



ПРОТОКОЛ

№ 223

София, 28.10.2020 година

Днес, 28.10.2020 г. от 10:03 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, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитонова, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

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

И. Иванов каза, че прави предложение за включване на допълнителна точка в дневния ред. Това е в съответствие с чл. 33, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация. Предложението е допълнителна т. 6 в дневния ред да бъде: *Доклад относно избор на ръководител на проекта „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“, Вие знаете проект, който се осъществява с финансовата подкрепа на Европейската банка за възстановяване и развитие. Ако няма възражение, предложението е това да бъде и последната т. 6 в дневния ред.*

От страна на членовете на Комисията нямаше възражения относно предложението на И. Иванов за включването на допълнителна т. 6 в дневния ред.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-842 от 19.10.2020 г. и проект на решение относно установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта му по т. 10 - на електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади – 605,23 лв./MWh.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова, Ивайло Александров,

2. Доклад с вх. № Е-Дк-843 от 19.10.2020 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-010 от 30.03.2011 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта му по т. 12 – за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp - 699,11 лв./MWh.

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

3. Доклад с вх. № Е-Дк-864 от 22.10.2020 г. относно искане за дерогация от минималния обем на междусистемен капацитет, съгласно чл. 16, пар. 9 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия.

Докладват: Пламен Младеновски, Милен Трифонов

4. Доклад с вх. № Е-Дк-865 от 23.10.2020 г. относно одобрение на изменено предложението на операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочната пазарна времева рамка, в съответствие с чл. 10 на Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 за установяване на насоки относно предварителното разпределяне на преносна способност.

Докладват: Пламен Младеновски, Милен Трифонов

5. Доклад с вх. № Е-Дк-844 от 20.10.2020 г. и проект на решение относно искане от д-р Иванка Попова – управител на „Калидус-2011“ ЕООД относно определяне на независим оценител за извършване на оценка на енергиен обект, представляващ елемент от електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД, който е собственост на „Калидус-2011“ ЕООД.

Докладват: Пламен Младеновски, Благовест Балабанов, Сава Цеков

6. Доклад с вх. № О-Дк-523 от 27.10.2020 г. относно избор на ръководител на работна група по Проект № BG05SFOP001-2.012-0001-C01 „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“.

Докладват: Р.Тоткова, Ю.Митев

По т.1. Комисията, след като разгледа фактите и обстоятелствата във връзка с Решение № 4225 от 21.06.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 11998 по описа за 2015 г., оставено в сила с Решение № 10809 от 11.07.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 10076 по описа за 2018 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.

„Бултех-2000“ ООД е обжалвало Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., в частта му по т. 2.10, с която е установено нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в т. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на ДКЕВР, в размер на 1 188 kWh, при определена преференциална цена в размер на 605,23 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули

до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади. Във връзка с подадената жалба е образувано адм. дело № 11998 по описа за 2015 г. на Административен съд София-град (АССГ), по което е постановено Решение № 4225 от 21.06.2018 г. за отмяна на Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. на КЕВР, в частта му по т. 2.10, в която е определено НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в т. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на ДКЕВР в размер на 1 188 kWh, при определената цена – 605,23 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади.

Решението на АССГ е обжалвано с касационна жалба пред Върховния административен съд (ВАС), въз основа на което е образувано адм. дело № 10076 по описа за 2018 г. С Решение № 10809 от 11.07.2019 г. на ВАС, Четвърто отделение по адм. дело № 10076 от 2018 г. е оставено в сила Решение № 4225 от 21.06.2018 г. на АССГ по адм. дело № 11998 от 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. 2.10, 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 незаконосъобразно 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. 2.10 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-18 от 20.06.2011 г. на ДКЕВР, по т. 10, 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-18 от 20.06.2011 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. 2.10, каквито мотиви липсват и в доклада и не могат да се изведат и от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на ДКЕВР. Видно от същото, в него е посочена средногодишната продължителност на работа на централата – 1250 часа при годишна ангажираност – 14,27%. В тази връзка 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 фотоволтаичните електрически централи (ФТЕЦ) и че двете понятия са идентични, поради което именно данните за средногодишната продължителност на работа на централите, посочени в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 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-18 от 20.06.2011 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 ФТЕЦ 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-18 от 20.06.2011 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-18 от 20.06.2011 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-18 от 20.06.2011 г., съответно на Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. на КЕВР. В тази връзка, 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-18 от 20.06.2011 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 преференциалната цена 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. 2.10 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.

Поради всичко гореизложено АССГ е приел, че Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. в оспорената му част по т. 2.10, 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.

Решение № 4225 от 21.06.2018 г. на АССГ по адм. дело № 11998 от 2015 г. е потвърдено с Решение № 10809 от 11.07.2019 г. на ВАС, Четвърто отделение, по адм. дело № 10076 от 2018 г., с което 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. 2.10 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-18 от 20.06.2011 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 снабдители, 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. 2.10 е установено НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени по т. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на ДКЕВР при определената цена – 605,23 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади, в размер на 1 188 kWh.

След отмяната на т. 2.10. от Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., за КЕВР отново възниква задължение за установяване на стойностите на НСП. 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 по т. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на ДКЕВР цена, т.е. препраща към ценовото решение, в което е определена преференциалната цена на групата производители - електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади, 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-18 от 20.06.2011 г., в частта му по т. 10, и не се изменя и цената, по която се изкупува произведената от тази група производители електрическа енергия от ВИ.

Решение № Ц-18 от 20.06.2011 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-18 от 20.06.2011 г., в частта му по т. 10, 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-18 от 20.06.2011 г. по т. 10 ДКЕВР е определила преференциална цена за ФТЕЦ с инсталирана мощност до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади в размер на 605,23 лв./MWh. 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 количеството 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 ДКЕВР цена с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г., по т. 10. 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 това ценово решение 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-18 от 20.06.2011 г., а и към настоящия момент 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 възобновяеми източници 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. С оглед разпоредбите на чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ, чл. 19а, ал. 1, т. 4, съответно чл. 19б, ал. 2, т. 2 от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, отм.), 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, при номинално натоварване на инсталацията 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, която е равна на номиналната през първата година и намаляваща през следващите години. 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 номинална мощност).

Критериите, които се отчитат при определяне на преференциалните цени и ценообразуващите елементи са посочени в чл. 32, ал. 2 от ЗЕВИ: видът на възобновяемия източник, видовете технологии, инсталираната мощност на обекта, мястото и начинът на монтиране на съоръженията, както и: инвестиционните разходи; нормата на възвръщаемост; 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.

Всички конкретни източници на информация за определяне на стойности на ценообразуващи елементи при определяне на преференциалните цени за продажба на електрическа енергия, произведена от ФТЕЦ, включително средногодишна продължителност на работа на централите са посочени в мотивите на ценовото решение. В тази връзка по отношение на елемента „средногодишна продължителност на работа“ на

ФТЕЦ, в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на Комисията е посочено, че при определяне на годишната производителност на работа на централите са използвани данни от Българската академия на науките (БАН), както и отчетените средно-ефективни стойности за работа на централите в региона. В т. III. Определяне на цената на електрическата енергия произведена от ФТЕЦ от мотивната част на Решение № Ц-18 от 20.06.2011 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 20 години. В решението е посочено, че **средно годишната продължителност на работа на централата е 1 250 часа годишна ангажираност 14,27 %, т.е. 1250 часа/8760 часа годишно. Поради това, средногодишното брутно производство на електрическа енергия от 1 kWp инсталирана мощност е 1 250 kWh.**

Видно е, че стойностите на средната годишна продължителност на работа на централите при този вид технология и първичен енергиен ресурс, са възприети от анализите, направени на работещите фотоволтаични електрически централи, както и информация и анализи, направени от БАН за средната годишна продължителност на работа. Тези стойности са определени като резултат от произведената електрическа енергия в годишен план, разделена на инсталираната мощност на ФТЕЦ. При формирането на преференциалните цени по Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. е отчетена производствената мощност и характеристиките на централите. Нормативно регламентирано задължение е да бъде взета предвид и номиналната мощност на инсталацията, която да бъде отчетена при ценообразуването (арг. от чл. 19а, т. 4 от НРЦЕЕ, отм.). С оглед изложеното, при определянето на цените с Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г., ДКЕВР е отчела като основен елемент нетното специфично производство на електрическа енергия на съответните групи производители, без понятието НСП да е било легално дефинирано.

По отношение на размера собствени нужди следва да се има предвид, че действащите към момента на приемане на Решение № Ц-18 от 20.06.2011 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 нормативно регламентираните ценообразуващи 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-18 от 20.06.2011 г., а 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 снабдители и обществения доставчик, 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 за 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 данни за средногодишната продължителност на работа от БАН, при използване на средни стойности за страната, а и съответните технически стандарти. Единият от компонентите на НСП - средногодишното производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност, се съдържа в съответните решения на КЕВР за определяне на преференциални цени, а другият компонент – енергията за собствени нужди, представлява част от това производство, поради което 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. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. са заложени при определяне на преференциалната цена за тази група производители като 5 % 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. Собствените нужди са част от количествата електрическа енергия, произведена при посочената в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. средногодишна продължителност на работа, съответно производителност на този вид централи. Този размер на собствените нужди е в съответствие с предвидената в ценовото решение за ФТЕЦ 14,27% 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 ФТЕЦ 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 0,015 MW в рамките на групата фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност до 30 kWp. В този смисъл определените 5% собствени нужди от годишното производство 18,75 MWh, или 0,94 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 съгласно т. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. е представен в следната таблица:

№	Показатели	Мярка	През първата година - 2011 г.	общо за периода на изкупуване
1	НЕТНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ	MWh	17,81	330,40
2	ОБЩО РАЗХОДИ	хил.лв.	5,09	103,65
	за експлоатационни	хил.лв.	0,45	11,00
	за амортизации	хил.лв.	4,63	92,65

3	ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	хил.лв.	7,93	79,34
4	НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил.лв.	13,01	182,99
5	NPV НА КОЛИЧЕСТВАТА	9,00%	17,81	168,66
6	NPV НА ПРИХОДИТЕ		13,01	102,08
	NPV НА експлоатационните		0,45	5,18
	NPV НА амортизациите		4,63	46,09
	NPV НА възвръщаемостта		7,93	50,80
7	ЦЕНА	лв./MWh	605,23	605,23

Видно от горното, преференциалната цена за електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади, 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.

Нетното специфично производство е установено въз основа на параметрите за първата година от периода на изкупуване и отразява нетната електрическа енергия в размер на 17,81 MWh след приспаднати собствени нужди в размер на 5% или 0,94 MWh, без отчитане деградацията на соларните панели през годините. Общо за периода на изкупуване на електрическа енергия количествата електрическа енергия са в общ размер на 330,40 MWh, като отразяват деградацията на соларните панели. Предвид това, преференциалната цена в размер на 605,23 лв./MWh е формирана като резултат от дисконтираните необходими годишни приходи в размер на 102,08 хил. лв., разделени на дисконтираното нетно количество електрическа енергия за целия период на задължително изкупуване в размер на 168,66 MWh, изчислени при дисконтов фактор, равен на нормата на възвръщаемост (НВ) $i = 9,00\%$.

Въз основа на горното и при прилагане на начина за установяване на НСП по §1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ, НСП на фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади по т. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на ДКЕВР – 605,23 лв./MWh се изчислява, както следва:

- **0,015 MWp** - инсталирана мощност на фотоволтаична централа, намираща се в групата ЕЦ до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади;
- **1 250 часа** - продължителност от време на номинална работа на инсталацията;
- **14,27% = 1 250 часа / 8 760 часа** - коефициент на ангажираност;
- **18,75 MWh = 0,015 * 8 760 * 14,27%** – брутно произведена електрическа енергия за година - Ебр;
- **5%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **0,94 MWh = 18,75 MWh * 5%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **17,81 MWh = 18,75 MWh – 0,94 MWh** - нетна електрическа енергия за година;
- **1 187,50 kWh = 17,81 MWh / 0,015 MWp** - нетно специфично производство.

