



ПРОТОКОЛ

№ 208

София, 21.08.2026 година

Днес, 21.08.2026 г. от 13:15 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) в пълен състав, ръководено от председателя Пламен Младеновски.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Благой Голубарев, Димитър Кочков и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Б. Паунов – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, Юл. Стоянов – заместник-директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, С. Маринова – и.д. главен директор на главна дирекция „Водоснабдителни и канализационни услуги“, А. Недкова – началник на отдел „Контрол и решаване на спорове-водоснабдителни и канализационни услуги“, Н. Иванова – главен експерт в дирекция „Правна“ и Йовка Велчева - главен експерт в дирекция „Правна“ в КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1432 от 20.08.2026 г. относно изпълнение на Реформа С13.R3: Функциониране на балансиращия пазар и оптимизацията на потреблението, ключов етап 351 от Националния план за възстановяване и устойчивост на Р България.

Работна група: Боян Паунов, Юлиан Стоянов, Елена Маринова,
Милен Трифонов, Рали Манчев, Радостина Методиева,
Радослав Райков и Силвия Петрова

2. Доклад с вх. № В-Дк-186 от 21.08.2026 г. относно проект на Наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране и проект на наредба.

Работна група по Заповед № 3-В-5 от 27.07.2026 г.:
Силвия Маринова, Елена Маринова, Ани Недкова, Лолита Косева,
Василена Иванова Йовка Велчева, Надежда Иванова

По т.1. Комисията разгледа доклад относно изпълнение на Реформа С13.R3: Функциониране на балансиращия пазар и оптимизацията на потреблението, ключов етап 351 от изменения Национален план за възстановяване и устойчивост на Р България.

Съгласно Реформа C13.R3: Функциониране на балансиращия пазар и оптимизацията на потреблението, ключов етап 351 от изменения Национален план за възстановяване и устойчивост на Р България (НПВУ), Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, регулатора) следва да публикува доклад, в който:

- извършва оценка на регулаторните условия за участието на системите за акумулиране на енергия и промишлените потребители на балансиращия пазар;
- извършва анализ на разходите и ползите от инсталирането на интелигентни измервателни уреди за битови и небитови клиенти с предоставена мощност до 100 kW, присъединени към електроразпределителна мрежа на ниво ниско напрежение;
- очертава мерки за премахване на пречки пред оптимизацията на потреблението, включително чрез внедряването на интелигентни измервателни уреди и участието на доставчици на агрегирани услуги.

В посочената реформа, съответно етап, е предвидено проектът на доклад да бъде подложен на обществена консултация със заинтересованите страни, като преди това същият следва да бъде изпратен на службите на Европейската комисия (ЕК) за предварително запознаване със съдържанието му. На 09.07.2026 г. на службите на ЕК е представена работна версия на проекта на доклад, по която на 23.07.2026 г. са постъпили уточняващи въпроси и препоръки за допълнение. В тази връзка, сформиранията със Заповед № 3-Е-200 от 24.07.2026 г. на председателя на КЕВР работната група е изготвила проект на доклад, в който са отразени препоръките на службите на ЕК.

Проектът на доклад се състои от общо четири части. Първите три части съответстват на предварително зададената структура на доклада съгласно Реформа C13.R3: Функциониране на балансиращия пазар и оптимизацията на потреблението, ключов етап 351 от НПВУ, посочени по-горе. Всяка от тях съдържа анализи и оценки, констатирани пречки и пропуски, както и предложения за мерки за тяхното отстраняване. Четвъртата последна част представлява обобщение на всички необходими действия, които следва да бъдат предприети за подобряване на регулаторните условия за участие на системите за акумулиране на енергия и промишлените потребители на балансиращия пазар, за внедряване на интелигентни измервателни уреди и за оптимизация на потреблението в Р България.

Проектът на доклад е приет от КЕВР с решение по Протокол № 186 от 27.07.2026 г., т. 1.

На 27.07.2026 г. проектът на доклад е публикуван на интернет страницата на КЕВР. В изпълнение на разпоредбите на чл. 14 от ЗЕ, на 31.07.2026 г. КЕВР е провела процедура по обществено обсъждане със заинтересованите лица на проекта на доклад. В законоустановения срок след проведеното обществено обсъждане в Комисията са постъпили становища, както следва: с вх. № Е-13-41-79 от 14.08.2026 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД (ЕСО ЕАД); с вх. № Е-13-262-110 от 10.08.2026 г. от „Електроразпределение Юг“ ЕАД; с вх. № Е-04-23-3 от 13.08.2026 г. от Българска фотоволтаична асоциация; с вх. № Е-04-94-3 от 14.08.2026 г. от Асоциация за производство, съхранение и търговия с електроенергия (АПСТЕ), с вх. № Е-13-351-3 от 14.08.2026 г. от „Енерги Портфолио Оптимизейшън България“ ЕАД, с вх. № Е-13-137-4 от 14.08.2026 г. от „ГЕН-И София – търговия и продажба на електрическа енергия“ ЕООД, с вх. № Е-13-322-3 от 14.08.2026 г. от „Инвесто Партньърс“ ЕАД, с вх. № Е-13-164-4 от 12.08.2026 г. от „Ритъм-4-ТБ“ ООД и с вх. № Е-12-00-251 от 07.08.2026 г. от Марио Костадинчев.

ЕСО ЕАД посочва, че данните на 15-минутни интервали и дистанционното отчитане ще подпомогнат по-точното прогнозиране, управлението на небалансите и развитието на нови пазарни услуги, като реализирането на тези ползи зависи не само от подмяната на устройствата, а и от комуникационна инфраструктура, информационни системи и процеси за своевременен и надежден обмен на данни.

Според ЕСО ЕАД независимите агрегатори могат да разширят участието на балансиращия пазар и конкуренцията, но моделът създава сложни отношения между

клиента, агрегатора, доставчика, координатора на балансиращата група и преносния оператор. Действията на агрегатора могат да влияят върху позициите и финансовите резултати и на участници, които не управляват активацията, поради което дружеството предлага еднозначно да се разграничат ефектът от активацията, естественият небаланс на клиента и небалансът на балансиращата група, както и да се уредят установяването и доказването на изпълнението, използваните измервателни данни, разпределението на небалансите, финансовите последици и отговорностите на всяка страна, включително когато активацията отклонява клиента от прогнозираното или заявеното потребление или производство.

ЕСО счита също така, че е необходима непрекъсната, включително близо до реално време, комуникация между агрегатора, доставчика на балансиращи услуги и координатора на балансиращата група, а нормативните документи трябва да определят обхвата, сроковете и стандартизирания формат на информацията и да осигурят точност, проследимост и последващо валидиране. Според оператора общото право на агрегаторите да участват не е достатъчно, а е необходимо съгласувано да се уредят обменът на данни, измерването, отчитането на изпълнението, сетълментът, небалансите и финансовите отношения. Обръща внимание, че сроковете за нормативни промени през 2026 и 2027 г. трябва да отчетат времето за разработване, тестване и внедряване на необходимите пазарни, информационни, комуникационни, измервателни и сетълмент системи, като практическото прилагане следва да започне едва когато процесите са ясно определени, технически обезпечени и приложими при еднакви условия, за да се избегнат неправилно разпределени небаланси, двойно отчитане, финансови последици за незасегнати страни и спорове.

Комисията приема по принцип направените от ЕСО ЕАД предложения. Следва да се има предвид, че в доклада са идентифицирани пречките и потенциалните конфликти, свързани с участието на независимите агрегатори на електроенергийните пазари, както и са предложени мерки за тяхното отстраняване и преодоляване, но конкретните решения ще бъдат разработени и подложени на обществено обсъждане в производствата по изменение и допълнение на относимите нормативни актове, приемани от КЕВР. Уреждането на дейността на независимите агрегатори се отличава с наличие на правна и фактическа сложност, като извършването му предполага активно участие на всички заинтересовани страни, в т.ч. и на независимия преносен оператор. В тази връзка и предвидените в доклада срокове са достатъчно дълги и предоставят необходимото време както за приемане на нормативни промени, така и за разработване, тестване и внедряване на необходимите пазарни, информационни, комуникационни, измервателни и сетълмент системи.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД предлага срокът за търговия на пазарен сегмент „В рамките на деня“ да бъде съкратен от сегашните 60 на 30 минути преди доставката, тоест много по-близо до реалното време, като посочва пазари със срок до 5 минути. Това ще позволи позициите да се актуализират според най-новите данни за производство, потребление, състояние на системата и наличност на ресурсите и е особено важно за управлението на заряда на батериите. Дружеството предлага също нормативно да се допусне и участие в първичното регулиране на честотата на системи за съхранение, присъединени на средно напрежение, когато покриват технологично неутрални изисквания за реакция, надеждност, точност, комуникация и контрол. Посочва, че нивото на напрежение само по себе си не трябва да е основание за изключване.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД предлага да се въведат повече от една оферта за сетълмент период, автоматизирано подаване на оферти и стандартизирано електронно активиране на mFRR вместо по телефон. Според дружеството това ще намали оперативния риск, ще подобри проследимостта и ще позволи по-точно отразяване на техническите характеристики и пределните разходи на ресурсите. Посочва, че започнатата от ЕСО ЕАД инициатива за автоматизиране на mFRR следва да приключи в разумни и публично оповестени срокове, предварителната квалификация трябва да е на ниво отделен

актив, така че промени в агрегирано портфолио да не налагат повторение на процедурата за всички ресурси и временното им извеждане от пазара. Предлага също по отношение ресурсите с ограничен енергиен запас ясно да се уредят състоянието на заряд, минималният резерв, максималната продължителност на услугата, времето за възстановяване и последователните активации.

Според „Електроразпределение Юг“ ЕАД използваното в доклада допускане от около 60 евро на измервателна точка е съществено занижено и не може автоматично да се прилага към всички оператори. Посочва, че измервателният парк, комуникационните технологии, протоколите, доставчиците и информационните системи са различни, а несъвместимо решение може да наложи паралелна инфраструктура, значителни системни промени или преждевременна подмяна на работещо оборудване, поради което стойността следва да се определя индивидуално за всеки оператор. По изчисления на оператора актуалната оценка е приблизително 105 евро на точка при петгодишно внедряване, 3% средногодишна инфлация и инфраструктура за 15-минутни профили. Същата включва устройството, доставката, монтажа, конфигурирането и необходимото развитие на информационните системи, но не и балансовото измерване, което при въвеждане на изискване следва да се оцени и признае отделно.

