпълнение на чл. 109, ал. 1, т. 3 от Закона за енергетиката и чл. 10, ал. 1 от Правилата за търговия с електрическа енергия. От 01.10.2018 г. влиза в сила споразумение за сътрудничество между ЕСО ЕАД и единната платформа за разпределение. Вследствие, на това разпределянето на дългосрочните правила за пренос годишна и месечна база на границите България и Румъния и България – Гърция се осъществява от единна тръжна кантора. С писмо от октомври месец 2018 г. ЕСО уведомява КЕВР, че Република Сърбия се съгласява да прилага Хармонизирани правила за разпределяне на дългосрочни преносни права съгласно чл. 51 от Регламент 1719/2016 и съответно сръбския енергиен оператор се

присъединява също към платформата за разпределение. В представените Правила няма съществена разлика между миналогодишните и тези, които ще се прилагат, така че след преглед на проектите на Тържните правила за 2021 г. може да се направи извод, че предприетите промени, в сравнение със съгласуваните такива за 2020 г., са в съответствие с целите заложили, както в Регламент 943, така и в останалите два регламента. **Предвид гореизложеното и на основание чл. 10, ал. 1 от Правилата за търговия с електрическа енергия, работната група предлага на Комисията да вземе следните решения:**

1. Да приеме доклада на работната група;

2. Да съгласува:

2.1. Правила за провеждане на дневни търгове за разпределяне на междузонови преносни способности на границата между тържните зони на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и CNTEE TRANSELECTRICA SA (TRANSELECTRICA) за 2021 г.;

2.2. ТРЪЖНИ ПРАВИЛА за разпределяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения между контролната зона на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и контролната зона на TEIAS (Турция) за 2021 г.;

2.3. Правила за експлицитно дневно разпределяне на преносна способност на граница на тържна зона България – Сърбия;

2.4. Правила за разпределение на междузоновия капацитет в сегмента в рамките на деня между тържните зони на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО) и EMS AD Beograd („EMS“);

2.5. Правила за дневно разпределяне на преносна способност на граница България – Гърция;

2.6. Правила за провеждане на дневни търгове за разпределяне на преносни способности на границата между тържните зони на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и Македонски преносен системен оператор АД (МЕПСО) за 2021 г.;

2.7. Правила за провеждане на годишен и месечни търгове за разпределяне на междузонови преносни способности между тържните зони на Електроенергиен Системен Оператор ЕАД (ЕСО) и Македонски електропреносен системен оператор АД (МЕПСО) за 2021 г.

М. Трифонов уточни, че е направил корекция в т. 2.1, 2.2, 2.6, 2.7 от решението в доклада, защото там е записана 2020, а трябва да се запише 2021 г. На стр. 2 от доклада е направена същата корекция.

И. Иванов повтори, че трябва да се запише 2021 г., а не 2020 г. Грешката е техническа, но не трябва да се допуска.

А. Йорданов уточни, че търговското наименование на МЕПСО не се е променило, но става въпрос за преносния оператор на Северна Македония.

И. Иванов каза, че това уточнение е абсолютно задължително, защото това може да има съвсем друго отражение: не енергийно, а политическо. Там, където пише *Македонски системен оператор*, трябва да бъде заменено с преносен системен оператор на Република Северна Македония.

М. Трифонов каза, че ще извърши необходимите корекции.

И. Иванов каза, че трябва да се направят тези корекции, защото ако този документ се гледа от Сръбския преносен оператор, те ще повдигнат въпроса чрез Министерството на външните работи. Да се извърши тази корекция ред по ред, за да не се остави някакво двусмислие. И. Иванов каза, че забележката на А. Йорданов е много важна и трябва да се използват истинските наименования. За пример може да се даде Холандия. Правилното изписване е Кралство Нидерландия. Приемането на Тържни правила за разпределяне и предоставяне на преносна способност за 2021 г. показват как постепенно както България, така и целият регион на Балканите навлизат в зона с устойчиви тържни правила, което е път към единен европейски пазар: както в пазара в рамките на деня, така и след това на пазара ден напред.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 10, ал. 1 от Правилата за търговия с електрическа енергия,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-907 от 09.11.2020 г. относно съгласуване на Тържни правила за разпределяне и предоставяне на преносна способност за 2021 г.