В тази връзка и след преглед на ценообразуващите елементи, въз основа на които е определена преференциалната цена за фотоволтаични електрически централи с инсталирана мощност до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади, по т. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на ДКЕВР – 605,23 лв./MWh, се установи нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 1 188 kWh (1 187,50 kWh), при средногодишна производителност на работа 1 250 kWh при номинална мощност и след приспадане на собствени нужди в размер на 5,00% или 0,94 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 по т. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. Преференциалната цена от 605,23 лв./MWh е определена за инсталирана

мощност 0,015 MWp, при средногодишна продължителност на работа в размер 1 250 часа, годишна ангажираност 14,27 %, при размер собствени нужди – 5% или 0,94 MWh от брутното годишно производство 18,75 MWh. Установеното нетно специфично количество електрическа енергия, т.е нетното специфично производство от 1 kWp инсталирана мощност в размер на 1 188 kWh е взето предвид при определяне на преференциалната цена по т. 10 на Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г., 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 по т. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. не променя, нито намалява утвърдените с ценовото решение приходи, необходими на съответното енергийното 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.1.:

Докладва А. Иванова. Настоящият доклад е във връзка с установяването на нетното специфично производство в частта по т. 10 от Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране при преференциална цена 605,23 лв./MWh. С Решение СП-1 от 2015 г. и на основание §17 от Преходните и заключителните разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката на Комисията възниква задължение, като еднократно действие, да установи нетното специфично производство на електрическа енергия в решенията на Комисията за определяне на преференциални цени, установени по предходен ред до влизането в сила на посоченото задължение, в сила от 24.07.2015 г. „Бултех-2000“ ООД е обжалвало Решение № СП-1 от 2015 г., в частта по т. 2.10, с която е установено нетното специфично производство за групата електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади в размер на 1 188 kWh. В тази връзка е образувано административно дело на базата, на което Административен съд София-град е постановило решение за отмяна на процесното решение в частта по т. 2.10 за процесната група централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади. Административен съд София-град в мотивите на своето решение посочва, че в Решение СП – 1 от 2015 г. липсват мотиви и обосновки на стойностите, за това как и по какъв начин е установено нетното специфично производство и дали то отговаря на изискванията на § 1, т. 29 от Допълнителните разпоредби на ЗЕВИ. В тази връзка за Комисията възниква задължение отново да се произнесе със задължението да изпълни мотивите дадени в съответните решения на Административен съд София-град и Върховния административен съд. В настоящия доклад подробно са посочени стойностите на нетното специфично производство и техническите и икономическите елементи, които отговарят за формирането на преференциалната цена в размер на 605,23 лв./MWh за процесната група централи.

В тази връзка и на основание § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на ЗЕВИ, във връзка с чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ и § 1, т. 29 от Допълнителните разпоредби на ЗЕВИ, и чл. 173, ал. 2 от АПК, във връзка с Решение № 4225 от 21.06.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 11998 по описа за 2015 г., оставено в сила с Решение № 10809 от 11.07.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 10076 по описа за 2018 г., работната група предлага на 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-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, по т. 10 - за електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади.

А. Иванова прочете диспозитива от проекта на решение.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

Установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 1 188 kWh, въз основа на което в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 10, е определена преференциална цена в размер на 605,23 лв./MWh за електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади.

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 № 4225 от 21.06.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 11998 по описа за 2015 г., оставено в сила с Решение № 10809 от 11.07.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 10076 по описа за 2018 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад относно установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта му по т. 10 - на електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади – 605,23 лв./MWh

2. Установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 1 188 kWh, въз основа на което в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на ДКЕВР, в частта по т. 10, е определена преференциална цена в размер на 605,23 лв./MWh за електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади.

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

Решението е взето с **девет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонов – за, Димитър Кочков - 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.

По т.2. Комисията, след като разгледа фактите и обстоятелствата във връзка с Решение № 4534 от 04.07.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 3251 по описа за 2016 г., оставено в сила с Решение № 5699 от 16.04.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 13909 по описа за 2018 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.

„Балеви Солар“ ЕООД, „Фей Енд Ко“ ООД, „Делектра-Хидро“ АД, „Димсол 1“ ЕООД и „Пе Еко Енерджи“ ЕООД са обжалвали Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., в частта му по т. 1.11, с която е установено нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР, в размер на 1 302 kWh, при определена цена – 699.11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp. Във връзка с подадената жалба е образувано адм. дело № 3251 по описа за 2016 г. на Административен съд София-град (АССГ), по което е постановено Решение № 4534 от 04.07.2018 г. за отмяна на Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. на КЕВР, в частта му по т. 1.11, в която е определено нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени в Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР в размер на 1 302 kWh, при определена цена – 699.11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp.

Решението на АССГ е обжалвано с касационна жалба пред Върховния административен съд (ВАС), въз основа на което е образувано адм. дело № 13909 по описа за 2018 г. С Решение № 5699 от 16.04.2019 г. на ВАС, Четвърто отделение, е оставено в сила Решение № 4534 от 04.07.2018 г. на АССГ по адм. дело № 3251 от 2016 г. в частта, с която е отменена т.1.11 от Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. на КЕВР.

В мотивите на своето решение АССГ е установил, че оспореният акт - Решение № СП-1 от 31.07.2015 г., в частта му по т. 1.11, 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 незаконосъобразно 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. 1.11 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-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР, по т. 12, с която е определена преференциалната цена за изкупуване на електрическата енергия от електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, в размер на 699,11 лв./MWh, се посочва какво е средногодишното производство на електрическа енергия от 1 kW инсталирана мощност, както и в какъв размер са собствените нужди.

АССГ е приел, че в тежест на КЕВР е да обоснове и да докаже какъв е размера на НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени по Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г., както и че в Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. този размер е установен по начина, посочен в § 1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ. По тази причина 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. 1.11, каквито мотиви липсват и в доклада и не могат да се изведат и от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР.

Независимо от горното, АССГ е установил, че в Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР е отчетена средногодишна продължителност на работа на централите. В тази връзка АССГ е посочил, 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-010 от 30.03.2011 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 приспаднат 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-010 от 30.03.2011 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 представените справки към Решение № Ц-010 от 30.03.2011 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-010 от 30.03.2011 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-010 от 30.03.2011 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-010 от 30.03.2011 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. 1.11 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.

Поради всичко гореизложено, АССГ е приел, че Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. в т. 1.11, 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 № 5699 от 16.04.2019 г. на ВАС, Четвърто отделение, по адм. дело № 13909 от 2018 г., Решение № 4534 от 04.07.2018 г. на АССГ по адм. дело № 3251 от 2016 г., в частта, с която е отменена т.1.11 от Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. на КЕВР, е оставено в сила 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. 1.11 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, в частта по т. 1.11, във връзка с фактите и обстоятелствата по относимото Решение № Ц-010 от 30.03.2011 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 снабдители, 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 възобновяеми източници 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 нетното специфично производство 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. 1.11 е установено НСП на електрическа енергия, въз основа на което са определени преференциалните цени по т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР, при

определената цена – 699,11 лв./MWh, без ДДС, за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, в размер на 1 302 kWh.

След отмяната на т. 1.11. 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, заложи 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). Според §7, ал. 1 от ПЗР на ЗЕВИ, за енергийни обекти, с изключение на водноелектрически централи с обща инсталирана мощност над 10 MW, въведени в експлоатация към датата на влизане в сила на закона, дългосрочните договори за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници запазват действието си, като преференциалната цена за изкупуване е действащата към датата на влизане в сила на закона. 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, заложи 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 със съответно решение преференциална цена, т.е. препраща към това решение 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-010 от 30.03.2011 г., в частта му по т. 12.

Решение № Ц-010 от 30.03.2011 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-010 от 30.03.2011 г., в частта му по т. 12, 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-010 от 30.03.2011 г. по т. 12 ДКЕВР е определила преференциална цена за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp в размер на 699,11 лв./MWh, без ДДС. Цената е формирана въз основа на конкретни ценообразуващи елементи във връзка с предходни ценови решения, в случая Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. 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 ДКЕВР цена с Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г., по т. 12, във връзка с Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. 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 това Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г., по т. 12, във връзка с Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. 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 приложимото законодателство, действащо към момента на приемане на Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г., а и към настоящия момент 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 възобновяеми източници 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 номинална мощност).

Съгласно чл. 21, ал. 1 от Закона за възобновяемите и алтернативните енергийни източници и биогоривата (ЗВАЕИБ, отм.) Комисията ежегодно до 31 март определя преференциални цени за продажба на електрическа енергия, произведена от възобновяеми или алтернативни енергийни източници, с изключение на енергията, произведена от водоелектрически централи с инсталирана мощност над 10 MW. Според ал. 2 на същата разпоредба, преференциалната цена по ал. 1 на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници, се определя в размер 80 на сто от средната продажна цена за предходната календарна година на обществените или крайните снабдители и добавка, определена от Комисията по критерии в зависимост от вида на първичния енергиен източник съгласно съответната наредба по чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката. Добавката по ал. 2 за следващата календарна година не може да бъде по-малка от 95 на сто от стойността на добавката за предходната календарна година – чл. 21, ал. 3 от ЗВАЕИБ (отм.).

Съгласно чл. 19а, ал. 1 от Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия - НРЦЕЕ, отм. (обн., ДВ, бр. 62 от 31.07.2007 г.), преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници, се определя като не по-ниска от 70 на сто от средната продажна цена за предходната календарна година на обществените или крайните снабдители и добавка, определена от Комисията съгласно приети от нея указания, по следните общи критерии, валидни за всички възобновяеми енергийни източници: вида на технологията, големината на инсталираната мощност и наличния ресурс на първичния енергиен източник. По отношение определяне на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични електрически централи, съгласно чл. 19а, ал. 4 от НРЦЕЕ, отм. (обн., ДВ, бр. 62 от 31.07.2007 г.), Комисията извършва анализ на: инвестиционните разходи за типа технология, разходите за производство според вида технология и норма на възвръщаемост на капитала за всеки вид технология за използване на възобновяеми енергийни източници при съобразяване със специфичния риск. При определянето на преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници, в частност фотоволтаични електрически централи, се използват стойности на ценообразуващите фактори, които Комисията определя на основата на официални източници и на международния опит и коригирани в съответствие със специфичните за Република България обстоятелства.

Видно от Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. на ДКЕВР, прието на основание чл. 33, ал. 1 от ЗЕ, чл. 4, ал. 3 и чл. 19, ал. 4, т. 1 от НРЦЕЕ, отм. (обн., ДВ, бр. 17 от 2.03.2004 г.), изчисляването на цената на електрическата енергия, произведена от фотоволтаични централи, е направено при следните изходни параметри: инвестиционни разходи от 4 600 – 5 000 €/kW; експлоатационни разходи средно 1,3 – 1,5 €/kWh за година, със заложена средногодишна инфлация за 2008 г. от 3,9 % и за следващите години от експлоатация на съоръженията – 1,5 %; полезен живот на активите – 25 години; оценка на реалната норма на собствения капитал, след данъчно облагане в размер на 9 % и капиталова структура от 80 % привлечен капитал и 20 % собствен капитал и цена на привлечения капитал – 7 %. Средно претеглена цена на капитала – 7,72 %.