На следващо място предлага вместо общия седемгодишен период, амортизацията да се определя по групи активи, като за средствата за търговско измерване да бъде 13 години, а сроковете за информационната и комуникационната инфраструктура да са според полезния им живот. Счита за необходимо да се отчетат и разходите за комуникация, лицензии, поддръжка, киберсигурност, съхранение и обработване на данни и обновяване на системите. Отбелязва, че преминаването към 15-минутни профили многократно увеличава обема на данните и изисква разширяване на комуникационния и информационния капацитет. Броят на подмените следва да се определи след техническа оценка на устройствата, оставащия им живот, комуникационната среда и възможностите за надграждане. Графикът трябва да отчита капацитета за обществени поръчки, доставки, монтаж, интеграция и изпитвания и да не допуска физическата подмяна да изпреварва готовността на информационните системи. В тази връзка намира за необходим предвидим и своевременен механизъм за регулаторно признаване на икономически обоснованите инвестиционни и оперативни разходи.

„Електроразпределение Юг“ ЕАД предлага също рамката за оптимизация на потреблението и услугите за гъвкавост да бъде разработена с участието на преносния и разпределителните оператори, доставчици, координатори, агрегатори, оператори на системи за съхранение, клиенти, технологични доставчици и държавни органи. Посочва, че е необходимо да се определят техническите изисквания, ролите и отговорностите, регистрацията и квалификацията, достъпът до данни и стандартизираният обмен на информация. Също така, според дружеството следва да се уредят референтното потребление, измерването и доказването на гъвкавостта, ефектът след активация, отражението върху графика и балансиращите групи, небалансите и финансовата отговорност, както и да се предотврати двойно отчитане или възнаграждение. Намира, че е необходима координация между ЕСО ЕАД и операторите на електроразпределителни мрежи, включително възможност за ограничаване или отказ на активация при риск за мрежата. Счита за важно и ясното разграничение между собствената оптимизация на клиента, балансиращите услуги за ЕСО ЕАД, локалните услуги за електроразпределителните дружества и останалите търговски продукти.

Комисията приема по принцип предложението на дружеството срокът за търговия на пазарен сегмент „В рамките на деня“ да бъде съкратен от сегашните 60 на 30 минути преди доставката с уточнението, че към момента това не е възможно, тъй като на основание чл. 8, пар. 1а от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия, така както е изменен с чл. 2, пар. 5, б. „а“ от Регламент (ЕС) 2024/1747 на Европейския парламент и на Съвета от 13 юни 2024 година за изменение на Регламент (ЕС) 2019/942 и Регламент (ЕС)

2019/943 по отношение на подобряването на структурата на пазара на електроенергия в Съюза, е предоставила на ЕСО ЕАД за срок до 01.01.2027 г. дерогация от изискванията на чл. 8, пар. 1 от Регламент (ЕС) 2019/943 на Европейския парламент и на Съвета от 5 юни 2019 година относно вътрешния пазар на електроенергия. Освен това към момента съкращаването на срока не е целесъобразно, тъй като в българската пазарна зона около 90% от всички сключени сделки на пазарен сегмент „В рамките на деня“, механизъм „Непрекъсната търговия“, са междузонови, т.е. единият контрагент е извън българската пазарна зона. В тази връзка ефектът от редуциране на времето за затваряне на пазара за сделки с междузонов преносен капацитет на 30 минути ще бъде силно ограничен при положение, че съседните пазарни зони (Румъния и Гърция) запазват срока от 60 минути.

Комисията приема по принцип и предложенията, свързани с повишаване на конкуренцията при предоставянето на балансиращи услуги, като обръща внимание, че голяма част от повдигнатите въпроси са със строго технически характер и са свързани с извършването на действия, отговорността за които е изцяло на електропреносния оператор. Доколкото са необходими и нормативни промени, докладът предвижда извършването на такива и съответните срокове.

Комисията приема за неоснователни възраженията, свързани с разходите за внедряване на интелигентни измервателни устройства и свързаната с тях комуникационна и др. инфраструктура, както и предложените амортизационни срокове на тези активи. В доклада ясно е посочено, че всички стойности са работни допускания с цел изготвянето на оценка за икономическата целесъобразност от внедряването на тези устройства. Всички конкретни стойности ще бъдат допълнително анализирани и установени в производствата по утвърждаване на цени на електроразпределителните дружества.

По отношение предложенията, свързани с рамката за оптимизация на потреблението и услугите за гъвкавост, същите са в достатъчна степен отразени в част III. на доклада, като допълнителни мотиви Комисията е изложила по-горе.

БФА споделя извода, че освобождаването на системите за съхранение от изискванията на чл. 7 от НРЦЕЕ не е правилно от гледна точка на равнопоставеното третиране и само по себе си няма да реши затрудненията при поддържането на напрежението. Посочва, че ускореното навлизане на фотоволтаични централи и съоръжения за съхранение променя режимите на работа на системата, но същите активи могат да предоставят регулиране на напрежението и управление на реактивната мощност. БФА предлага тези услуги да се възлагат чрез прозрачни, конкурентни и технологично неутрални процедури по принципа на чл. 40 от Директива (ЕС) 2019/944, като минималните технически изисквания към присъединените обекти следва да останат задължителни, а договорите да обхващат допълнителни възможности над този минимум, заплащани само когато и където са необходими на мрежовия оператор. В тази връзка, БФА счита, че въпросът следва да бъде уреден с предстоящите изменения на нормативната рамка.

Асоциацията подкрепя постепенното премахване на административно определените ценови ограничения за балансираща мощност и допълнителни услуги, заедно със съответна промяна на чл. 21, ал. 1, т. 8а от Закона за енергетиката. Посочва, че либерализацията следва да бъде съгласувана с развитието на пазара и разширяването на кръга от допустими доставчици, тъй като при недостатъчна конкуренция преждевременното отпадане на ограниченията може да повиши цените на разполагаемостта и разходите за мрежови услуги. Затова, според БФА, на първо място следва да бъдат създадени условия за ефективна конкуренция, а след това цените да се формират изцяло на пазарна основа.

Според БФА пазарът „В рамките на деня“ влияе пряко върху ефективността на балансирането, поради което предлага срокът за сключване на сделки да бъде намален от 60 на 30 минути преди началото на периода на доставка. В тази връзка посочва, че това ще позволи на производителите на електрическа енергия от възобновяеми източници, операторите на системите за съхранение и останалите участници да коригират позициите

си по-близо до момента на доставката, което ще подобри ликвидността и ще ограничи разходите за небаланси. БФА поставя въпроса за забавеното публикуване от ЕСО ЕАД на данните за системния небаланс и очакваните цени на балансиращия пазар – понастоящем около 23 минути след края на съответния период при предходна практика от около 3 минути, като предлага данните отново да се публикуват по-бързо и предвидимо, за да могат участниците своевременно да оценяват състоянието на системата и да подават икономически обосновани оферти.

Комисията приема по принцип предложението на БФА срокът за търговия на пазарен сегмент „В рамките на деня“ да бъде съкратен от сегашните 60 на 30 минути преди доставката, като аргументи в тази връзка са изложени по-горе.

Комисията намира възражението за забавеното публикуване от ЕСО ЕАД на данните за системния небаланс и очакваните цени на балансиращия пазар за неотнормимо към предмета на настоящия доклад.

Комисията приема по принцип останалите предложения на БФА с уточнението, че същите са вече в достатъчна степен отразени в доклада и не се налага той да бъде изменен.

АПСТЕ счита, че основният поставен въпрос е разминаването между нормативната възможност и своевременния реален достъп до отделните пазарни сегменти и продукти. Посочва, че към началото на юни 2026 г. инсталираната мощност на системите за съхранение достига 4 011 MW, при капацитет 12 240 MWh, като до края на годината се очакват над 6 000 MW и 18 000 MWh. В края на 2025 г. BESS и ПАВЕЦ формират 31% от мощностния диапазон на регистрираните единици и модули за балансиращи услуги, но BESS все още не участват при aFRR и са активни основно при mFRR. Според АПСТЕ това несъответствие показва, че значителен технически потенциал остава неизползван и налага ускоряване на пазарната интеграция, включително предвид целите и ангажиментите по НРБУ и RESTORE.

АПСТЕ предлага да бъдат приключени без допълнително забавяне всички висящи процедури за BESS и други гъвкави ресурси, а посоченият в доклада срок от 45 дни следва да бъде предвидим и еднакво приложим, с навременна комуникация при нужда от документи или тестове. Асоциацията посочва конкретен случай на неприключила повече от пет месеца процедура за aFRR и предлага да се отчете, че липсата на участие може да се дължи и на незавършени процедури, а не само на търговския интерес към арбитраж.

АПСТЕ счита, че технически квалифицираните BESS, DSR и агрегирани ресурси следва да могат да участват във всички приложими продукти за балансираща енергия и балансиращ капацитет за FCR, aFRR и mFRR. Според асоциацията изискванията трябва да са ясни, измерими, пропорционални и технологично неутрални, като не е необходимо преференциално третиране или гарантиран пазарен резултат, а равен достъп до конкуренцията за съответните услуги/продукти.

АПСТЕ предлага за mFRR по-кратките времеви слотове и отделните посоки за регулиране нагоре и надолу да бъдат въведени още през есента на 2026 г., доколкото съществуващите решения и правила го позволяват, като за FCR и aFRR е необходим възможно най-кратък конкретен график. Посочва, че не всички промени следва автоматично да се обвързват с общ хоризонт 2027 г., когато част от решенията могат да се приложат по-рано.