2. Съгласува:

2.1. Правила за провеждане на дневни търгове за разпределяне на междузонови преносни способности на границата между тържните зони на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и CNTEE TRANSELECTRICA SA (TRANSELECTRICA) за 2021 г.;

2.2. ТРЪЖНИ ПРАВИЛА за разпределяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения между контролната зона на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и контролната зона на TEIAS (Турция) за 2021 г.;

2.3. Правила за експлицитно дневно разпределяне на преносна способност на граница на тържна зона България – Сърбия;

2.4. Правила за разпределение на междузоновия капацитет в сегмента в рамките на деня между тържните зони на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО) и EMS AD Beograd („EMS“);

2.5. Правила за дневно разпределяне на преносна способност на граница България – Гърция;

2.6. Правила за провеждане на дневни търгове за разпределяне на преносни способности на границата между тържните зони на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и МЕПСО за 2021 г.;

2.7. Правила за провеждане на годишен и месечни търгове за разпределяне на междузонови преносни способности между тържните зони на Електроенергиен Системен Оператор ЕАД (ЕСО) и МЕПСО за 2021 г.

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

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад относно доклад № Е-Дк-653 от 28.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-33 от 08.05.2020 г. за продължаване срока на лицензия за производство

на електрическа енергия, подадено от „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД;

2. Насрочва открито заседание за разглеждане на доклада по т.1 на 18.11.2020 г. от 10:15 ч.;

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

4. За виртуално участие в откритото заседание да бъдат покани лицата, представляващи „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД или други, упълномощени от тях представители на дружеството;

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

По т.2. както следва:

Установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 2325 kWh, въз основа на което в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, в частта по т. 11, е определена преференциална цена в размер на 95,55 лв./MWh за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-907 от 09.11.2020 г. относно съгласуване на Тържни правила за разпределяне и предоставяне на преносна способност за 2021 г.

2. Съгласува:

2.1. Правила за провеждане на дневни търгове за разпределяне на междузонови преносни способности на границата между тържните зони на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и CNTEE TRANSELECTRICA SA (TRANSELECTRICA) за 2021 г.;

2.2. ТРЪЖНИ ПРАВИЛА за разпределяне и предоставяне на преносна способност по междусистемните сечения между контролната зона на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и контролната зона на TEIAS (Турция) за 2021 г.;

2.3. Правила за експлицитно дневно разпределяне на преносна способност на граница на тръжна зона България – Сърбия;

2.4 Правила за разпределение на междузоновия капацитет в сегмента в рамките на деня между тържните зони на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО) и EMS AD Beograd („EMS“);

2.5. Правила за дневно разпределяне на преносна способност на граница България – Гърция;

2.6. Правила за провеждане на дневни търгове за разпределяне на преносни способности на границата между тържните зони на „ЕЛЕКТРОЕНЕРГИЕН СИСТЕМЕН ОПЕРАТОР“ ЕАД (ЕСО) и МЕПСО за 2021 г.;

2.7. Правила за провеждане на годишен и месечни търгове за разпределяне на междузонови преносни способности между тържните зони на Електроенергиен Системен Оператор ЕАД (ЕСО) и МЕПСО за 2021 г.

Приложения:

1. Доклад № Е-Дк-653 от 28.07.2020 г. относно заявление с вх. № Е-ЗЛР-ПД-33 от 08.05.2020 г. за продължаване срока на лицензия за производство на електрическа енергия, подадено от „Пиринска Бистрица-Енергия“ АД.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-904 от 06.11.2020 г. и Решение на КЕВР № СП-9 от 12.11.2020 г. относно установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена в Решение № Ц-13 от 01.07.2014 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране, в частта му по т.

11 - за вятърни електрически централи с инсталирана мощност над 1 MW – 95,55 лв./MWh.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-907 от 09.11.2020 г. относно съгласуване на Тръжни правила за разпределяне и предоставяне на преносна способност за 2021 г.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(Г. Добрев)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонова)

.....
(П. Трендафилова)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

Протоколирал:

(И. Зашева - главен експерт)