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 фотоволтаични централи, включително средногодишна продължителност на работа на централите, са посочени в мотивите на относимото ценово решение - Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. В решението са посочени основните фактори, определящи нивото на цените на електрическата енергия, произведена

от фотоволтаични модули а именно: размера на инвестиционните разходи, включително разходите за присъединяване към съответната преносна или разпределителни мрежи; средната годишна производителност, като за повишаване на производителността е необходимо осигуряване на оптимални параметри на прогнозната годишна сумарна слънчева радиация, зависеща от местоположението за изграждане на фотоволтаичната електроцентрала; нивото на експлоатационните разходи; полезният живот на активите, необходими за производство на електрическа енергия; нормата на възвръщаемост на капитала. Средната годишна производителност на фотоволтаичните модули зависи от прогнозната годишна сумарна слънчева радиация, постъпваща върху хоризонталната повърхност, като в България, тази годишна сумарна радиация е съобразена с изследванията на Българската академия на науките (БАН) за потенциала на слънчевата енергия. При фотоволтаичните централи номиналната мощност е изразена във Ват пик (W_p) и това е номиналната мощност на слънчевия панел, измерена при следните стандартни условия: интензитет на светлината (радиация от 1000 W/m^2); слънчев референтен спектър АМ 1,5 (с това се определя типа и цвета на светлината) и клетъчна температура при 25°C (важна за ефективността на слънчевия панел).

В допълнение към гореизложеното следва да се има предвид, че при анализа на влиянието на отделните фактори, с най-голяма тежест за равнището на цената са средната годишна производителност на фотоволтаични модули и размера на инвестиционните разходи.

Може да се обобщи, че годишното брутно производство за групата централи е изчислено при отчитане на средната инсталирана мощност и коефициента на ангажираност на централата. Размерът на пълните ефективни работни часове за година на работа на централата със съответната технология се посочват от фирмата производител на съответната технология или са взети от официални източници и отразяващи международния опит, както и придобития и изграден опит в страната (чл. 21, ал. 2 от НРЦЕЕ, отм., обн., ДВ, бр. 17 от 2.03.2004 г.).

В решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. и в ценовия модел към него е посочено, че годишното производство средно за България възлиза на $1\,342 \text{ kWh}$ за 1 kW_p инсталирана мощност, или годишна ангажираност – $15,32\%$ (или $1\,342$ часа/ 8760 часа годишно), поради което средногодишното производство на електрическа енергия от 1 kW_p инсталирана мощност е $1\,342 \text{ kWh}$.

В тази връзка може да се обобщи, че годишното брутно производство за групата централи е изчислено при отчитане на средната инсталирана мощност и коефициента на ангажираност на централата. Следователно, при формирането на преференциалните цени по Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г., във връзка с т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г., е отчетена производствената мощност и характеристиките на централите.

По отношение на размера собствени нужди следва да се има предвид, че действащите към момента на приемане на Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. и съответно Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. разпоредби на чл. 21 от ЗВАЕИБ, във връзка с НРЦЕЕ, отм. (обн., ДВ, бр. 62 от 31.07.2007 г.), 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-033 от 29.12.2006 г. и съответно Решение № Ц-010 от 30.03.2011 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 наличния ресурс на първичния енергиен източник, вида на технологията и инсталираната мощност, т.е. производителността на инсталацията според вида технология и използвания ресурс. 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, консумирана 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, водоелектрически 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 данните за средногодишната продължителност на работа от БАН и 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 закупуване на електрическа енергия от ВИ, по групи производители.

Собствените нужди на групата производители на електрическа енергия по т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г., във връзка с Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г., по преценка на КЕВР, са заложени при определяне на преференциалната цена за тази група производители в размер на 3% от средногодишното количество произвеждана електрическа енергия от тези централи. Следователно, тези собствени нужди са част от количествата електрическа енергия, произведена при посочената в ценовия модел към Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г., във връзка с т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. средногодишна продължителност на работа, съответно производителност на този вид централи. Този размер на собствените нужди е в съответствие с предвидената средна годишна производителност от 1 342 kWh за 1 kWp инсталирана мощност, или 15,32% 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 ФТЕЦ 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 0,1 MW в рамките на групата електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp. В този смисъл определените 3% собствени нужди от годишното производство 134,20 MWh, или 3,96 MWh е технически параметър, пряко свързан с определената цена и представлява референтна стойност за конкретните инсталации.

В т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР е определена

преференциалната цена на електрическата енергия произведена от ФТЕЦ, въз основа на подробно посочените в мотивната част на Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. ценообразуващите елементи, формиращи преференциалните цени на тези централи, групирани съобразно предвидените законови критерии.

Във връзка с изчисляване на цената по т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР, в размер на 699,11 лв./MWh, за изкупуване на електрическата енергия, произведена от електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, в предходните ценови решения са отразени стойностите на добавките по чл. 21, ал. 2 и ал. 3 от ЗВАЕИБ. Добавката се определя в размер 80 на сто от средната продажна цена за предходната календарна година на крайните снабдители и добавка, определена от Комисията, по критерии в зависимост от вида на първичния енергиен източник съгласно съответната наредба по чл. 36, ал. 3 от ЗЕ. Според ал. 3 на чл. 21 от ЗВАЕИБ, добавката за следващата календарна година не може да бъде по-малка от 95 на сто от стойността на добавката за предходната календарна година.

По отношение на данните, въз основа на които са преизчислени преференциалните цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници и по-конкретно за групата електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, по т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г., следва да се има предвид, че преференциалната цена е образувана на база 80% от средната продажна цена за предходната календарна година и добавка в размер на 95% от добавката за предходната календарна година в утвърдените преференциални цени със съответните решения на КЕВР, както следва:

№	Решения на Комисията относно групата производители на електрическа енергия от ЕЦ с фотоволтаични модули над 5 kWp	мярка	Действа ща цена, без ДДС	80 % от средната продажна цена, съгласно чл. 21, ал. 2 от ЗВАЕИБ	95 % от стойността на добавката, съгласно чл. 21, ал.3 от ЗВАЕИБ	Преференци ална цена, без ДДС
1.	Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г.	лв./MWh	-	67,49	650,51	718,00
2.	Решение № Ц-015 от 31.03.2008 г., в т.5	лв./MWh	718,00	54,79	663,21	718,00
3.	Решение № Ц-04 от 30.03.2009 г., в т.5	лв./MWh	718,00	64,40	690,60	755,00
4.	Решение № Ц-018 от 31.03.2010 г., в т.7	лв./MWh	755,00	72,22	656,07	728,29
5.	Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г., в т.12	лв./MWh	728,29	75,84	623,27	699,11

С Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г., считано от 01.01.2007 г., Комисията е определила преференциална цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, в размер на **718,00** лв./MWh, формирана при основен размер 67,49 лв./MWh, представляващ 70 на сто от средната продажна цена за 2005 г. на обществените снабдители и добавка от 650,51 лв./MWh.

С Решение № Ц-015 от 31.03.2008 г., по т. 5, считано от 01.04.2008 г., Комисията е определила преференциална цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp. В раздел III. Определяне на цената на електрическата енергия, произвеждана от фотоволтаични модули и чрез директно изгаряне на биомаса при прилагане на разходно ценообразуване от мотивната му част е посочено, че преференциалната цена на тези централи се запазва в размер на **718,00** лв./MWh, формирана при средна продажна цена на електрическата енергия за 2007 г. - 68,49 лв./MWh, или основен размер от 54,79 лв./MWh, представляващ 80 на сто от средната продажна цена на крайните снабдители и добавка за 2008 г. в размер на 663,21 лв./MWh.

С Решение № Ц-04 от 30.03.2009 г., по т. 5, считано от 01.04.2009 г., ДКЕВР е определила преференциална цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, в размер на **755,00** лв./MWh, формирана при основен размер 64,40 лв./MWh, представляващ 80 на сто от средно продажна цена за 2008 г. на крайните снабдители и добавка от 690,60 лв./MWh.

С Решение № Ц-018 от 31.03.2010 г., по т. 7, считано от 01.04.2010 г., ДКЕВР е определила преференциална цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, в размер на **728,29** лв./MWh, формирана при основен размер 72,22 лв./MWh, представляващ 80 на сто от средно продажна цена за 2009 г. на крайните снабдители и добавка от 656,07 лв./MWh.

С Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г., по т. 12, считано от 01.04.2011 г., ДКЕВР е определила преференциална цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, в размер на **699,11** лв./MWh, формирана при основен размер 75,84 лв./MWh, представляващ 80 на сто от средно продажна цена за 2010 г. на крайните снабдители и добавка от 623,27 лв./MWh.

Изчисленията на преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, отразяват структурата и ценообразуващите елементи на ценовия модел съгласно Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. на ДКЕВР, при първоначално определена преференциална цена в размер на **718,00** лв./MWh, и всички извършени преизчисления на цената на електрическата енергия с горепосочените добавки във всяко от горесцитираните последващи ценови решения. Прегледът на техническите и икономическите параметри при определянето на цената на електрическата енергия за горепосочената група централи по т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2010 г., във връзка с Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г., е представен в следната таблица:

№	Показатели	Мярка	През първата година - 2007 г.	общо за периода на изкупуване
1	НЕТНА ЕЛЕКТРИЧЕСКА ЕНЕРГИЯ	MWh	130,24	3 021,00
2	ОБЩО РАЗХОДИ	хил.лв.	36,44	976,85
	за експлоатационни	хил.лв.	0,45	77,17
	за амортизации	хил.лв.	35,99	899,68
3	ВЪЗВРЪЩАЕМОСТ	хил.лв.	66,68	834,21
4	НЕОБХОДИМИ ГОДИШНИ ПРИХОДИ	хил.лв.	103,12	1 811,06
5	NPV НА КОЛИЧЕСТВАТА	7,72%	130,24	1 411,49
6	NPV НА ПРИХОДИТЕ		103,12	1 013,46
	NPV НА експлоатационните		0,45	32,27
	NPV НА амортизациите		35,99	448,74
	NPV НА възвръщаемостта		66,68	532,45
7	ЦЕНА	лв./MWh	718,00	718,00

Видно от горното, преференциалната цена за групата електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, 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 собствени нужди.

Заложените стойности в ценовия модел през първата година отразяват нетна електрическа енергия в размер на 130,24 MWh при собствени нужди в размер на 3%, или 3,96 MWh, без отчитане деградацията на соларните панели през годините. Общо за

периода на изкупуване на електрическата енергия, произведена от групата електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, количествата електрическа енергия са в общ размер на 3 021 MWh, като отразяват деградацията на соларните панели. Поради това, преференциалната цена от 718,00 лв./MWh е формирана като резултат от дисконтирани необходими годишни приходи в размер на 1 013,46 хил. лв., разделени на дисконтираното нетно количество електрическа енергия за целия период на задължително изкупуване в размер на 1 411,49 MWh, изчислени при норма на възвръщаемост в размер на 7,72%.

Въз основа на горното и при прилагане на начина за установяване на НСП по §1, т. 29 от ДР на ЗЕВИ, НСП за групата електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, по т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР – 699,11 лв./MWh, във връзка с Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. - 718,00 лв./MWh, се изчислява, както следва:

- **0,1 MW** - инсталирана мощност на фотоволтаична централа, намираща се в групата електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp;
- **1 342 часа** - продължителност от време на номинална работа на инсталацията;
- **15,32% = 1 342 часа/8 760 часа** - коефициент на ангажираност;
- **134,20 MWh = 0,1 MW*8 760*15,32%** – брутно произведена електрическа енергия за година - Ебр;
- **3,00%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **3,96 MWh = 134,20 MWh*3,00%** - електрическа енергия за собствени нужди за година;
- **130,24 MWh = 134,20 MWh - 3,96 MWh** - нетна електрическа енергия за година;
- **1 302 kWh = 130,24 MWh/0,1 MW** - нетно специфично производство.