Асоциацията предлага също да се ускори прегледът на ПУЕЕС, тръжните правила и изискванията за LER, включително изискването за поддържане на търговски график за целия 24-часов период. Намира, че ограничения са оправдани само при обективна и доказуема необходимост за сигурността или качеството на услугата, а когато същият резултат може да се постигне чрез управление на състоянието на заряд, предварителна оценка, телеметрия, контрол и санкции, правилата следва да допускат това решение.

Според АПСТЕ пазарният достъп до FCR и aFRR следва да се разглежда като част от интегрирания резултат на инвестицията, а не като отложено във времето пазарно усъвършенстване. Счита, че крайните получатели са доказали техническата способност на

активите с двустранни протоколи от ЕСО ЕАД и имат задължения за последващо предоставяне на резерви, поради което институционалната и пазарната рамка трябва да им позволи реално да изпълняват тези ангажименти.

АПСТЕ предлага в окончателния доклад данните за aFRR и mFRR да бъдат разграничени и представени за съпоставими периоди, като следва да се анализират необходимите, обявените, предложените и реално закупените количества капацитет, връзката между закупената разполагаемост и предоставената енергия, както и участието по технологии и ДБУ. Според асоциацията КЕВР следва да наблюдава редовно концентрацията, спазването на тръжните правила и реалното набавяне на резервите, като в периода на бързо навлизане на новите ресурси оценката се извършва и на тримесечна база. Също така, следва да се прецени и необходимостта от запазване на специализирания mFRR продукт.

АПСТЕ подчертава, че непосредствен приоритет следва да бъде също така разширяването на кръга от технически квалифицирани доставчици, а след това, въз основа на обективни данни, да се прецени адекватността на ценовите ограничения. В тази връзка предлага публичен ускорен график за оставащите мерки и работен формат между КЕВР, ЕСО ЕАД, Министерство на енергетиката и заинтересованите пазарни участници, включително АПСТЕ, за своевременно решаване на конкретните технически, оперативни и нормативни въпроси.

Комисията приема за неоснователни предложенията за съкращаване на сроковете в доклада, свързани с разширяването на възможностите за участието на BESS и DSR в предоставянето на балансиращи услуги. Създаването на необходимите условия и предпоставки за участието на тези ресурси действително ще става поетапно, но не и прибързано, тъй като изисква извършването на множество правни и фактически действия, които налагат задълбочени анализи и прецизни изчисления. Аргументи в тази връзка са изложени по-долу.

Комисията приема по принцип останалите предложения на АПСТЕ с уточнението, че същите са вече в достатъчна степен отразени в доклада и не се налага той да бъде изменен.

„Енери Портфолио Оптимизейшън България“ ЕАД оспорва част от фактическите констатации и използваните данни и предлага ускоряване на някои от мерките.

По-конкретно поставя под съмнение посочения в доклада срок до 45 дни и посочва, че по заявление от 12 февруари 2026 г. няма произнасяне от ЕСО ЕАД, въпреки че единиците имат подписани от оператора протоколи за успешни aFRR тестове по RESTORE, поради което липсата на BESS и DSR в aFRR не следва да се обяснява с нежелание на доставчиците. Предлага още раздели 3.2 и 3.4 да обхващат съпоставими периоди, а активираните количества да се разделят между aFRR и mFRR.

На следващо място дружеството предлага да се анализира каква част от обявления от ЕСО ЕАД капацитет действително се закупува, тъй като в някои дни незакупеният дял надхвърля 80%, което поставя под съмнение извода, че лигнитните централи осигуряват цялото количество за FCR и aFRR. Обръща внимание, че спечелили aFRR капацитет участници подават оферти за енергия за по-малък обем, ограничавайки възможностите на ЕСО ЕАД, като това налага привличане на допълнителни гъвкави ресурси.

„Енери Портфолио Оптимизейшън България“ ЕАД посочва, че платформа за mFRR с времеви слотове в рамките на деня, две посоки и различни ценови тавани е публично представена и успешно тествана през пролетта на 2024 г., но не е въведена. Според дружеството няма нормативни или технологични пречки, тъй като тръжните правила не фиксират периоди и не забраняват кратки и двупосочни продукти за aFRR и mFRR. В тази връзка предлага срокове 1 октомври 2026 г. за mFRR и двупосочните продукти и 1 юли 2027 г. за кратките продукти за FCR и aFRR.

Според дружеството липсва разпределение на капацитета по резерви, технологии и доставчици. По цитирания годишен доклад на ЕСО ЕАД за 2025 г. НЕК ЕАД има общ дял 89,77% от класираните количества, а в две категории – 100% и 98,55%. Счита, че

концентрацията следва да се отчете в доклада и да се наблюдава на тримесечие за FCR, aFRR и mFRR по технологии и реални активации.

„Енери Портфолио Оптимизейшън България“ ЕАД отчита неизпълнение на задълженията по чл. 19д и чл. 19е, въведени с Регламент (ЕС) 2024/1747, за оценка на нуждите и индикативна национална цел за неизкопаема гъвкавост. Счита, че в отделен анализ КЕВР и ЕСО ЕАД следва да разгледат инерцията, токовете на късо съединение, напрежението и защитния и възстановителния план. Като ориентири посочва Великобритания от 2020 г. и германският пазар за инерция от 2026 г., както и че големите батерии имат неактивирана функция Grid Forming, която може да подпомага сигурността на системата на пазарен принцип.

Комисията приема направените предложения и възражения от „Енери Портфолио Оптимизейшън България“ ЕАД за неоснователни.

Правилата за провеждане на тръжни процедури за закупуване на разполагаемост за резерви са разработени от оператора на електропреносната система в съответствие с изискванията на Регламент (ЕС) 2017/1485 относно експлоатацията на системата за пренос на електроенергия и не подлежат на одобрение от КЕВР. Посочените в тях срокове са определени от оператора. Следва да се отбележи, че спазването на тези срокове е обвързано с наличието на ясни и недвусмислени технически критерии за съответните технологии. Към настоящия момент по отношение на BESS такива критерии не са достатъчно детайлно регламентирани нито в ПУЕЕС, нито в приложенията към тръжните правила. В тази връзка са необходими изменения в няколко нормативни акта с цел създаване на условия за по-пълноценно участие на BESS в предоставянето на услуги за първично и автоматично вторично регулиране.

Следва да се има предвид, че в раздели 3.2 и 3.4 са представени данни към края на 2025 г., което позволява извършването на сравнение между наличния балансиращ капацитет и използваната балансираща енергия. Допълнително са включени и предварителни данни за балансиращата енергия до края на май 2026 г., които имат за цел да илюстрират наблюдаваните тенденции в развитието на пазара. В допълнение, информацията, представена в раздел 3.4, е предоставена от ЕСО ЕАД във вида, в който е публикувана в доклада.

Съгласно информацията, предоставена от ЕСО ЕАД, показателите за качество на балансирането на електроенергийната система на Република България отговарят на приложимите технически изисквания на синхронната зона на Континентална Европа. Броят на 15-минутните интервали със системна грешка над определените критични стойности остава в допустимите граници за 2025 г. Следователно наличието на периоди с непълно осигуряване на заявения балансиращ капацитет не води само по себе си до влошаване на качеството на балансирането на системата. Наред със собствените ресурси за балансиране, ЕСО ЕАД използва и възможностите на платформата IGCC за нетиране на небалансите, както и платформата PICASSO за обмен на балансираща енергия от автоматичен резерв за възстановяване на честотата, което допринася за по-ефективно управление на небалансите и ограничаване на разходите за балансиране. Същевременно необходимостта от разширяване на кръга от участници и повишаване на гъвкавостта на пазара е отчетена и е предмет на предстоящите изменения и допълнения на нормативната уредба.

КЕВР не разполага с официална информация относно функционираща платформа за търговия с продукти за mFRR от вида, описан в становището на дружеството.

Следва също така да се отбележи, че в действащите тръжни правила не са определени конкретни времеви слотове, а е предвидено провеждане на дневни търгове в ден D-1 за ден на доставка D. В същото време действащите разпоредби на ПУЕЕС изискват активируаният резерв да бъде поддържан през целия период на отклонение на честотата на електроенергийната система, което на практика поставя ограничения пред ресурси с ограничен енергиен запас. Поради това е необходимо съответно изменение и

допълнение на нормативната уредба, което да осигури възможност за по-пълноценно участие на такива ресурси.

Действително в раздел 3.3 не са представени данни в табличен вид за разпределението на балансиращия капацитет между отделните технологии. В текста обаче е направено описание на текущото пазарно състояние и на относителната роля на различните технологии при предоставянето на отделните балансиращи услуги.

Комисията не приема предложените срокове за изпълнение на мерките, като аргументи в тази връзка са изложени по-горе.

КЕВР отчита значимостта на поставените въпроси, свързани с оценката на нуждите от гъвкавост и определянето на индикативни национални цели за гъвкавост от неизкопаеми източници, и ще информира компетентните органи и лица за изложените в становището съображения.

Комисията оценява изразената позиция по въпросите, свързани със системната сигурност, инерцията на електроенергийната система, регулирането на напрежението и приложението на технологии тип Grid Forming. Макар същите да не попадат пряко в обхвата на настоящия доклад, КЕВР отчита тяхната нарастваща значимост за развитието и сигурната експлоатация на електроенергийната система.

„ГЕН-И София – търговия и продажба на електрическа енергия“ ЕООД счита, че е необходима прозрачна, технологично неутрална и недискриминационна процедура за предварителна оценка както на отделни ССЕБ, така и на агрегирани портфейли. Посочва, че следва да се изяснят оценката на ниво портфейл, последващото добавяне на ресурси и разликите спрямо mFRR, като критериите обхващат скоростта и качеството на реакцията, телеметрията, управляемостта и техническите характеристики. ГЕН-И посочва, че при разглеждания модел автоматичното управление на производството на ЕСО ЕАД подава абсолютни задания директно към батерията, докато mFRR се диспечира от ДБУ. При едновременно активиране два субекта могат да управляват един ресурс и следващото aFRR задание може неволно да противодейства на вече изпълнена mFRR команда. При агрегиран портфейл разпределението зависи и от състоянието на заряд, пределите за зареждане и разреждане, предходните активации и ограниченията на отделните ресурси. В тази връзка, дружеството предлага ЕСО ЕАД да подава необходимата aFRR активация към ДБУ/агрегатора заедно с изискванията за реакция, скорост и качество, а ДБУ да разпределя заданието в портфейла и да запази отговорността за изпълнението. Посочва също така, че ЕСО ЕАД следва да разполага с пряка телеметрия, надзор и право на намеса при авария или риск за сигурността, като опитът на дружеството в Словения, Австрия и Хърватия подкрепя такъв модел с водеща оперативна роля на ДБУ.