В тази връзка и след преглед на ценообразуващите елементи, въз основа на които е определена преференциалната цена за групата електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp по т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР – 699,11 лв./MWh, без ДДС, във връзка с Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. - 718,00 лв./MWh, КЕВР установи нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 1 302 kWh, при средногодишна производителност на работа 134,20 MWh при номинална мощност и след приспаднати собствени нужди в размер на 3% или 3,96 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 електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp от Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г., във връзка с т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. Преференциалната цена от 699,11 лв./MWh при първоначално определена преференциална цена 718,00 лв./MWh, е определена за инсталирана мощност 0,1 MW, при средногодишна продължителност на работа в размер 1 342 часа, или годишна ангажираност 15,32 %, при размер собствени нужди – 3% или 3,96 MWh от брутното годишно производство 134,20 MWh.

Установеното нетно специфично количество електрическа енергия, т.е нетното производство от 1 kWp инсталирана мощност в размер на 1 302 kWh е взето предвид при определяне на преференциалната цена, отнасяща се за групата електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp от Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г., във връзка с т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г., 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 електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp по Решение № Ц-033

от 29.12.2006 г., във връзка с т. 12 от Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. 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 за установяването на нетното специфично производство на преференциалната цена в Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. в частта по т. 12 за групата електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp при преференциална цена 699.11 лв./MWh, отново е Решение № СП-1 от 31.07.2015 г. и отново правното основание е § 17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката в сила от 24.07.2015 г. Жалбоподатели по настоящото решение са: „Балеви Солар“ ЕООД, „Фей Енд Ко“ ООД, „Делектра-Хидро“ АД, „Димсол 1“ ЕООД и „Пе Еко Енерджи“ ЕООД, същите са обжалвали Решение № СП-1 от 2015 г., в частта му по т. 1.11, с която е установено нетното специфично производство в размер на 1 302 kWh, при преференциална цена – 699.11 лв./MWh. Образувано е административно дело. Постановено е решение на Административен съд София-град и на Върховен административен съд. В тази връзка Административен съд София-град отново посочва, че липсата е на мотиви и за КЕВР възникват задължения отново да се произнесе съобразно дадените мотиви на първа и втора инстанция от Административен съд София-град и Върховен административен съд. В тази връзка работната група в доклада подробно е изложила мотиви, обосновки за това как и по какъв начин е установено нетното специфично производство, как е определена цената на база технически и икономически параметри, съобразена е нормативната база в този период от време, както по отношение СП-1 от 2015 г., така и на Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. А. Иванова допълни, че предвид групата и хронологията на решенията за тези централи, първото такова Решение е Ц-033 от 29.12.2006 г. Работната група подробно е изложила в решението от стр. 5 до стр. 11 нормативната база и хронологията на решенията от 2006 г. до 2011 г., които показват стойностите на цената в годините и спазването на принципа на закона ЗВАЕИБ тогава, а именно чл. 21, ал. 1-3, на основата на добавки.

В тази връзка и на основание §17 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за изменение и допълнение на Закона за енергетиката, във връзка с чл. 31, ал. 5, т. 1 от ЗЕВИ и §1, т. 29 от Допълнителните разпоредби на ЗЕВИ, и чл. 173, ал. 2 от АПК, във връзка с Решение № 4534 от 04.07.2018 г. на Административен съд София-град по адм. дело № 3251 от 2016 г., оставено в сила с Решение № 5699 от 16.04.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 13909 по описа за 2018 г., работната група предлага на 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-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР, по т. 12 - за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp, във връзка с Решение № Ц-033 от 29.12.2006 г. на КЕВР.

И. Иванов каза на А. Иванова да прочете диспозитива на решението.

А. Иванова прочете 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 1 302 kWh, въз основа на което в Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на КЕВР, в частта по т. 12, е определена преференциална цена в размер на 699,11 лв./MWh за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp.

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 № 4534 от 04.07.2018 г. на Административен съд София – град по адм. дело № 3251 по описа за 2016 г., оставено в сила с Решение № 5699 от 16.04.2019 г. на Върховния административен съд по адм. дело № 13909 по описа за 2018 г.

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад относно установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена в Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта му по т. 12 – за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp - 699,11 лв./MWh

2. Установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 1 302 kWh, въз основа на което в Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР, в частта по т. 12, е определена преференциална цена в размер на 699,11 лв./MWh за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp.

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

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

По т.3. Комисията, разгледа доклад с вх. № Е-Дк-864 от 22.10.2020 г. относно искане за дерогация от минималния обем на междусистемен капацитет, съгласно чл. 16, пар. 9 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия.

В Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е постъпило писмо с вх. № Е-13-41-103 от 22.11.2019 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) относно искане за дерогация от минималния обем на междусистемен капацитет, съгласно чл. 16, пар. 9 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия (Регламент 2019/943, Регламента).

Съгласно чл. 16, пар. 8 от Регламент 2019/943 операторите на преносни системи не ограничават обема на междусистемния капацитет, който трябва да бъде на разположение на участниците на пазара като средство за справяне с претоварване в своята собствена

пазарна зона или като средство за управление на потоците, получени от сделки, които са вътрешни за пазарните зони. Според чл. 16, пар. 8, б. „а“ за граници, използващи подход, основан на координиран нетен преносен капацитет, минималният праг е 70 % от преносния капацитет при спазване на границите за експлоатационна сигурност. Общото количество от 30% от капацитета на междусистемните връзки може да се използва за маржове на надеждност, кръгови потоци и вътрешни потоци при всеки критичен мрежови елемент.

Съгласно чл. 16, пар. 9 от Регламент 2019/943 по искане на операторите на преносни системи в даден регион на изчисляване на капацитета съответните регулаторни органи могат да предоставят дерогация по чл. 16, пар. 8 от Регламента на предвидими основания, когато това е необходимо за запазване на оперативната сигурност. Такива дерогации, които не са свързани с ограничаване на вече разпределени капацитети съгласно чл. 16, пар. 2 от Регламента, се предоставят за срок не по-дълъг от една година за всеки отделен случай или, при условие че обхватът на дерогацията значително намалее след първата година, до максимум две години. Обхватът на такива дерогации трябва да бъде строго ограничен до необходимото за запазване на оперативната сигурност, като се избягва дискриминацията между вътрешния и междузонавия обмен.

I Позиция на ЕСО ЕАД и обосновка на искането за дерогация.

1. Наличие на физически потоци на мощност със съседни държави, които не са членки на ЕС.

Отправната точка за оценка на спазването на изискванията по чл. 16, пар. 8 от Регламент 2019/943 следва да бъде установяването на продължителни структурни претоварвания в преносната система, при които не могат да бъдат изпълнявани всички заявки от пазарни участници за трансгранична търговия. За да се установи наличието на структурни претоварвания в търговските зони на държавите-членки, трябва да се отчете влиянието и на трансграничната търговия с трети страни (които не са членки на ЕС). Съгласно Препоръка № 01/2019 на Агенцията за сътрудничество на регулаторите на енергия (АСРЕ, Агенцията) относно определянето на маржа за минималния разполагаем междузонав капацитет за пазара, отчитането на влиянието на трансграничните потоци с трети страни върху изчисляването на разполагаемия капацитет за междузонава търговия ще стане възможно след сключване на споразумение между всички електроенергийни преносни оператори от даден регион за изчисляване на капацитети със съответните преносни оператори на третите страни. Освен това, препоръката на АСРЕ предвижда това споразумение да включва и методология за поделение на разходите за коригиращи действия (например редиспечирание и насрещна търговия, предприети съгласувано с операторите на преносните системи на трети страни за постигане на разполагаемост 70% за междусистемна търговия и осъществявани за сметка на преносните оператори).

Трансграничните обмени на българската електроенергийна система с енергийните системи на страни извън ЕС имат значително влияние върху разполагаемите за пазара трансгранични капацитети между Р България и страните, членки на ЕС. Преносният капацитет между Р България и Р Гърция се влияе както от преноса по границата между Р България и Р Турция, така и от преноса по границите на Р България с Р Северна Македония и Р Сърбия. Капацитетът, който може да бъде разпределен за пазара между България и Румъния, силно зависи от физическите потоци на мощност между България и Сърбия и от потоците между Румъния и Сърбия.

Прилагането на чл. 16, пар. 8 от Регламент 2019/943 преди да бъде договорено координирано изчисляване на капацитетите по границите на България с трети страни, извън ЕС (Турция, Северна Македония и Сърбия), би довело до неточно определяне на структурните претоварвания и на разполагаемите трансгранични капацитети за търговските участници по границите с Гърция и Румъния, а от там и до повишен риск за оперативната сигурност на електроенергийната система.

2. Невъзможност към момента за прилагане на методика за координирано изчисляване на капацитети в Регион за изчисляване на преносна способност Югоизточна Европа (РИПС ЮИЕ).

Съгласно чл. 16, пар. 8 от Регламент 2019/943, изискването за минимален праг от 70% от междусистемния преносен капацитет, който трябва да бъде гарантиран за търговия между търговските зони, се прилага за граници, използващи подход, основан на координиран нетен преносен капацитет и за граници, използващи подход, основан на потоците. Освен това, чл. 16, пар. 8 от Регламента предвижда минималният обем на междузонавия капацитет да се определя в съответствие с Регламент 2015/1222 на Комисията от 24 юли 2015 година за установяване на насоки относно разпределянето на преносната способност и управлението на претоварването (Регламент 2015/1222). Изчисляването и мониторинга на изисквания минимален обем за междузонава търговия трябва да се извършват за времевите интервали „ден напред“ и „в рамките на деня“ съгласно чл. 14 от Регламент 2015/1222. Препоръка № 01/2019 на АСРЕ относно прилагането на минималния марж за разполагаемия за пазара междузонав капацитет предвижда, като общо правило, мониторингът на минималния обем на междузонавия капацитет да се осъществява за времевия интервал „ден-напред“.

Методологията за координирано изчисляване на капацитета за времевия интервал „ден напред“ и „в рамките на деня“ за РИПС ЮИЕ за българо-гръцката и българо-румънската граници е разработена в съответствие с Регламент 2015/1222 и е одобрена от съответните национални регулаторни органи и от АСРЕ. Поради изискванията на Регламент 2019/943 регионалният център по сигурност, който изпълнява и ролята на изчислител, в съответствие с Регламент 2015/1222 да е разположен в държава членка на ЕС, се наложи да се учреди нов регионален център за сигурност в гр. Солун (по препоръка на арбитражна комисия на Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електричество (ЕМОПС-е) и със съгласие на операторите на Гърция, Румъния и България. Поради тази причина ЕСО ЕАД не разполага в момента с необходимия хардуер и софтуер за изчисление.

Методологията за трансгранична преносна способност, която за сега се прилага от ЕСО ЕАД, все още не съответства напълно на изискванията на Регламент 2015/1222. Текущият начин на изчисляване на нетен преносен капацитет се прилага на месечна база, използвайки собствени сценарии на ЕСО ЕАД за границите на България съответно с Румъния и Гърция. Поради това се постига само ограничена регионална координация чрез използване на общ мрежови модел, който се обновява на месечна база и двустранно съгласуване на нетната преносна способност по границите със съседните страни използвайки правилото, при което се взема по-малката от двете стойности. Съществува висока степен на неопределеност при определяне на преносната способност по текущия начин, при който входните данни за изчисленията се определят много преди реалното време. Прилагането на изискване за минимален праг на преносния капацитет между търговските зони към метод за изчисление, при който няма необходимото ниво на регионална координация, би могло да води до увеличен риск от нарушаване на експлоатационната сигурност в реално време.

3. Редиспечирание и насрещна търговия.

Съгласно чл. 16, пар. 4 от Регламент 2019/943 операторите на преносни системи трябва да прилагат редиспечирание и насрещна търговия, чрез които да се увеличава разполагаемият капацитет за пазарните участници до достигане на 70% от междузонавия преносен капацитет, съгласно изискванията на чл. 16, пар. 8 от Регламента. Трябва да се прилага координиран подход при редиспечирането и насрещната търговия за постигане на увеличаване на допустимия преносен капацитет, като се прилага методология за поделение на разходите между операторите, вследствие на прилагането на редиспечирание и насрещна търговия. Методологията за редиспечирането и насрещната търговия и методологията за поделение на разходите за тяхното прилагане, разработени в съответствие с Регламент 2015/1222, трябва да бъдат прилагани, след като започне да се прилага ефективно методиката за координирано изчисляване на капацитетите в РИПС ЮИЕ.

ЕСО ЕАД ще има готовност да оцени необходимия финансов ресурс за редиспечирание и насрещна търговия, едва след като регионалният център за сигурност в гр. Солун заработи и се натрупа необходимото количество информация за статистическа

обработка. ЕСО ЕАД счита, че прилагането на Методологията за редиспечирането и насрещната търговия, и методологията за поделяне на разходите ще бъде възможно след подписване на споразумение със съседните страни членки на ЕС за договорено координирано изчисляване на капацитетите по границите на България с трети страни. ЕСО ЕАД няма от една страна експлоатационен опит за техническите последствия от осъществяването на процес на редиспечирание за целите на увеличаване на обема на междוזоновите капацитети, а от друга страна няма наличен софтуер за икономическа и финансова оценка за подобни скъпоструващи коригиращи действия.

4. Технически ограничения на трансграничните електроенергийни потоци.

До настоящия момент, на базата на „пълни“ изчислителни модели (мрежа 400, 220 и 110 kV), ЕСО ЕАД е извършило редица изчисления на преносната способност, съгласно приетата в РИПС ЮИЕ обща методика за пазарните времеви периоди „ден-напред“ и „в рамките на деня“.

Резултатите от изчисленията по отношение възможностите за трансграничен обмен на електрическа енергия с Гърция показват следното:

Към настоящия момент между България и Гърция има само един междусистемен електропровод. В процеса на изчисляване на капацитета са открити критични мрежови елементи на територията на страната, при чието изключване се ограничава количеството на електрическата енергия, което може да бъде обменено между България и Гърция, но не са установени структурни претоварвания на територията на България при обмен на електрическа енергия с Независимия преносен оператор на Р Гърция. Това означава, че в процеса на изчислително повишаване обмена на електрическата енергия между България и Гърция, при нормални условия, се появяват претоварени елементи първо в гръцката електропреносна мрежа. Ако тези претоварвания в гръцката електропреносна мрежа бъдат пренебрегнати в процеса на изчисленията, то получените стойности на капацитета за междוזонова търговия ще изпълняват изискването за 70% от преносния капацитет при спазване на границите за експлоатационна сигурност (температурни гранични стойности, гранични стойности на напрежението, токовете на к.с., границите на динамична стабилност и критерия N-1). Трябва да се има предвид, че поради наличието само на един междусистемен електропровод между България и Гърция, трансграничният капацитет между двете страни се занулява за времето на изключването му за планов ремонт, съгласно ремонтната програма на междусистемните електропроводи в РИПС ЮИЕ, координирана от работната група „Annual Maintenance Schedule“ към ЕМОПС-е. Дългосрочното разрешаване на този проблем ще се осъществи чрез изграждането на втори междусистемен електропровод с Гърция, което е пояснено в следващата точка.

Резултатите от изчисленията по отношение възможностите за трансграничен обмен на електрическа енергия с Румъния показват следното:

Между България и Румъния има четири междусистемни електропровода, два от които са върху обща стълбовна линия, т.е. при проверка на критерия N-1 тяхното едновременно отпадане се приема като единична повреда. Сумарната преносна възможност на четирите междусистемни електропровода е голяма и надхвърля значително реалния пазарен интерес в района до момента. През изминалите три години ЕСО ЕАД реши редица технически проблеми в североизточната част на електропреносната си мрежа, които пречеха на повишаването на междусистемния капацитет между България и Румъния. В тази връзка, ЕСО ЕАД е предприело постепенно повишаване на своите предложения за месечни капацитети между България и Румъния. Към настоящия момент, в процеса на изчисляване на капацитета са открити критични мрежови елементи на територията на страната, при чието изключване се ограничава количеството на електрическата енергия, което може да бъде обменено между България и Румъния, но не са установени структурни претоварвания на територията на България при обмен на електрическа енергия с Транселектрика Румъния. Това означава, че в процеса на изчислително повишаване обмена на електрическа енергия между България и Румъния, при нормални условия, се появяват претоварени елементи първо в румънската електропреносна мрежа. Ако тези претоварвания в румънската електропреносна мрежа

бъдат пренебрегнати в процеса на изчисленията, то получените стойности на капацитета за междוזонова търговия ще преминат половината от преносния капацитет при спазване на границите за експлоатационна сигурност. Изпълнението на 70% от преносния капацитет за ЕСО ЕАД ще е възможно чрез изграждането на новия вътрешен електропровод по направлението „Север Юг“ между п/ст. Бургас и п/ст. Варна, което е пояснено в следващата точка.

Обобщено, въз основа на мрежови изчисления на базата на „пълни“ модели и прилагане на приетата в Югоизточна Европа обща методика за пазарните времеви периоди „ден напред“ и „в рамките на деня“, към момента ЕСО ЕАД не е установило структурни претоварвания на територията на България, при повишаване на междусистемните обмени с Гърция и Румъния. Наличието на структурни претоварвания в съседните електропреносни мрежи обаче е реална пречка за повишаването на трансграничните електроенергийни потоци между държавите членки. Това е допълнителна техническа причина, ЕСО ЕАД да подкрепи солидарно ИРТО Гърция и Транселектрика Румъния в искането на дерогация. Трябва да се има предвид и възможността от неточности при определяне на структурните претоварвания, поради наличието на трети страни извън ЕС, с които не е договорено координирано изчисляване на капацитетите.

5. Проекти за дългосрочно решение – изграждане на нови преносни електропроводи 400kV.

В съответствие с изпълнение на Делегиран Регламент (ЕС) 2016/89 на Комисията от 18 ноември 2015 година за изменение на Регламент (ЕС) № 347/2013 на Европейския парламент и на Съвета относно указания за трансевропейската енергийна инфраструктура по отношение на списъка на Съюза на проекти от общ интерес се изграждат следните електропроводи 400 kV за увеличаване на преносната способност:

Увеличаване на преносната способност на междусистемната връзка между България и Гърция:

3.7 Клъстер България – Гърция между п/ст. „Марица изток“ и п/ст. „Неа Санта“, включващ следните проекти от общ интерес:

3.7.1 Междусистемна връзка между п/ст. „Марица изток“ и п/ст. Неа Санта“;

3.7.2 Вътрешна линия между п/ст. „Марица изток“ и п/ст. „Пловдив“;

3.7.3 Вътрешна линия между п/ст. „Марица изток“ и ОРУ на ТЕЦ „Марица изток 3“;

3.7.4 Вътрешна линия между п/ст. „Марица изток“ и п/ст. „Бургас“.

Увеличаване на преносната способност на междусистемната връзка между България и Румъния:

3.8 Клъстер за увеличаване на преносната способност на междусистемната връзка между България и Румъния [понастоящем известен като коридор „Черно море“], включващ на българска територия следния проект от общ интерес:

3.8.1 Вътрешна линия между п/ст. „Бургас“ и п/ст. „Варна“.

Очакваните срокове за въвеждане в експлоатация на тези електропроводи са до края на 2022г.

След изтичане срока на предложената дерогация, когато ще бъдат изградени посочените електропроводи и след сключването на договори за координирано изчисляване на капацитети с трети страни (извън ЕС), ЕСО ЕАД не очаква да има структурни претоварвания в електропреносната мрежа на България и изискването за минимален праг от 70% от междусистемния преносен капацитет, който трябва да бъде гарантиран за търговия между търговските зони, ще бъде изпълнено за територията на нашата страна. Дерогацията може да изтече след достигане на максималния срок, за който тя е дадена или ако нужните споразумения и решения на горепосочените въпроси бъдат постигнати (в зависимост от това кое от двете условия настъпи първо).

II Оценка на искането за дерогация.

Искането за дерогация е подадено от ЕСО ЕАД в сроковете по чл. 2 от преамбюла на Препоръка № 1/2019 на АСРЕ относно прилагането на минималния марж, наличен за

междудонова търговия съгласно чл. 16, пар. 8 от Регламент 2019/943 на 22.11.2019 г. Искането за дерогация на ЕСО ЕАД е консултирано съвместно с искането за дерогация на независимия преносен оператор на Р Гърция съвместно между КЕВР и регулаторния орган за енергия на Р Гърция съгласно изискванията на Регламент (ЕС) 2019/942 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година за създаване на Агенция на Европейския съюз за сътрудничество между регулаторите на енергия.

В искането за дерогация ЕСО ЕАД е направило оценка и анализ на критериите, необходими за прилагането на чл. 16, пар. 8 от Регламент 943/2019, в т.ч. наличие на пазарен интерес и физически потоци от държави нечленки на ЕС, прилагане на редиспечирание и насрещна търговия, анализирано е технически ограничения, както и е посочило и новите проекти от общоевропейско значение, изграждане на нови преносни електропроводи 400kV и др.

Предвид гореизложеното може да се вземе предвид, че ЕСО ЕАД е подало коректно искане за дерогация от минималния обем на междусистемен капацитет, съгласно чл. 16, пар. 9 от Регламент 2019/943.

III Заключение.

Съгласно изискванията на Регламент 2019/943 дерогациите се предоставят за не повече от една година наведнъж или при условие, че степента на изпълнение на изискванията на чл. 16, пар. 8 от Регламента намалява значително след първата година, до максимум две години. Операторите на преносни системи, желаещи да поискат дерогация за повече от една година, по този начин демонстрират такова намаляване, като предоставят подходящ анализ, приложен към искането за дерогация.

Предвид сроковете на въвеждане в експлоатация на проектите от общ интерес към края на 2021 г., които ще увеличат цялостната преносната способност електроенергийната система на Р България, дерогацията е обосновано да бъде със срок от две години.

ЕСО ЕАД след края на първата година следва да представи в КЕВР подробен анализ на постигнатия резултат от изпълнените проекти и работата на регионален център за сигурност в гр. Солун върху увеличаването на преносната способност на ЕЕС на Р България.

ЕСО ЕАД следва да изпълнява стриктно разпоредбата на чл. 16, пар. 2 от Регламент 2019/943, според която процедури за ограничаване на сделките се прилагат само при извънредни ситуации и по недискриминационен начин. Освен в случаи на непреодолима сила, участниците на пазара, на които е разпределен капацитет, се компенсират за подобно ограничаване.