„ГЕН-И София – търговия и продажба на електрическа енергия“ ЕООД отбелязва, че разполагаемостта на ССЕБ не се определя само от мощността в MW, а и от наличната енергия, състоянието на заряд, ограниченията при зареждане и разреждане, предходните активации, необходимото възстановяване на енергийния запас и продължителността на услугата. Поради това счита, че рамката следва да определя проверими изисквания към крайното изпълнение, но да оставя на ДБУ достатъчна свобода да управлява тези характеристики и да разпределя реакцията между ресурсите в портфейла. Според дружеството общи ограничения, основани единствено на технологията, биха били неоправдани, а това е особено важно предвид очакваното извеждане на лигнитни централи, които понастоящем осигуряват FCR и aFRR, и необходимостта своевременно да бъдат привлечени нови доставчици на резерви.

Дружеството подкрепя по-кратки периоди за закупуване с аргумента, че дългите периоди създават значителни пропуснати ползи за ССЕБ, тъй като наличната мощност се променя според цените, състоянието на заряд и участието на други пазари. Намира, че ДБУ трябва да могат да предлагат различни количества в положителна и отрицателна посока според реалните възможности на ресурсите, като в тази връзка следва да се преразгледа и различното заплащане на положителния и отрицателния резерв. При отрицателен резерв батерията трябва да поддържа възможност за зареждане и подходящо

състояние на заряд, което има икономическа стойност дори без последваща активация, затова препоръчва закупуване и заплащане на отрицателната разполагаемост, когато тя е необходима на системата.

„ГЕН-И София – търговия и продажба на електрическа енергия“ ЕООД отбелязва също така, че публичната информация следва ясно да показва заявените, предложените и закупените количества балансираща мощност по продукти и посоки; приетите цени и участващите ДБУ; наличните оферти за балансираща енергия и техните цени; разграничението между задължителни оферти, обезпечени със закупена мощност, и доброволни оферти; оттеглените количества и реалните активации. Дружеството посочва случаи, при които публикуваната закупена мощност е под заявената от ECO ЕАД – включително заявени 650 MW mFRR, както и резултати от 11 август 2026 г. с необходимост 45 MW FCR, при закупени 30 MW и необходимост 155 MW aFRR, при закупени 100 MW. Наблюдавало е и периоди, в които публикуваният обем на балансиращата енергия е под закупената мощност. Счита, че това може да произтича от правилата за публикуване, но налага изясняване, за да се оцени реалната ликвидност. Настоява данните, когато е приложимо, да се публикуват и чрез Платформата за прозрачност на ENTSO-E. Дружеството предлага да се прегледа третирането на възникналите регулирани мрежови разходи, така че изпълнението на поисканата балансираща услуга да не създава непредвидена бариера или различни условия за отделните технологии. Предлага също правилата за активиране, комуникацията с ДБУ, управлението на портфейли, телеметрията и сетълментът паралелно да бъдат съобразени с развитието на MARI и PICASSO и с бъдещото нарастване на участниците, за да не се налага последващо основно преработване на пазарния модел.

Комисията приема за неотнормирани/неоснователни възраженията относно публикуваната информация и закупената мощност от ECO ЕАД, като мотиви в тази връзка са изложени по-горе.

Комисията приема по принцип останалите предложения на „ГЕН-И София – търговия и продажба на електрическа енергия“ ЕООД с уточнението, че същите са вече в достатъчна степен отразени в доклада и не се налага той да бъде изменен.

„Инвесто Партньърс“ ЕАД обръща внимание, че развитието на трите сегмента на балансиращия пазар е на различен етап и не те следва да бъдат третирани еднакво. При mFRR BESS вече участват, а ECO ЕАД има достъп до MARI, като основен е въпросът дали продуктът е съобразен с характеристиките на ресурсите и е конкурентоспособен. Дружеството посочва, че при aFRR ECO ЕАД участва в PICASSO, но BESS все още нямат достъп поради липсата на продукт, съвместим с ресурсите с ограничен енергиен запас (LER). При FCR BESS изобщо не участват, а разполагаемостта се осигурява изцяло от лигнитни централи. Според „Инвесто Партньърс“ ЕАД посочените в доклада данни за 2025 г. и периода до 31 май 2026 г. показват, че FCR и aFRR се предоставят от кондензационни централи, чието поетапно извеждане вече е започнало и е предвидимо. В тази връзка счита, че без навременно привличане на нови доставчици ОПС рискува да не може да поддържа нормативно определените резерви, поради което в доклада следва да се зложат отделни, конкретни и кратки срокове за всеки сегмент.

„Инвесто Партньърс“ ЕАД предлага в ПУЕЕС изрично да се въведе категорията LER и aFRR продукт, съобразен с ограничен енергиен запас, тъй като понастоящем понятието LER липсва, а чл. 42, ал. 4 от ПУЕЕС третира системите за съхранение като генериращи модули, които трябва да покриват изискванията за съответния тип и в режим на зареждане, и в режим на разреждане, без достатъчно адаптиране към спецификата им. Дружеството отбелязва, че са необходими стандартизирани технически правила за присъединяване и експлоатация на BESS, които ясно разграничават двата режима и уреждат технически поведението при зареждане. Предлага и въвеждане на едночасови продукти за разполагаемост вместо само на действащите 24-часови блокове. Намира, че денонощният продукт не съответства на структурата на aFRR и mFRR и не позволява на

BESS и DSR да предлагат капацитет само в часовете, когато той е необходим и ресурсът реално може да го осигури според състоянието на заряд.

На следващо място посочва, че чл. 97 от ПУЕЕС определя FCR чрез характеристики на турбинен регулатор, което прави изискванията неприложими към инверторно присъединени BESS и паркови модули. В тази връзка предлага преминаване към технологично неутрални показатели, основани на реално измеримото изпълнение. Като правно основание дружеството посочва чл. 90б от Закона за енергетиката и изискванията за равнопоставен достъп, както и чл. 6, параграфи 1 и 8 от Регламент (ЕС) 2019/943, чл. 26 и чл. 34 от Регламент (ЕС) 2017/2195 и чл. 154 – чл. 156 от Регламент (ЕС) 2017/1485. Като пример дава моделите на Германия и скандинавските държави, които разделят пазара за разполагаемост от пазара за балансираща енергия, използват стандартизирани технологично неутрални продукти и изричен режим за LER, отчитащ състоянието на заряд и възстановяването. В допълнение посочва също, че скандинавските ОПС допускат батерии до FFR, FCR-D, FCR-N, aFRR и mFRR, а Германия закупува трите вида резерви чрез обща недискриминационна платформа с публични условия за предварителна квалификация и изричен LER режим.

Според „Инвесто Партнърс“ ЕАД липсват публично достъпни, гранулирани и машинно четими данни за балансиращия пазар. Посочва, че таблиците в доклада обединяват RES и BESS в обща група „RES+BESS“, обхващат само активираната енергия за контролния блок на България и не позволяват да се отдели приносът на BESS, да се анализира разполагаемостта или да се проследят трансграничните потоци и активациите чрез PICASSO. В тази връзка предлага ЕО ЕАД редовно да публикува данни по технология, като BESS се отделят от RES, по посока, продукт и сетълмент интервал, достъпни директно и чрез Платформата за прозрачност на ENTSO-E. Според дружеството е необходим и публичен анализ на използваните местни балансиращи мощности спрямо трансграничните обмени през PICASSO, особено при разширяване на свързаността със съседни контролни зони, за да се оцени дали българските ресурси реално се конкурират на платформата и къде възникват структурни бариери.

„Инвесто Партнърс“ ЕАД подкрепя извода, че ограниченията, определяни на основание чл. 21, ал. 1, т. 8а от Закона за енергетиката за разходите на ОПС за разполагаемост, са пречка за участието на BESS. Според дружеството на определен етап те следва да отпаднат и допълнителните услуги да се възлагат чрез прозрачни, недискриминационни и пазарно базирани механизми. Дружеството подчертава, че пазарна цена и реална конкуренция могат да се формират само ако до пазара за разполагаемост бъдат допуснати и действително привлечени достатъчно на брой участници, поради което премахването на ограниченията е свързано с отстраняването на техническите и продуктовете бариери.

Според дружеството в доклада е възприет едностранен подход при разглеждане на зареждането на директно присъединени BESS като потенциален проблем за напрежението и обсъждането за освобождаването им от надбавката по чл. 7 от Наредба № 1 за регулиране на цените на електрическата енергия. „Инвесто Партнърс“ ЕАД посочва, че съвременните инвертори на BESS работят в четири квадранта, управляват независимо активната и реактивната мощност и могат да инжектират или абсорбират реактивна мощност независимо дали батерията се зарежда или разрежда, следователно BESS не е само пасивен потребител, а активен ресурс за регулиране на напрежението. Според дружеството надбавката по чл. 7 следва да санкционира неконтролираното потребление на реактивна енергия при фактор на мощността под 0,9, докато контролираното предоставяне на реактивна мощност по разпореждане на оператора е услуга и не трябва да се облага като неефективно потребление. Като аналогия се посочва освобождаването по чл. 7, ал. 14 от НРЦЕЕ за подязовирните ВЕЦ и ПАВЕЦ в режим на потребление при диспечерско разпореждане. Едновременно с това, „Инвесто Партнърс“ ЕАД подкрепя отказът от общо освобождаване на всички BESS по технологичен признак, тъй като то би породило

проблем от гледна точка на недискриминационното третиране и при кабелни връзки високо напрежение може допълнително да влоши напреженията.

„Инвесто Партнърс“ ЕАД предлага германският подход, съчетаващ задължителен технически минимум и платена пазарна услуга. На първо ниво, по образец на VDE-AR-N 4110 за средно напрежение и VDE-AR-N 4120 за високо напрежение над 110 kV, директно присъединените BESS трябва като условие за присъединяване да осигуряват динамична реактивна мощност, регулиране на напрежението и устойчивост при смущения (fault-ride-through). На второ ниво реактивната мощност и регулирането на напрежението над задължителния минимум следва да се организират като платена услуга при прозрачни и недискриминационни условия, когато и където системата има нужда. Според „Инвесто Партнърс“ ЕАД режимът трябва да бъде уреден в ПУЕЕС и техническите правила на електропреносния и електроразпределителните оператори. Като допълнителна посока посочва разработването на европейски grid-forming изисквания за батерии над 1 MW. По този начин BESS се превръщат от предполагаем риск за напрежението в инструмент за неговото управление, при съчетаване на сигурност и технологична неутралност.

Комисията приема за неотнормисими/неоснователни възраженията относно публикуваната информация от ЕСО ЕАД и съкращаването на сроковете в доклада, като мотиви в тази връзка са изложени по-горе.

Комисията приема по принцип останалите предложения на „Инвесто Партнърс“ ЕАД с уточнението, че същите са вече в достатъчна степен отразени в доклада и не се налага той да бъде изменян. Както е посочено и по-горе, конкретните решения ще бъдат разработени и подложени на обществено обсъждане в производствата по изменение и допълнение на относимите нормативни актове, приемани от КЕВР.

„РИТЪМ-4-ТБ“ ООД предлага ПУЕЕС и тръжните правила да бъдат адаптирани към ограничените енергийни резерви (Limited Energy Reservoirs). Според дружеството са необходими ясни технически условия и процедури за предварителна квалификация за FCR, aFRR и mFRR, за двупосочен положителен и отрицателен резерв, както и за краткосрочни и вътрешнодневни продукти за разполагаемост. BESS следва да могат да резервират част от мощността и енергията си за ЕСО ЕАД, без да бъдат блокирани за неоправдано дълги периоди, несъобразени с технологията и наличния енергиен капацитет.

Според дружеството пазарният модел следва да разграничава плащане за резервирана и доказано налична мощност (MW за съответния период) от плащане за действително активирана балансираща енергия (MWh), като е нужно да се уредят възстановяването на нивото на заряд след системна активация и сетълментът на използваната за това енергия, както и евентуално компенсиране на икономически обосновани разходи за допълнителни цикли и деградация. Така собствениците ще имат стимул да запазват капацитет за системни нужди, вместо почти изцяло да го насочват към арбитраж на пазарите „Ден напред“ и „В рамките на деня“.

„РИТЪМ-4-ТБ“ ООД счита, че КЕВР и ЕСО ЕАД следва да анализират и разработят технологично неутрални механизми за бърз честотен отговор (FFR), синтетична инерция и grid-forming функции, когато съоръженията ги поддържат, както и за участие в плана за защита и възстановяване. Дружеството обръща внимание, че въздействието на BESS при зареждане не следва да се разглежда само като техническо ограничение, тъй като подходящите преобразуватели могат активно да подпомагат напрежението. Намира, че задължителният минимум по условията за присъединяване трябва да се разграничи от допълнителната платена услуга, заявявана от оператора. „РИТЪМ-4-ТБ“ ООД обръща внимание, че допустимите режими могат да включват зададен Q или cos ϕ , характеристика Q(U), поддържане на зададена стойност/диапазон на напрежението и поглъщане или отдаване на реактивна мощност. В тази връзка сочи, че за всяка услуга са необходими прозрачни правила за предварителна квалификация, активиране, измерване, проверка на изпълнението, сетълмент и възнаграждение.

Според дружеството локалната гъвкавост трябва изрично да обхваща BESS, присъединени към електропреносната мрежа. ЕСО ЕАД следва да може конкурентно и

недискриминационно да възлага услуги по възли или зони за управление на претоварвания и ограничения, локално напрежение, намаляване на принудителното ограничаване на производство, осигуряване на резерв в райони с ограничен капацитет и реакция при аварийни или предаварийни режими, когато това е по-бързо или икономично от други коригиращи действия. „РИТЪМ-4-ТБ“ ООД посочва също, че се допуска съвместяване на приходи от технически съвместими услуги, но без едни и същи физически MW и една и съща реакция да се отчитат или заплащат два пъти, като контролът следва да се осигури чрез графици, телеметрия, команди за активиране, измерване и сетълмент.

На следващо място предлага да бъде включена мярка за анализ и разработване на регулаторна, техническа и пазарна рамка за допълнителни услуги от BESS – FFR, регулиране на напрежението и реактивната мощност, локална гъвкавост и други услуги за сигурността на системата. Дружеството счита, че отговорни институции следва да бъдат КЕВР и ЕСО ЕАД, със срок 2026 – 2027 г. и очакван резултат – прозрачен, пазарно ориентиран и технологично неутрален механизъм с правила за квалификация, активиране, измерване, контрол на изпълнението, сетълмент и заплащане.

„РИТЪМ-4-ТБ“ ООД посочва, че предварително квалифицирана BESS би резервирала диапазон на активна мощност и енергия за бърза двупосочна реакция, честотна поддръжка, локални ограничения и, при техническа възможност, напрежение и реактивна мощност, посочените ориентировъчни параметри са: минимум 1 MW; работа нагоре и/или надолу, симетрично или асиметрично според състоянието на заряд; резервирана енергия поне за 1 час при договорената мощност; целево състояние на заряд 30 – 70% и номинална работна точка около 50% (не задължително за всеки продукт); реакция до 1 секунда за бърз и до 30 секунди за стандартен продукт; достигане на договорената мощност за 1 – 5 секунди при бързия продукт; минимална активация 15 минути, с отделни правила за FFR/FCR, а максималната продължителност да зависи от договорените MWh. Дружеството посочва също, че се изискват дистанционно управление по защитен канал и телеметрия в реално или близко до реалното време за P, Q, U, състояние на заряд, налична мощност и статус, като ориентировъчната точност е $\pm 2-5\%$ от зададената стойност, а възстановяването на състоянието на заряд – за 60 – 120 минути, когато системните условия го позволяват. След предварителна квалификация ДБУ предлага MW за часови или вътрешнодневни периоди; при избор поддържа договорената мощност и състоянието на заряд, а ЕСО ЕАД активира автоматично или диспечерски нагоре/надолу. „РИТЪМ-4-ТБ“ ООД отбелязва, че изпълнението се доказва чрез телеметрия и търговско измерване, след което се прилагат правилата за възстановяване на състоянието на заряд, а възнаграждението се предлага в два компонента – разполагаемост (евро/MW/h) и активирана енергия (евро/MWh), с възможен трети компонент за доказани разходи от деградация, като цените следва да се определят конкурентно, а не като фиксирани административни стойности. За реактивна мощност дружеството предлага отделен модул над задължителния минимум, включително плащане за резервиран капацитет (евро/MVAr/h) и при необходимост за реактивна енергия (евро/MVarh). „РИТЪМ-4-ТБ“ ООД счита, че може да се започне с BESS, пряко присъединени към електропреносната мрежа, а след 6–12 месеца КЕВР и ЕСО ЕАД да оценят разполагаемостта, точността и времето за реакция, активациите, системния ефект и разходите. Дружеството уточнява, че всички числови стойности в примера са изрично илюстративни проектни параметри, които подлежат на окончателно определяне от ЕСО ЕАД след анализ и изпитвания, а не установени изисквания от доклада на КЕВР.

Комисията приема по принцип предложенията на „РИТЪМ-4-ТБ“ ООД с уточнението, че същите са вече в достатъчна степен отразени в доклада и не се налага той да бъде изменян. Както е посочено и по-горе, конкретните решения ще бъдат разработени и подложени на обществено обсъждане в производствата по изменение и допълнение на относимите нормативни актове, приемани от КЕВР.

Комисията оценява изразената позиция по въпросите, свързани с предоставянето на допълнителни услуги, различни от контрол на честотата. Макар същите да не попадат пряко в обхвата на настоящия доклад, КЕВР отчита тяхната нарастваща значимост за развитието и сигурната експлоатация на електроенергийната система.

Марио Костадинчев счита, че предварителната оценка на ССЕБ и другите ресурси с ограничен енергиен запас следва да доказва реално предоставимата услуга за конкретния интервал, а не само номиналната мощност. Посочва, че е необходимо да се отчитат използваемият енергиен капацитет, степента на заряд и допустимите ѝ граници, отделната мощност нагоре и надолу, продължителността, времето за реакция и скоростта на изменение, ограниченията при повтарящи се цикли и възстановяването, допустимият внос и износ в точката на присъединяване, активните защиты и аларми, както и качеството и навременността на данните. Марио Костадинчев предлага отделна и асиметрична квалификация по посоки и задължително актуализиране при промяна на заряда, температурата, техническото или комуникационното състояние, мрежовите ограничения и вече поетите ангажменти, като остарели данни не трябва да могат да се използват. Посочва, че локалната система трябва да провери източника, версията и валидността на заявката, текущата способност, защитите и местните ограничения, да я приеме, намали или откаже и след изпълнението да извърши обратно прочитане и измервателно потвърждение, като при неизвестно състояние команда не следва да се повтаря автоматично.

Заинтересованото лице предлага централен портфейлен слой да прогнозира и разпределя общия ангажимент, да резервира мощност и енергия, да управлява плановете и да поддържа доказателствени записи, а независима локална система на всеки обект да нормализира данните, да проверява техническата способност и безопасността, да преобразува приетия план в конкретни команди и да осигурява безопасен режим и журнал, а централната система не трябва да записва пряко в специфичните интерфейси на полевите устройства. Счита, че в ПТЕЕ, ПУЕЕС, ПУЕРМ и техническите процедури следва да се въведе общ жизнен цикъл – от техническа готовност, деклариране, номиниране и резервиране, през локално приемане или отказ и физическо изпълнение, до верификация, сетълмент и освобождаване; съобщенията трябва да носят версия на модела, идентификатори на ресурса и операцията, време и период на валидност, поредност, произход и качество на данните; регистър на резервираната мощност и енергия трябва да предотвратява двойно ангажиране, а съвместяването на приходи да е допустимо само без физически или времеви конфликт и без двойно заплащане на една и съща реакция.