Изказвания по т.3.:

Докладва М. Трифонов. В КЕВР е постъпило писмо от ЕСО ЕАД относно искане за дерогация на минималния обем на междусистемен капацитет, съгласно Регламента. Съгласно чл. 16, пар. 8 от този Регламент, операторите на преносни системи не следва да ограничават обема на междусистемния капацитет, който трябва да бъде на разположение на участниците на пазара. Съгласно същия член и параграф б. „а“ за граници, използващи подход, основан на координиран нетен преносен капацитет, минималният праг е 70 % от преносния капацитет, който трябва да бъде предоставен на пазара на търговските участници. Накратко в искането ЕСО описва, че е направен подробен анализ на трансграничните обмени на електрическа енергия – България, съседните държави, като се има предвид, че трансграничните обмени на българската електроенергийна система със страни извън Европейския съюз имат значително влияние върху разполагаемите за пазара трансгранични капацитети между България и страните членки на Европейския съюз. Като например: влияние на пазара върху капацитета между България и Гърция има съществено влияние българо-турска граница и българо-македонска, съответно за Румъния това е Сърбия. При направените изчисления ЕСО отбелязва, че в процеса на изчислително повишаване на обмяна на електрическа енергия между България и Гърция и България и Румъния, при нормални условия, се появяват претоварване на елементи първо на територията на съседните държави членки на Европейския съюз. В допълнение изискването

от искането за дерогация ЕСО отбелязва, че след изтичане на срока на предложената дерогация, т. е. те предлагат две години, когато ще бъдат изградени електропроводите, проекти от общи интереси и след сключването на договори за координирано изчисляване на капацитети с трети страни (извън ЕС), ЕСО ЕАД не очаква да има структурни претоварвания в електропреносната система на България и изискването за минимален праг от 70% от междусистемния преносен капацитет, който трябва да бъде гарантиран за търговия между търговските зони, ще бъде изпълнено за територията на нашата страна. Оценката, която се прави, че искането за дерогация, подадено от ЕСО, е съгласно сроковете по чл. 2 от преамбюла на Препоръка № 1/2019 на АСРЕ, а именно до 31.12.2019 г., ЕСО е подало това искане. Самото искане за дерогация е съгласувано и консултирано заедно с гръцкия регулаторен орган и съответно искането за дерогация на гръцкия оператор на електропреносни системи в срок от един месец в групата на електричество на АСРЕ. Предвид това може да се вземе предвид, че подаденото искане е коректно направено. В заключение може да се вземе предвид, че предвид сроковете за въвеждане в експлоатация на проектите от общ интерес се говори вече за българска територия. Към края на 2021 г., които ще увеличат цялостната преносната способност на електроенергийната система на Р България, дерогацията е обоснована да бъде със срок от две години, т.е. 2020-2021. М. Трифонов каза, че тук трябва да се отбележи изрично, че ЕСО след края на първата година следва да представи в КЕВР подробен анализ за постигнатия резултат за изпълнените проекти и работа на регионалния център за сигурност в Солун, който сега в момента стартира. ЕСО следва също да изпълнява стриктно разпоредбата на чл. 16, пар. 2 от Регламент, според която процедури за ограничаване на сделките се прилагат само при извънредни ситуации и по недискриминационен начин, т.е. ЕСО няма да предостави по-малък капацитет от съществуващия на основание на това разрешение за дерогация.

Предвид гореизложеното и на основание на чл. 16, пар. 9 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия, работната група предлага на Комисията за енергийно и водно регулиране да вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да предостави на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД дерогация от изискванията на чл. 16, пар. 8 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия за срок от 2 (две) години;

3. В срок до 31.03.2021 г. „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД да предостави подробен анализ в КЕВР на постигнатия резултат от изпълнените проекти от общ интерес и работата на регионалния център за сигурност в гр. Солун върху увеличаването на преносната способност на ЕЕС на Р България.

И. Иванов запита от какви съображения е избран срокът до 31.03.2021 г по т. 3, до който трябва да се представи този подробен анализ на постигнатия напредък по изпълнените на проектите?

М. Трифонов отговори, че от съображение на изискването на Регламента, че дерогацията се предлага за една плюс максимум за две години.

И. Иванов повтори, че за две години.

М. Трифонов продължи и каза, че предвид това, че към края на първата година не се очаква съществена промяна на самата преносна способност като стойности. Към 31.03 съответно, за да имат ЕСО време да си подготвят подробен доклад и анализ на какво е извършвано през 2020 г. и съответно какво предстои да се извършва през 2021 г., да предоставят този анализ на база, на който работната група ще прецени, дали да продължим по-нататък с дерогация или ще приемем други...

И. Иванов каза, че всъщност те трябва да предоставят анализ за извършеното в първата година от предоставените дерогации.

М. Трифонов каза, че не само, а и влиянието им върху трансграничния капацитет.

И. Иванов се съгласи и каза, че година по-късно 2022 г., когато изтичат дерогациите, трябва да се представи пълен анализ.

М. Трифонов потвърди.

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

Предвид гореизложеното и на основание на чл. 16, пар. 9 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-864 от 22.10.2020 г. относно искане за дерогация от минималния обем на междусистемен капацитет, съгласно чл. 16, пар. 9 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия.

2. Предоставя на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД дерогация от изискванията на чл. 16, пар. 8 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия за срок от 2 (две) години;

3. В срок до 31.03.2021 г. „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД да предостави подробен анализ в КЕВР на постигнатия резултат от изпълнените проекти от общ интерес и работата на регионалния център за сигурност в гр. Солун върху увеличаването на преносната способност на ЕЕС на Р България.

В заседанието по **точка трета** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитонова, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова.

Решението е взето с **девет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимирев - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за, Димитър Кочков - за и Пенка Трендафилова – за), от които **четири гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимирев, Георги Златев, Евгения Харитонова) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.4. Комисията разглежда доклад с вх. № Е-Дк-865 от 23.10.2020 г. **относно одобрение на изменено предложението на операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочната пазарна времева рамка, в съответствие с чл. 10 на Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 за установяване на насоки относно предварителното разпределяне на преносна способност.**

Административното производство е образувано по постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) писмо с в. № Е-13-41-60 от 25.09.2020 г. изпратено от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД) относно одобрение на изменено предложението на операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочната пазарна времева рамка, в съответствие с чл. 10 на Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 за установяване на насоки относно предварителното разпределяне на преносна способност (Регламент 2016/1719, Регламента)

Съгласно изискванията на чл. 10 от Регламент 2016/1719, не по-късно от шест месеца след одобряването на общата координирана методика за изчисляване на преносната способност, посочена в чл. 9, пар. 7 от Регламента, всички Оператори на преносни системи (ОПС) във всеки регион за изчисляване на преносната способност

представят предложение за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочни времеви интервали в рамките на съответния регион. Предложението се подлага на консултации в съответствие с чл. 6 от Регламент 2016/1719. Общата методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочната пазарна времева рамка (Методиката) е предложение, изготвено от всички ОПС в рамките на Регион за изчисляване на преносна способност Югоизточна Европа (РИПС ЮИЕ), за обща методика за изчисление на преносна способност за дългосрочните времеви рамки. Настоящото предложение е изготвено във връзка с чл. 10 на Регламент № 2016/1719. Методиката отчита общите принципи и цели на Регламент 2016/1719. Целта на Регламент 2016/1719 е координирането и хармонизацията на изчислението и разпределянето на преносна способност на дългосрочните трансгранични пазари. За да спомогне тези цели, ОПС от региони за изчисление на преносна способност ще изчисляват по един координиран начин разполагаемата трансгранична преносна способност.

Методиката беше консултирана от ОПС на РИПС ЮИЕ чрез Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електричество (ЕМОПС-е) в периода от 29 юли 2019 г. до 2 септември 2019 г., в съответствие с изискванията на чл. 6 и чл. 10 от Регламент 2016/1719. Предложението за методика е получено от последния регулаторен орган на РИПС ЮИЕ на 17 октомври 2019 г. След искане за изменение, издадено от регулаторните органи на РИПС ЮИЕ на 15 април 2020 г., новата версия е получена от последния регулаторен орган на 01 октомври 2020 г. Предложението включва предложени срокове за прилагането му и описание на очакваното въздействие върху целите на Регламента, в съответствие с чл. 4, пар. 8 от Регламент 2016/1719.

Чл. 4, пар. 11 от Регламент 2016/1719 изисква националните регулаторни органи на РИПС ЮИЕ да се консултират, сътрудничат и да се координират помежду си, за да постигнат споразумение и да вземат решения по изменената версия в рамките на два месеца след получаване на подаването на последния засегнат регулаторен орган. Следователно се изисква решение от всеки регулаторен орган съгласно чл. 4, пар. 11 от Регламент 2016/1719 до 01 декември 2020 г.

Методиката се основава на подход на координирана нетна преносна способност и прилага анализ на сигурността, базиран на множество сценарии и използвайки изчисленията на капацитета, подходът за изчисляване на капацитета, посочен в чл. 21, пар. 1, б. „б“ от Регламента и валидиране на междузоновия капацитет, посочен в чл. 21, пар. 1, б. „в“ от 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 2015/1222), за да се вземат правилно предвид всички източници на несигурност, свързани със срокове за изчисляване на преносната способност:

а) по време на процесите за изчисляване на капацитета за година напред и месец напред се оценява общият трансферен капацитет за южните граници на Румъния, границата България – Румъния, северните гръцки граници и границата България – Гърция в двете посоки чрез използване на алгоритъм на натоварване с алтернативен поток, за да се оцени мрежовата сигурност на съответните критични мрежови елементи и непредвидени обстоятелства;

б) използваният марж на надеждност ще бъде същият като този за времевата рамка на „ден-напред“, както е описано в Методиката;

в) за дългосрочното изчисляване на преносната способност, същите методологии за оперативни граници на сигурност и непредвидени обстоятелства, които са описани в общата методология за изчисляване на капацитета за времевата рамка на „ден-напред“ и в рамките на деня“ съгласно чл. 20 и чл. 21 от Регламент 2015/1222. В списъка на непредвидените и мрежовите ограничения са включени само мрежови елементи, значително повлияни от междузоновите енергийни борси. По дефиниция междузоновите елементи на РИПС ЮИЕ се считат за значително засегнати, докато останалите критични елементи, които имат коефициент на чувствителност равен или по-висок от 5%, се вземат предвид при всички стъпки от общата изчисляване на капацитета за определяне на

дългосрочния междузонов капацитет;

г) включена е разпоредба за ОПС от РИПС ЮИЕ да изследват дали по-висок праг на чувствителност може да се вземе предвид при гарантиране на сигурността на доставките като средносрочна мярка и това проучване да бъде предоставено на Регулаторните органи;

д) ограниченията за разпределяне на преносна способност няма да бъдат прилагани;

е) коригиращите действия се използват само по време на актуализации на генериращите мощности с последния наличен план за прекъсване или по време на локално валидиране;

ж) за годишни и месечни времеви рамки за изчисляване на преносната способност, ОПС от РИПС ЮИЕ използват ежегодно създадени референтни сценарии ЕМОПС-е за година напред, в съответствие с чл. 65 от Регламент (ЕС) 2017/1485 на Комисията от 2 август 2017 година за установяване на насоки относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия;

з) междузоновият капацитет, изчислен от координационни център, се валидира от всеки ОПС, по-специално може да се поиска намаляване. Окончателната междузонава стойност на капацитета е минималната стойност, изпратена от ОПС за РИПС ЮИЕ на границата, разгледана по време на процеса на валидиране;

и) в случай че процесът на дългосрочно изчисляване на капацитета не е в състояние да даде резултат, се прилага резервна процедура. ОПС от РИПС ЮИЕ се договарят двустранно за стойности за съответния период. След като те обикновено координират и валидират тези стойности, ОПС от ЮИЕ предоставят входни данни за координационния център;

й) ключовите входни и изходни параметри, изброени в чл. 27, пар. 4, б. „а“ до б. „г“ от Регламент 2015/1222, ще бъдат преглеждани и актуализирани редовно и поне веднъж годишно;

к) методологията за изчисляване на преносна способност за година напред и месец напред ще бъде приложена не по-късно от 1 януари 2023 г.

Регулаторните органи от РИПС ЮИЕ приветстват усилията на ОПС за подобряване на Методиката. По-специално по отношение на предишната версия, новият документ напълно отговаря на искането на НРО на РИПС ЮИЕ от:

а) допълване на членовете на Методологията чрез преместване на някои подробности от обяснителната бележка, за да може документът да съдържа подробно, последователно и напълно съвместимо с Регламент 2017/1719 описание на методологии с ясни, прозрачни и хармонизирани дефиниции и критерии;

б) включване на допълнителен член, който описва прилагането на коригиращи действия при дългосрочното изчисляване на преносната способност;

г) осигуряване на поток от процеси на високо ниво по отношение на методологиите за оперативни ограничения за сигурност и непредвидени обстоятелства;

д) подробно описание на състоянието и актуализация на прилагането на методологията смяна на ключови генератори и периода на преглед;

е) включване на разпоредба за преизчисляване на междузоновата преносна способност от координационния център, докато не бъдат открити грешки и изпращането им до ОПС на РИПС ЮИЕ за друга проверка;

ж) добавяне на нов специален член за предварително разпределените междузонава преносна способност и чрез изтриване на референцията в отрицателни или нулево изчислени стойности на капацитета и последващия факт за липса на капацитет за следващата пазарна времева рамка в чл. 10, пар. 18 от Методологията;

з) изменение на времевия мащаб за прилагане на методологията за изчисляване на капацитета за година напред и месеца напред;

и) предлагане на допълнителни поправки и корекция на методологията с цел изясняване и хармонизиране.

III. Заключение

Регулаторните органи на РИПС ЮИЕ са оценили, консултирали се и координирали, за да постигнат съгласието, че измененият Методология отговаря на изискванията на Регламент 2016/1719 и може да бъде одобрена.

На форума на проведен на 22 октомври 2020 г. като вземат предвид разпоредбите на чл. 16, пар. 2, б. „б“ от Регламент 2016/1719, НРО на РИПС ЮИЕ се споразумяха да издадат своите национални решения за одобряване на изменената Методология до 18 ноември 2020 г. въз основа на обща позиция.

След вземането на национални решения, ОПС от РИПС ЮИЕ трябва да публикуват изменената Методология на своята интернет страница в съответствие с чл. 4, пар. 13 от Регламент 2016/1719

Изказвания по т.4.:

Докладва М. Трифонов. Административното производство също е образувано по постъпило писмо от ЕСО в КЕВР относно искане за одобрение на вече посоченото изменено предложение. Методиката е била консултирана от операторите на региона чрез Европейската мрежа на операторите на преносни системи за електричество в периода от 29 юли 2019 г. до 2 септември 2019 г., с което се изпълняват изискванията на чл. 6 и чл. 10 за едномесечни консултации. След искането за изменение, издадено от регулаторите на региона на 15 април 2020 г., новата версия е получена от последния регулаторен орган на 01 октомври 2020 г., като методиката се основава на подход на координирана нетна преносна способност и прилага анализ на сигурността, базиран на множество сценарии и използвайки изчисленията на капацитета, подходът за изчисляване на капацитета, посочен в Регламента. В заключение регулаторните органи на проведения форум на 22 октомври 2020 г., след консултации са стигнали до извода, че посочената методика може да бъде приета, понеже тя отразява исканията за изменение, дадени с предходното заявление и съответно трябва да приемат своите национални решения в срок до 18 ноември 2020 г., въз основа на общата позиция приета на форума. След вземането на тези национални решения, операторите от региона трябва да публикуват изменената Методика на своята интернет страница.

Предвид това и на основание чл. 4, пар. 11 от Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 г. за установяване на насоки за предварително разпределяне на преносна способност, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да приеме решение, с което да одобри измененото предложение на операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочната пазарна времева рамка, в съответствие с чл. 10 на Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 г. за установяване на насоки относно предварителното разпределяне на преносна способност в съответствие с общата позиция на националните регулаторни органи.

И. Иванов запита, дали в крайна сметка тази методика, както се разбира от текста на доклада, трябва да бъде финализирана до 18 ноември?

М. Трифонов отговори, че самият срок е 01 декември, но предвид пандемичната обстановка на форума са се разбрали с тези, с които си обменят имейли, да бъде до 18 ноември. М. Трифонов предлага максимално бързо да ... да спазят срока.

И. Иванов констатира, че това означава, че до края на 2021 г. ще се работи с обща методика за всичките оператори на преносни системи от Югоизточна Европа и добави, че би било чудесно да се случи.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 4, пар. 11 от Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 г. за установяване на насоки за предварително разпределяне на преносна способност,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-865 от 23.10.2020 г. относно одобрение на изменено предложението на операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочната пазарна времева рамка, в съответствие с чл. 10 на Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 за установяване на насоки относно предварителното разпределяне на преносна способност.

2. Одобрява измененото предложение на операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочната пазарна времева рамка, в съответствие с чл. 10 на Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 за установяване на насоки относно предварителното разпределяне на преносна способност в съответствие с общата позиция на националните регулаторни органи.

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

Решението е взето с **девет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за, Димитър Кочков - 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.5. Комисията, след като разгледа административна преписка, образувана по искане с вх. № Е-11И-00-22/11.08.2020 г. от д-р Иванка Попова – управител на „Калидус-2011“ЕООД относно определяне на независим оценител за извършване на оценка на енергиен обект, представляващ елемент от електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД, който е собственост на „Калидус-2011“ЕООД, установи следното:

Административното производство е образувано по постъпило в Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) искане с горепосочения номер, подадено от д-р Иванка Попова – управител на „Калидус-2011“ЕООД, за определяне на независим оценител за извършване на оценка на енергиен обект, представляващ елемент от електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД, който е собственост на „Калидус-2011“ЕООД, а именно - трафопост с диспечерско наименование ТП „Помпена станция ДЗС Гостилица“.

Енергийното съоръжение, находящо се в с. Гостилица, община Дряново, представлява елемент от електроразпределителната мрежа и подлежи на изкупуване от „Електроразпределение Север“ АД по реда на § 4, ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби (ПЗР) на Закона за енергетиката (ЗЕ).

Заинтересованите страни - „Калидус-2011“ЕООД и „Електроразпределение Север“ АД не са постигнали споразумение за стойността на обекта, по която да бъде изкупен. Съгласно § 4, ал. 3 от ПЗР на ЗЕ, при непостигане на споразумение за стойността на обекта и съгласие за избор на независим оценител, енергийното предприятие и/или собственикът на обекта имат право да отправят искане до председателя на Комисията за определяне на независим оценител.

С писмо вх. № Е-11И-00-22/11.08.2020 г., от страна на „Калидус-2011“ЕООД, в Комисията е постъпило искане за определяне на независим оценител за извършване на оценка на енергийни обекти, собственост на горепосоченото дружество.

С писмо вх. № Е-11И-00-22/21.08.2020 г. в КЕВР от „Електроразпределение Север“ АД е получено становище, с което се изразява съгласие за определяне на независим оценител от Комисията в съответствие с § 4, ал. 3 от ПЗР на ЗЕ.

Предвид горното заинтересованите страни са спазили процедурата, регламентирана в § 4, ал. 3 от ПЗР на ЗЕ и следва КЕВР да определи оценител, който е задължителен за страните, а разходите по оценката да се поделят поравно.

По искане на КЕВР Камарата на независимите оценители в България е предоставила списък на лица, получили лиценз за оценка на недвижими имоти, машини и съоръжения и цели предприятия, изготвяли оценки на обекти в сферата на енергетиката. От списъка са избрани 3 три лица/дружества, които са били поканени да изготвят и изпратят своите предложения, включващи срок и цена за изготвяне на пазарна оценка на горепосочените енергийни съоръжения. Покани са изпратени на следните лица и дружества:

- Алекси Атанасов Чиликов;
- Румен Георгиев Георгиев;
- Росица Георгиева Донева.

В рамките на указания срок до 16:30 ч. на 16.10.2020 г., за изпращане на своите предложения, включващи срок и цена за изготвяне на пазарна оценка на горепосочените енергийни съоръжения, оферти са представени от следните независими оценители:

- с вх. № Е-11И-00-22#5/15.10.2020 г. от Алекси Атанасов Чиликов;
- с вх. № Е-11И-00-22#6/15.10.2020 г. от Румен Георгиев Георгиев.

След преглед на постъпилите предложения, в съответствие с посочените критерии – най-ниска предложена цена и най-кратък срок за извършване на оценката, е установено следното:

1. По отношение на предложението, представено от Алекси Атанасов Чиликов:

Цената, предложена за извършване на услугата, е **380 (триста и осемдесет) лева**, а срокът за изготвяне на оценката е **10 (десет) работни дни** от датата на предоставяне на достъп за оглед на съоръжението;

2. По отношение на предложението, представено от „Регент“ ООД – Румен Георгиев Георгиев:

Цената, предложена за извършване на услугата, е **200 (двеста) лева**, а срокът за изготвяне на оценката е **5 (пет) работни дни**.

Изказвания по т.5.:

Докладва С. Цеков. Енергийното съоръжение, находящо се в с. Гостилица, община Дряново, представлява елемент от електроразпределителната мрежа и подлежи на изкупуване от „Електроразпределение Север“ АД по реда на § 4, ал. 1 от Преходните и заключителни разпоредби на Закона за енергетиката. В тази връзка по искане на Комисията Камарата на независимите оценители предоставя списък на лица, които имат лиценз и могат да оценят съответното съоръжение. От списъка са избрани три лица, изпратени са покани до тях в рамките на указания срок две от тях са предоставили оценка и срок. По първото предложение, което е постъпило в Комисията, то е предоставено от г-н Алекси Атанасов Чиликов, цената, която е предложена за извършване на услугата, е 380 (триста и осемдесет) лева, а срокът за изготвяне на оценката е 10 (десет) работни дни от датата на предоставяне на достъп за оглед на съоръжението. Второто предложение, предоставено от „Регент“ ООД – Румен Георгиев Георгиев, цената за извършване на услугата е 200 (двеста) лева, а срокът за изготвяне на оценката е 5 (пет) работни дни.

Предвид гореизложеното и на основание § 4, ал. 3 от ПЗР на ЗЕ във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 43 от Закона за енергетиката, работната група предлага на Комисията за енергийно и водно регулиране да определи:

I., „Регент“ ООД – Румен Георгиев Георгиев да извърши оценка на енергиен обект, собственост на „Калидус-2011“ ЕООД, находящ се в с. Гостилица.

II. Разходите по оценката, възлизащи на 200 (двеста) лева, следва да се поделят поравно между „Калидус-2011“ ЕООД и „Електроразпределение Север“ АД, след

приемането на доклада от трите страни, което се удостоверява с Приемо-предавателен протокол.

И. Иванов каза, че това е стандартна процедура.

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

С оглед гореизложеното, на основание § 4, ал. 3 от ПЗР на ЗЕ във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 43 от ЗЕ

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

I. Определя „Регент“ ООД – Румен Георгиев Георгиев да извърши оценка на енергиен обект, собственост на „Калидус-2011“ЕООД, находящ се в с. Гостилица, община Дряново, а именно - трафопост с диспечерско наименование ТП „Помпена станция ДЗС Гостилица“;

II. Разходите по оценката, възлизащи на 200 (двеста) лева, следва да се поделят поравно между „Калидус-2011“ЕООД и „Електроразпределение Север“ АД, след приемането на доклада от трите страни, което се удостоверява с Приемо-предавателен протокол.

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

Решението е взето с **девет гласа „за“** (Иван Н. Иванов - за, Георги Добрев - за, Ремзи Осман – за, Александър Йорданов - за, Владко Владимиров - за, Георги Златев – за, Евгения Харитонова – за, Димитър Кочков - 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.

И. Иванов помоли г-н Младеновски да изчака в коридора, защото по всяка вероятност ще бъде повикан по време на разискванията по т. 6.

По т.6. Комисията, разгледа доклад с вх. № О-Дк-523 от 27.10.2020 г. относно **избор на ръководител по Проект № BG05SFOP001-2.012-0001-C01 „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“.**

Във връзка с прекратяване на мандата на госпожа Светла Тодорова като член на Комисията за енергийно и водно регулиране, към нея е отправено предизвестие за прекратяване на трудовото ѝ правоотношение като ръководител на работна група по Проект BG05SFOP001-2.012 „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“, финансиран по Административен договор № BG05SFOP001-2.012-0001-C01 за предоставяне на безвъзмездна финансова помощ по Оперативна програма „Добро управление“. Отправеното предизвестие за прекратяване на трудовия договор на г-жа Тодорова като ръководител на работна група по проекта изтича на 04.11.2020 г. Съгласно чл. 335, ал. 2, т. 1 от Кодекса на труда трудовият договор се прекратява с изтичането на срока на предизвестieto.