Марио Костадинчев посочва, че за ресурси в електроразпределителните мрежи следва да има обмен на технически данни още при предварителната оценка, видимост за заявената разполагаемост и оперативно съобщаване на локални ограничения. Правилата трябва да уреждат приоритета и отговорността при конфликт между системна активация и мрежова сигурност, както и финансовото третиране, когато ограничението не зависи от ДБУ или агрегатора. Отбелязва също, че ограниченията на ОРМ трябва да са технически обосновани, локализирани, ограничени във времето, документиращи и контролируеми, а случаите на неосъществена активация по мрежова причина трябва да се регистрират. Локалната система следва да може мотивирано да намали или откаже опасна активация, а продуктите за локална гъвкавост следва предварително да определят зоната, посоката, мощността и енергията, времето и реакцията, начина на активиране, измерването, верификацията и сетълмента, референтната методика и взаимодействието с балансиращия пазар. Допълва, че едновременно участие в различни услуги е допустимо при достатъчен капацитет и ясни правила за приоритет и резервиране.

На следващо място обръща внимание, че за управляемото потребление и агрегирани малки клиенти са необходими публични и версионирани методики, които посочват използваните периоди и измервателни точки, качеството и пълнотата на данните, изключенията и корекциите, коригираното и некоригираното референтно потребление, ефекта на отскока и отклонението от заявения резултат. Липсващи или невалидни данни

не трябва да се заместват с нула, създаваща привидно изпълнение, а при недостатъчно покритие резултатът следва да е неустановим или неподлежащ на сетълмент. Посочва също, че при ССЕБ верификацията трябва да обхваща заявена и постигната мощност, реакция и скорост на изменение, продължителност и енергия, заряд преди и след активацията, точност на следване, възстановяване, ограничения и качество на данните.

Според Марио Костадинчев едновременната реакция на множество ССЕБ, зарядни точки, термопомпи и промишлени товари може да създаде локален или вторичен пик и колебателно включване и изключване. В тази връзка предлага ограничения на общата скорост на изменение и мощността в точката на присъединяване, стъпаловидно активиране и възстановяване, минимални интервали, нечувствителни зони и закъснения, временно спиране при колебания и безопасен режим при загуба на връзка. Счита, че сценарийните изпитвания трябва да проверяват едновременната реакция, вторичните пикове и времето за възстановяване на целия портфейл.

Обръща внимание, че интелигентните електромери следва да се разглеждат не само като средство за дистанционно отчитане и фактуриране, а като основа за активни клиенти и независимо агрегиране. Намира, че минималните функции следва да включват двупосочно измерване с подходящ сетълмент интервал, надеждна времева синхронизация, правила за качество и заместване на данни, своевременно достъп на клиента и упълномощен от него агрегатор, стандартизирани интерфейси, възможност за по-кратки оперативни данни и видимост за прекъсванията, при защита на достъпа, личните данни и журнала. Счита, че приоритетно следва да се оборудват активни клиенти със собствено производство или ССЕБ, зарядни центрове, управляеми малки небитови клиенти и райони с мрежови ограничения. В тази връзка предлага при оценката на ползите да се включат отложеното усилване на мрежата, загубите, балансирането, ограничаването на производство, по-бързото присъединяване и по-доброто използване на мрежовия капацитет.

Марио Костадинчев предлага пазарните продукти ясно да отделят резервираната мощност, действително активираната балансираща енергия и качеството на изпълнението – реакция, точност, продължителност и следване на сигнала. Счита, че разполагаемост за ССЕБ не трябва да се заплаща без доказан енергиен запас и продължителност, а точното и бързо изпълнение следва да бъде отчетено.

Според заинтересованото лице киберсигурността е условие за дистанционно управление, агрегация и локална гъвкавост. Като основание са посочени Делегиран регламент (ЕС) 2024/1366, Актът за киберустойчивост (Регламент (ЕС) 2024/2847) и европейският инструментариум за сигурност на веригите на доставки. Намира, че данните на Европейската комисия, съгласно които 70% от инверторите в Европа са били от китайски доставчици и че двама такива доставчици са имали дистанционен достъп до 168 GW фотоволтаична мощност, не доказват злонамереност, а концентрационен риск. Посочен е и литовският режим за недопускане на дистанционен достъп от рискови държави до съоръжения над 100 kW. Не предлага обща забрана според държавата на производство – базовите изисквания са еднакви, а допълнителната оценка на високорисков доставчик трябва да се основава на актове на компетентните органи, не на самостоятелна преценка на КЕВР. За всеки управляван ресурс следва да се изискват актуален регистър на устройствата, фърмуера, сертификатите, интерфейсите, външните адреси, облачните зависимости и администраторите и схема на реалните връзки. Собственикът трябва да може да отнема достъпа, сервизните сесии да са временни, с минимални права и пълен журнал, локалната функция да се запазва без облака, полевите устройства да не са пряко достъпни от интернет или агрегатора, изходящите връзки да са по разрешителен списък и да се наблюдават, наблюдението и управлението да са логически разделени, управлението да минава през шлюз с разрешени команди и диапазони. Командите трябва да са идентифицирани, версионирани, ограничени във времето и криптографски защитени срещу повторение и конфликт, а актуализациите – подписани, изпитани, проследими и при възможност обратими, при обявен срок на

поддръжка и процедура за уязвимости. Следва да се следи концентрацията по производител, облак, фърмуер, агрегатор и комуникационен канал и да се прилагат разделяне на портфейли, многодоставчиков подход и сценарийни изпитвания. За съществуващото оборудване, без автоматично извеждане от експлоатация, се предлага преходен режим, включващ инвентаризация, прекратяване на ненужните връзки, мрежово разделяне, независим локален шлюз, изпитване без облака и план за замяна. Когато неконтролируем канал или критична облачна зависимост не могат да бъдат компенсирани, следва да се ограничи дистанционното участие, да не се допуска критична услуга или да се изиска поетапна замяна. Локалният слой намалява риска, но не обезврежда скрит модем, компрометиран фърмуер или хардуерна функция извън неговия контрол, поради което за тях са необходими независима проверка, анализ на мрежовия и радиочестотния трафик, одит и план за замяна.

На следващо място предлага поетапен технологично неутрален регулаторен пилотен проект, който да обхване пазарните, мрежовите, измервателните, договорните и киберсигурностните изисквания и да премине през четири етапа: наблюдение само за четене; историческо проиграване и наблюдателен режим без физически команди; контролирани изпитвания с ограничени мощност и продължителност; и пилотно предоставяне на услуга от предварително квалифицирани ресурси. Преходът трябва да става само по предварителни критерии и изрично решение. Задължителните сценарии обхващат остарели или противоречиви данни, загуба на комуникация и време, повторена или разместена команда, рестартиране при неизвестно състояние, изчерпан заряд, локално ограничение и конфликт на активации, частичен отказ, ефект на отскока, неоторизиран източник, недостъпен облак, проблемна актуализация, нов недеклаиран интерфейс и двойно резервиране. Показателите следва да измерват качеството на телеметрията, реалната мощност и енергия, реакцията и точността, референтното потребление и отскока, мрежовите ограничения, командните аномалии, пълнотата на доказателствения запис и технологичната концентрация. Резултатите да послужат за информационния модел, съобщенията, правилата на ОПС/ОРМ, измерването, резервирането, киберсигурността и заводските и площадковите приемни изпитвания.

Марио Костадинчев предлага в Таблица 3 да се добавят конкретни изисквания за ограничен енергиен запас, общ жизнен цикъл и обмен на данни, координация между ОПС и ОРМ, регулаторен пилотен проект и киберсигурност, а в Таблица 22 – версионирани референтни методики, синхронна реакция и отскок, стандартизирана локална гъвкавост, функционални изисквания към електромерите, защитено дистанционно управление, правила срещу двойно резервиране и преходен режим за съществуващото оборудване. Основните мерки да са със срок 2026-2027 г., пилотният проект да започне през 2027 г., а преходният режим да обхване 2026-2028 г. Според конкретната мярка участниците са КЕВР, ЕСО ЕАД, ОРМ, други компетентни органи и пазарните участници. КЕВР следва ежегодно да публикува показатели за реалния пазарен достъп, качеството на данните и изпълнението, мрежовите ограничения, концентрационния риск и инцидентите. Последващите изменения на ПТЕЕ, ПУЕЕС, ПУЕРМ, методиките и информационните модели трябва да се консултират отделно, а неприетите предложения да бъдат мотивирани в обобщаващата справка.

Комисията приема по принцип направените предложения, като същите ще бъдат взети предвид при последващите анализи и при планираните дейности по усъвършенстване на нормативната уредба.

Издавания по т.1.:

Докладва Юл. Стоянов. По посочените реформа и ключов етап от Националния план за възстановяване и устойчивост на Р България, на 27-и юли КЕВР е приела проект доклад, който на същата дата е публикуван на интернет страницата на Комисията. В изпълнение на разпоредбите на чл. 14 от Закона за енергетиката, на 31-и юли КЕВР е провела процедура по обществено обсъждане със заинтересованите лица на проекта на

доклад. В законоустановения срок след проведеното обществено обсъждане в Комисията са постъпили общо 9 становища, които са подробно описани и разгледани в настоящия доклад. Почти без изключение становищата съдържат предложения, свързани с участието на електрохимичните съоръжения за съхранение на електрическа енергия на балансиращия пазар, като основните искания са за съкращаване на предвидените в доклада срокове за изменения в нормативната уредба и тръжните правила на преносния оператор. Същите, както и някои други предложения, не са приети или са приети по принцип, като мотиви в тази връзка са изложени в настоящия доклад, т.е. не са извършвани промени в приетия от Комисията доклад след провеждане на общественото обсъждане.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 43, ал. 6 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да обсъди и приеме следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад;

2. Да приеме доклад относно регулаторните условия за участието на системите за акумулиране на енергия и промишлените потребители на балансиращия пазар, разходите и ползите от инсталирането на интелигентни измервателни уреди и мерките за оптимизация на потреблението.

Бл. Голубарев поздрави работната група за положения труд. Това дава насока за едни бъдещи изменения, които са видни от натрупаната критична маса. Както се вижда, предложенията са за ускоряване на този процес. Интересът за участието на батериите в регулирането е много голям и това е бъдещето. Това е началото на един качествено нов етап в регулирането, строго профилиран. И тук основна роля трябва да бъде на ЕСО ЕАД, който го чака доста работа в тази насока.

Пл. Младеновски посочи, че действително има голям интерес от страна на батериите за регулиране, но председателят счита, че те първо трябва да се докажат. След като толкова много искат да участват в регулирането, Пл. Младеновски счита, че големият интерес е продиктуван от това да получават някакви средства за разполагаемост. Комисията следва да не им плаща за разполагаемост и да се види дали тогава ще искат да участват в регулирането. Това е основното, защото тези маржове, които в момента реализират от арбитража на пазара „Ден напред“ и на интрадей пазара, няма да продължат вечно. Пл. Младеновски счита, че изхождат от това, както в Италия, едва ли не операторът трябва да им ги вземе под наем и да ги използва за регулирането. За момента, след като чисто пазарно и други участници могат да се класират там, председателят не мисли, че трябва да има допълнителни финансови стимули за батериите за участието им на балансиращия пазар.

Пл. Младеновски попита какви са следващите стъпки с този доклад. Изпраща се на Европейската комисия и се публикува на страницата на КЕВР?

Юл. Стоянов отговори, че ще се изпрати на хората, които осъществяват официална комуникация с Европейската комисия.

Пл. Младеновски попита къде ще бъде публикуван на страницата на Комисията. Докладът вече е бил публикуван за общественото обсъждане. Председателят счита, че докладът има характера на решение и трябва да бъде публикуван в раздел Решения.

Р. Тоткова предложи да се запише: Решение по протокол №208 от 21.08.2026 г., т.1 относно:...

Пл. Младеновски установи, че няма други изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

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

РЕШИ:

1. Приема доклад относно изпълнение на Реформа C13.R3: Функциониране на балансиращия пазар и оптимизацията на потреблението, ключов етап 351 от изменения Национален план за възстановяване и устойчивост на Р България;

2. Приема доклад относно регулаторните условия за участието на системите за акумулиране на енергия и промишлените потребители на балансиращия пазар, разходите и ползите от инсталирането на интелигентни измервателни уреди и мерките за оптимизация на потреблението.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев, Димитър Кочков.

Решението е взето с **три гласа „за“** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев - за, Димитър Кочков - за), от които **един глас** (Благой Голубарев) на член на Комисията със стаж в енергетиката.

По т.2. Комисията разгледа доклад относно **проект на Наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране.**

В изпълнение на ангажиментите за реформа във водоснабдяването и канализацията по Националния план за възстановяване и устойчивост, Народното събрание на Република България прие Закон за изменение и допълнение на Закона за водите (ЗИДЗВ, обн. ДВ, бр. 52 от 08.06.2026 г., в сила от същата дата), с преходните и заключителните разпоредби на който бяха направени изменения и допълнения в Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги (ЗРВКУ). Доколкото един от елементите на реформата във водоснабдяването и канализацията е консолидация на обособените територии за предоставяне на ВиК услуги на територията на Р България, с приетите изменения и допълнения се въвеждат законова дефиниция на консолидацията, методика за оценка на възможностите за консолидация и рамка за регулаторни стимули. По смисъла на § 16 от Допълнителните разпоредби на ЗРВКУ „консолидация на обособени територии“ е процес на обединяване чрез присъединяване на две или повече обособени територии за предоставяне на ВиК услуги, извършен по инициатива и със съгласието на съответните асоциации по ВиК, общини и собственици на ВиК мрежи и съоръжения, с цел повишаване на качеството на услугите, подобряване на ефективността на управлението, оптимизиране на разходите и увеличаване на инвестиционния капацитет, при запазване на принципа, че на територията на всяка обособена територия ВиК услугите се предоставят само от един оператор. За изпълнение на поставената цел се регламентира, че територията на страната се разделя на обособени територии, като на една територия оперира само един ВиК оператор и се определя понятието „обособена територия“, което обхваща както община, така и област. Същевременно новото определение за „обособена територия“ установява минимален териториален обхват за предоставяне на ВиК услуги и не следва да се тълкува като ограничаване на консолидацията до общинско ниво, а целта на реформата във водоснабдяването и канализацията остава поетапното постигане на консолидация на областно ниво. Важен момент, свързан с изпълнението на консолидацията, е, че с промените в ЗВ и ЗРВКУ консолидацията не е определена като задължение, а като възможност, която ще се насърчава. В тази връзка са регламентирани стимули за консолидация, като в чл. 11а, ал. 2 от ЗРВКУ са посочени два такива стимула на ниво закон – признаване на разходи, свързани с консолидацията и по-дълъг период на

валидност на бизнес плана по чл. 10, ал. 1 от ЗРВКУ и също така е предвидено, че други механизми за консолидация ще бъдат въведени с наредба, приета от Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията). Самите стимули е предвидено да бъдат прилагани от КЕВР в процеса на одобряване на бизнес плановете на ВиК операторите. Тяхното прилагане не е автоматично, а ще се основава на обективни критерии и доказани икономически, технически и социални ползи.

Горното налага КЕВР да приеме наредба по чл. 11а, ал. 2, т. 3 от ЗРВКУ, при отчитане на изискванията на Закона за нормативните актове (ЗНА). В тази връзка сформиранията със Заповед № 3-В-5 от 27.07.2026 г. работна група е изготвила доклад и проект на Наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране (проект на наредба).

Докладът и проектът на наредба, както и съдържащите се в доклада мотиви към проекта на нормативния акт, са приети от КЕВР с решение по Протокол № 193 от 31.07.2026 г., т. 1.

На 31.07.2026 г. проектът на наредба, ведно с доклада, съдържащ мотивите, са публикувани на интернет страницата на КЕВР. Също така, в рамките на обществената консултация проектът на наредба и докладът към него са публикувани и на Портала за обществени консултации със срок за предложения и становища от 31.07.2026 г. до 14.08.2026 г.

В изпълнение на разпоредбите на чл. 14 от ЗЕ, на 06.08.2026 г. КЕВР е провела процедура по обществено обсъждане със заинтересованите лица на проекта на наредба и доклада. На проведеното обсъждане участие е взел представител на „Български ВиК холдинг“ ЕАД, който е изразил положително становище по проекта на наредба.

В определения срок за предложения и становища в Комисията са постъпили становища с вх. № В-12-00-252 от 12.08.2026 г. от Т. Добрев, изпратено по електронна поща, с вх. № В-07-00-54 от 12.08.2026 г., постъпило чрез СЕОС, от Община Сандански, чрез Атанас Стоянов – кмет, като документът е подписан и от Димитър Димитров – управител на общинско дружество „УВЕКС“ ЕООД, с вх. № В-04-47-2 от 14.08.2026 г., постъпило чрез СЕОС, от Националното сдружение на общините в Република България и с вх. № В-07-33-1 от 19.08.2026 г., постъпило чрез куриер, от Община Петрич, чрез Димитър Бръчков – кмет, като документът е подписан и от инж. Ивайло Христов – управител на „ВиК“ ЕООД, гр. Петрич.

В определения срок на Портала за обществени консултации не са публикувани становища.

Във връзка със становищата от заинтересованите лица по проекта на наредба и по доклада към него, подробни мотиви са изложени в справка за отразяване на постъпилите предложения и становища от обществените консултации по чл. 26, ал. 5 от ЗНА и по чл. 14 от ЗЕ, неразделна част от настоящия доклад, която съдържа конкретните предложения на лицата с мотивите към тях, както и мотиви на КЕВР за отхвърлянето на неприетите предложения.

След обсъждане и анализ на относимите факти и обстоятелства се установи следното:

Съгласно чл. 28, ал. 1 и ал. 2 от ЗНА проектът на нормативен акт се внася за обсъждане и приемане от компетентния орган заедно с мотивите, съответно доклада към него и предварителната оценка на въздействието по чл. 20 от ЗНА, като мотивите, съответно докладът, следва да съдържат: причините, които налагат приемането; целите, които се поставят; финансовите и други средства, необходими за прилагането на новата уредба; очакваните резултати от прилагането, включително финансовите, ако има такива; анализ за съответствие с правото на Европейския съюз. Предвид разпоредбата на § 5 от Преходните и заключителните разпоредби към ЗНА, за приеманите от КЕВР подзаконови нормативни актове не се изисква изготвяне на предварителна оценка на въздействието по чл. 20 от ЗНА.

Във връзка с горното, в настоящия доклад са изложени мотивите за приемането на проект на наредба по чл. 11а, ал. 2, т. 3 от ЗРВКУ, както следва:

1. Причини, които налагат приемането на наредба по чл. 11а от ЗРВКУ:

Като част от реформата във водоснабдяването и канализацията е регламентиран нов подход за постигане на целта за консолидиране на обособените територии за предоставяне на ВиК услуги, по смисъла на който консолидацията не е определена като задължение, а като възможност, която ще се насърчава чрез стимули. Предвидено е процесът да се регулира чрез два изцяло нови акта – методика за оценка на възможностите за консолидация, приета от министъра на регионалното развитие и благоустройството съвместно с КЕВР (§ 6 от Преходните и заключителните разпоредби към ЗИДЗВ, обн. ДВ, бр. 52 от 2026 г.), и наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране, приета от КЕВР (чл. 11а от ЗРВКУ).

2. Целите, които се поставят:

С проекта на наредба по чл. 11а от ЗРВКУ се цели да се уредят обществените отношения, възникнали вследствие на гореописаните изменения и допълнения на ЗВ и ЗРВКУ, като се регламентируют видовете стимули, които КЕВР може да прилага за ВиК оператори, предоставящи ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране; условията и реда за заявяване, оценяване, прилагане, изменение и прекратяване на стимулите, както и контрола по изпълнението на условията, при които са предоставени стимулите.