С оглед на това е необходимо да бъде определен ръководител на работната група по проект BG05SFOP001-2.012 „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“.

Изказвания по т.6.:

Докладва Р. Тоткова. Във връзка с прекратяване на мандата на г-жа Светла Тодорова като член на Комисията за енергийно и водно регулиране към нея е отправено предизвестие

за прекратяване на трудовото ѝ правоотношение, като ръководител по проект със съответния номер, „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“, финансиран по административен договор за предоставяне на безвъзмездна финансова помощ по Оперативна програма „Добро управление“. Отправеното предизвестие за прекратяване на трудовия договор на г-жа Тодорова като ръководител по проекта изтича на 04.11. Правоотношенията между работещите по проекта, включително и ръководителя по проекта, и експертите, разбира се, са уредени по реда на Кодекса на труда със срочни трудови договори, а прекратяването на срочните трудови договори, има изискване при тяхното прекратяване, предизвестieto да бъде три месеца или, ако остават по-малко, съответният остатък от изпълнението на договора. Предизвестieto за прекратяване на трудовия договор изтича на 04.11, а съгласно чл. 335, ал. 2, т. 1 от Кодекса на труда, трудовият договор, такъв трудов договор се прекратява с изтичане на срока на предизвестieto. С оглед на това е необходимо да бъде определен от Комисията ръководител по проекта, за да може да продължи работата по него. Предвид изложеното и на основание чл. 5, ал. 3 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да обсъди и вземе следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад.

2. Да определи ръководител по проект „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“, финансиран чрез директно предоставяне на безвъзмездна финансова помощ по административен договор номер, изписан, за предоставяне на безвъзмездна финансова помощ по Оперативна програма „Добро управление“, считано от 05.11.2020 г.

Р. Тоткова каза, че в материала, който е изпратен на членовете на Комисията, има един паразитен израз в решението по т. 2, който е премахнат „на работната група“.

И. Иванов потвърди, че изразът „на работната група“ отпада.

Р. Осман каза, че ще вземе отношение във връзка с доклада и каза, че не е правилно на базата на Кодекса на труда с предизвестие да бъде освободено лицето „Х“ или „У“. Г-жа Тодорова е избрана за ръководител на проекта в качеството на комисар, в качество на член на Комисията, когато вече не е член на Комисията не се прилагат. Можеше да бъде освободена още тогава, защото в какво качество тя заема като ръководител? Вече не е комисар. Ние избрахме за ръководител член на Комисията. Няма противоречие, че трябва да има нов ръководител, но когато е избран в качеството на член на един орган и след това, когато е изтекъл неговият мандат, автоматично ти се прекратяват правомощията. Без предизвестие тя трябваше да бъде освободена още тогава. Р. Осман каза, че не иска да се връща назад, но това са реалностите. Да се избере ръководител на проекта и да се продължи напред.

И. Иванов каза, че действително това е ново обстоятелство, което не е взето предвид, че всъщност тримесечното предизвестие, така както казва г-н Осман, е валидно в случая, че лицето продължава да изпълнява функциите си в качеството, в което той е бил избран да бъде ръководител на проекта. Комисията е предоставила тези три месеца предизвестие на г-жа Светла Тодорова. Този срок изтича на 04 ноември и предстои да бъде избран ръководител на проекта до неговото завършване. И. Иванов каза, че прави предложение по т. 2 от проекта на решение: за ръководител на проекта да бъде избран г-н Пламен Младеновски - директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“. И. Иванов каза, че има две съображения: Първо, защото проектът е посветен на тематика, която е пряко свързана с дейността на тази дирекция. Ако в първата част по-скоро са били застъпени въпроси, които са касали прилагане на РЕМИТ от Комисията, то във втората част това, което предстои да бъде осъществено по проекта, засяга дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“. Второто съображение, което е обсъждано (включително и с г-н Осман) е, че ръководител на проекта трябва да бъде лице от администрацията, а не член на Комисията, защото, когато ръководителят е член на Комисията, той фактически участва в две качества. От едната страна той е ръководител на проекта, от друга страна той е член на Комисията, която осъществява контрола върху

изпълнението на проекта и гласува съответните решения, свързани с проекта. Ако се въведе този принцип, който И. Иванов счита за правилен, това ще даде възможност да се прилага и в бъдеще. И. Иванов каза, че е убеден, че г-н Младеновски има всички качества да бъде качествен ръководител на проекта. Това ще бъде оценено от партньорите. И. Иванов предложи на членовете на Комисията да подкрепят за ръководител на проекта г-н Пламен Младеновски.

И. Иванов допълни, че все пак е необходимо лицето, което е предложено (г-н Младеновски) да декларира съгласие и помоли П. Младеновски да бъде поканен в зала 4.

Р. Осман каза, че е споменато, че е разговаряно с него.

И. Иванов каза, че е така, но разговорът е бил много кратък.

П. Младеновски влезе в зала 4.

И. Иванов поясни на П. Младеновски, че след разисквания е предложил той да поеме функциите на ръководител на проекта *„Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“* до неговото завършване. Това предложение е подкрепено от членовете на КЕВР. Сега се очаква ясно волеизявление от страна на П. Младеновски, че е съгласен и че ще изпълни всички ангажменти, които ръководителят на проекта е длъжен да изпълнява.

П. Младеновски отговори, че (както в предварителния разговор с председателя от предходния ден) потвърждава, че е съгласен да поеме функциите на ръководител на проекта.

И. Иванов подложи на гласуване доклада и пожела успех на г-н Младеновски като ръководител на проекта и на целия екип.

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

Предвид гореизложеното и на основание чл. 5, ал. 3 от Правилника за дейността Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация,

КОМИСИЯТА ЗА ЕНЕРГИЙНО И ВОДНО РЕГУЛИРАНЕ

РЕШИ:

1. Приема доклад с вх. № О-Дк-523 от 27.10.2020 г. относно избор на ръководител по Проект № BG05SFOP001-2.012-0001-C01 *„Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“*

2. Определя Пламен Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ за ръководител на работната група по проект BG05SFOP001-2.012 *„Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“* финансиран чрез директно предоставяне на безвъзмездна финансова помощ по Административен договор № BG05SFOP001-2.012-0001-C01 за предоставяне на безвъзмездна финансова помощ по Оперативна програма „Добро управление“, считано от 05.11.2020 г.

В заседанието по **точка шеста** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Георги Добрев, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Георги Златев, Евгения Харитоновна, Димитър Кочков, Пенка Трендафилова.

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

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

Приема доклада и установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 1 188 kWh, въз основа на което в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на ДКЕВР, в частта по т. 10, е определена преференциална цена в размер на 605,23 лв./MWh за електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади.

По т.2. както следва:

Приема доклада и установява, считано от 31.07.2015 г., нетно специфично производство на електрическа енергия в размер на 1 302 kWh, въз основа на което в Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на ДКЕВР, в частта по т. 12, е определена преференциална цена в размер на 699,11 лв./MWh за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp.

По т.3. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-864 от 22.10.2020 г. относно искане за дерогация от минималния обем на междусистемен капацитет, съгласно чл. 16, пар. 9 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия.

2. Предоставя на „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД дерогация от изискванията на чл. 16, пар. 8 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия за срок от 2 (две) години;

3. В срок до 31.03.2021 г. „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД да предостави подробен анализ в КЕВР на постигнатия резултат от изпълнените проекти от общ интерес и работата на регионалния център за сигурност в гр. Солун върху увеличаването на преносната способност на ЕЕС на Р България.

По т.4. както следва:

1. Приема доклад с вх. № Е-Дк-865 от 23.10.2020 г. относно одобрение на изменено предложението на операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочната пазарна времева рамка, в съответствие с чл. 10 на Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 за установяване на насоки относно предварителното разпределяне на преносна способност.

2. Одобрява измененото предложение на операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочната пазарна времева рамка, в съответствие с чл. 10 на Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 за установяване на насоки относно предварителното разпределяне на преносна способност в съответствие с общата позиция на националните регулаторни органи.

По т.5. както следва:

I. Определя „Регент“ ООД – Румен Георгиев Георгиев да извърши оценка на енергиен обект, собственост на „Калидус-2011“ЕООД, находящ се в с. Гостилица, община Дряново, а именно - трафопост с диспечерско наименование ТП „Помпена станция ДЗС Гостилица“;

II. Разходите по оценката, възлизащи на 200 (двеста) лева, следва да се поделят поравно между „Калидус-2011“ЕООД и „Електроразпределение Север“ АД, след приемането на доклада от трите страни, което се удостоверява с Приемо-предавателен протокол.

По т.6. както следва:

1. Приема доклад с вх. № О-Дк-523 от 27.10.2020 г. относно избор на ръководител по Проект № BG05SFOP001-2.012-0001-C01 „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“

2. Определя Пламен Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“ за ръководител на работната група по проект BG05SFOP001-2.012 „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“ финансиран чрез директно предоставяне на безвъзмездна финансова помощ по Административен договор № BG05SFOP001-2.012-0001-C01 за предоставяне на безвъзмездна финансова помощ по Оперативна програма „Добро управление“, считано от 05.11.2020 г.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-842 от 19.10.2020 г. и Решение на КЕВР № СП-6 от 28.10.2020 г. относно установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа

на което са определени преференциалните цени в Решение № Ц-18 от 20.06.2011 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта му по т. 10 - на електрически централи с фотоволтаични модули до 30 kWp, монтирани на покриви и фасади – 605,23 лв./MWh.

2. Доклад с вх. № Е-Дк-843 от 19.10.2020 г. и Решение на КЕВР № СП-7 от 28.10.2020 г. относно установяване на нетното специфично производство на електрическа енергия, въз основа на което е определена преференциалната цена в Решение № Ц-010 от 30.03.2011 г. на Комисията за енергийно и водно регулиране, в частта му по т. 12 – за електрически централи с фотоволтаични модули над 5 kWp - 699,11 лв./MWh.

3. Доклад с вх. № Е-Дк-864 от 22.10.2020 г. относно искане за дерогация от минималния обем на междусистемен капацитет, съгласно чл. 16, пар. 9 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия.

4. Доклад с вх. № Е-Дк-865 от 23.10.2020 г. относно одобрение на изменено предложението на операторите на преносни системи от Югоизточна Европа за обща методика за изчисляване на преносната способност за дългосрочната пазарна времева рамка, в съответствие с чл. 10 на Регламент на Комисията (ЕС) 2016/1719 от 26 септември 2016 за установяване на насоки относно предварителното разпределяне на преносна способност.

5. Доклад с вх. № Е-Дк-844 от 20.10.2020 г. и Решение на КЕВР № ЛО – 3 от 28.10.2020 г. относно искане от д-р Иванка Попова – управител на „Калидус-2011“ ЕООД относно определяне на независим оценител за извършване на оценка на енергиен обект, представляващ елемент от електроразпределителната мрежа на „Електроразпределение Север“ АД, който е собственост на „Калидус-2011“ ЕООД.

6. Доклад с вх. № О-Дк-523 от 27.10.2020 г. относно избор на ръководител по Проект № BG05SFOP001-2.012-0001-C01 „Развитие на аналитичния капацитет на Комисията за енергийно и водно регулиране“.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

.....
(Г. Добрев)

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА

.....
(Г. Златев)

.....
(Е. Харитонova)

.....
(Д. Кочков)

.....
(П. Трендафилова)

Протоколирал:
(И. Зашева - главен експерт)