В тази връзка, с оглед яснота и прецизност, както и за разграничаване от стимулите, които ще се предоставят от държавата на общините, които участват в процеса по консолидация, проектът на наредба е озаглавен Наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране.

Проектът на наредба е структуриран систематично в пет отделни глави, в които последователно са регламентирани общите положения относно предмета, целите и принципите за осъществяване на дейностите по наредбата; видовете регулаторни стимули, които КЕВР може да приложи спрямо ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране; реда за предоставяне на стимулите; условията и реда за изменение и прекратяване на стимулите и за контрол по изпълнението на условията, при които са предоставени стимулите.

Глава първа от проекта на наредба е озаглавена „Общи положения“ и се състои от чл. 1 – чл. 4. Тази глава има за цел да уреди предметния обхват, както и целите и принципите за осъществяване на дейностите по наредбата. Предвидено е, че стимулите по тази наредба се прилагат с цел насърчаване на процесите по консолидиране на обособените територии в съответствие с държавната политика за консолидация и с изискванията на ЗРВКУ. Принципите за осъществяване на дейностите, свързани с прилагането на стимули по тази наредба, са формулирани на базата на изискванията в новия чл. 9а от ЗРВКУ (обн. ДВ, бр. 52 от 2026 г., в сила от 08.06.2026 г.), според който Комисията насърчава процесите по консолидация на обособени територии, водещи до: подобряване качеството на ВиК услугите; намаляване на оперативните разходи за дейността; повишаване на инвестиционния капацитет и финансовата стабилност на ВиК оператора; постигане на по-висока ефективност при управлението на активите и постигане на разходоориентирана и социално поносима цена на ВиК услугите. В чл. 4 е предвидено, че стимулите се прилагат за процеси по консолидация по смисъла на § 16 от Допълнителните разпоредби на ЗРВКУ, които се осъществяват при условията и по реда на действащото законодателство и при спазване на условията и изискванията за предоставяне на съответния стимул.

Глава втора от проекта на наредба е озаглавена „Регулаторни стимули“ и се състои от чл. 5. Тази глава има за цел да създаде детайлна регламентация на стимулите, които КЕВР може да приложи спрямо ВиК оператор. В чл. 5, ал. 1 се регламентира приложението на стимулите спрямо лицата, като е предвидено, че КЕВР може да приложи стимули за ВиК оператор, който предоставя ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране. В ал. 2 се посочва кога се прилагат стимулите, а именно - при одобряване или при изменение на бизнес план, когато процесът по консолидиране е предвиден в представения в КЕВР проект на бизнес план. В ал. 3 детайлно се регламентират видовете стимули.

Глава трета от проекта на наредба е озаглавена „Ред за прилагане на стимулите“ и се състои от чл. 6 – чл. 10. Целта на разпоредбите е да се регламентира процедурата за предоставяне на стимулите. Прилагането на стимули по наредбата е предвидено като правна възможност, която се реализира по искане на ВиК оператор, който предоставя ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на обособена територия, която е в процес на консолидиране, като искането се подава едновременно със заявление за одобряване на бизнес план по чл. 10, ал. 1 от ЗРВКУ или със заявление за изменение на действащ бизнес план, и се разглежда от КЕВР в рамките на съответното административно производство. Същевременно прилагането на стимулите не е автоматично, а ще се основава на извършена от КЕВР проверка относно наличието на консолидирана обособена територия или на процес по консолидиране; съответствието на поисканите стимули с целите на консолидацията, както и необходимостта и икономическата обосновааност на заявените разходи и инвестиции, а също и очакваното влияние върху параметрите на бизнес плана. При извършване на оценката Комисията отчита степента на напредък на процеса по консолидиране, предприетите действия за постигане на един ВиК оператор в рамките на обособената територия и влиянието върху качеството и ефективността на услугите. КЕВР се произнася по искането за прилагане на стимули с решението за одобряване на бизнес плана по чл. 10, ал. 1 от ЗРВКУ, съответно за изменение на действащ бизнес план, като прилага или отказва да приложи стимули на ВиК оператор, който е поискал прилагане на стимули. В случай, че приложи стимули на ВиК оператор, в решението КЕВР определя стимулите, които се прилагат, както и срок и условия за тяхното прилагане. ВиК операторът предоставя на КЕВР информация относно изпълнението на действията по консолидация и влиянието им върху дейността му като част от годишния отчетен доклад за изпълнение на бизнес плана.

Глава четвърта от проекта на наредба е озаглавена „Изменение и прекратяване на стимулите“ и се състои от чл. 11 – чл. 14. Целта е да се уредят хипотезите, при които приложен стимул може да бъде изменен или да бъде прекратено прилагането му, като изменението или прекратяването се извършва с решение на Комисията въз основа на мотивирано искане от ВиК оператора или служебно от КЕВР.

Глава пета от проекта на наредба е озаглавена „Контрол върху прилагането на регулаторните стимули“ и се състои от чл. 15 – чл. 18. Целта е да се регламентира изискване Комисията текущо да контролира прилагането на стимулите, предоставени на ВиК операторите. Предвидено е, че КЕВР осъществява контрол върху прилагането на стимулите, предоставени на ВиК операторите, по реда на ЗРВКУ и на тази наредба. Посочен е обхватът на контрола, който включва проверка на информацията и документите, които ВиК операторът представя във връзка с изпълнението на приложените стимули с годишния отчетен доклад за изпълнението на бизнес плана; наличието и изпълнението на условията, при които е предоставен съответният стимул; изпълнението на действията по консолидация и съответствието на извършените разходи с целите и етапа на процеса по консолидация. Регламентирани са необходимата информация и документи, които ВиК операторите предоставят на Комисията за осъществяване на контрола, както и последващите действия на КЕВР, когато при осъществяване на контрола установи неизпълнение на условията за прилагане на предоставен стимул.

В Преходните и заключителните разпоредби е предвиден преходен режим относно прилагането на наредбата спрямо ВиК оператори, които към датата на влизането ѝ в сила вече предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия, но консолидирането на новоприсъединената територия не е отразено в одобрен или изменен бизнес план, както и за случаите, при които ВиК операторът не е започнал фактически да предоставя ВиК услуги на присъединената територия. Преходният режим обхваща и ВиК оператори, които към дата на влизане в сила на наредбата са в процес на консолидиране и представят за одобряване или изменение бизнес план, включващ новоприсъединена територия. По този начин се запазва възможността тези ВиК оператори да поискат прилагане на предвидените в наредбата стимули при одобряване или изменение на бизнес план, като прилагането им се извършва след преценка на Комисията за наличие на условията и изискванията за съответния стимул.

3. Финансови и други средства, необходими за прилагането на новата уредба:

Прилагането на Наредбата не е обвързано с разходи за държавния бюджет.

4. Очаквани резултати от прилагането:

Приемането и прилагането на наредбата като резултат ще доведе до създаване на необходимата подзаконова уредба за реализиране на практика на предвидените в ЗРВКУ стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране. По този начин ще се осъществи насърчаване на процесите по консолидиране на обособени територии, водещи до подобряване качеството на ВиК услугите, намаляване на оперативните разходи за дейността, повишаване на инвестиционния капацитет и финансовата стабилност на ВиК оператора, постигане на по-висока ефективност при управлението на активите и постигане на разходоориентирана и социално поносима цена на ВиК услугите. За ВиК операторите наредбата ще създаде яснота и сигурност относно условията и реда за предоставяне и контрол върху прилаганите стимули, както и относно хипотезите, при които стимулите могат да бъдат изменяни или прекратявани.

5. Анализ за съответствие с правото на Европейския съюз:

Проектът на наредба не е съпроводен с отделна справка за съответствие с правото на Европейския съюз, тъй като с него не се въвеждат мерки по транспониране на актове на ЕС.

Изказвания по т.2.:

Докладва С. Маринова. Представеният проект на Наредба е изготвен на основание чл. 11а, ал. 2, т. 3 от ЗРВКУ. Докладът и проектът на Наредба са приети от КЕВР с решение по Протокол № 193 от 31.07.2026 г., т. 1., и са публикувани на интернет страницата на КЕВР и на Портала за обществени консултации. На 06.08.2026 г. КЕВР е провела обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ. На проведеното обсъждане участие е взел представител на „Български ВиК холдинг“ ЕАД, който е изразил положително становище по проекта на Наредба. В рамките на проведените процедури в Комисията са постъпили 4 писмени становища – от Т. Добрев - гражданин, от Община Сандански, от Националното сдружение на общините в Република България и от Община Петрич. Писмените становища и предложения са систематизирани в приложена Справка по чл. 26, ал. 5 от Закона за нормативните актове и по чл. 14 от Закона за енергетиката. В нея са изложени конкретни и подробни мотиви за отхвърляне на всяко от направените предложения. В резултат на проведените обществени консултации и обществено обсъждане не се предлагат промени в проекта на Наредба.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 11а, ал. 2, т. 3 от Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги, чл. 26 от Закона за нормативните актове и чл. 35, ал. 6, т. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, работната група предлага на Комисията да обсъди и приеме следните решения:

1. Да приеме настоящия доклад.

2. Да приеме Наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране

3. Наредбата по т. 2 да бъде изпратена в „Държавен вестник“ за обнародване.

Д. Кочков благодари на всички, които са работили по Наредбата, и ги поздрави за бързата и успешна работа.

Пл. Младеновски установи, че няма други изказвания и подложи на гласуване проекта на решение.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 11а, ал. 2, т. 3 от Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги, чл. 26 от Закона за нормативните актове и чл. 35, ал. 6, т. 1 от Правилника за дейността на Комисията за енергийно и водно регулиране и на нейната администрация, Комисията

РЕШИ:

1. Приема доклад относно проект на Наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране;

2. Приема Наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране;

3. Наредбата по т. 2 да бъде изпратена в „Държавен вестник“ за обнародване.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Пламен Младеновски и членовете на Комисията Благой Голубарев, Димитър Кочков.

Решението е взето с **три гласа „за“** (Пламен Младеновски - за, Благой Голубарев - за, Димитър Кочков - за), от които **един глас** (Димитър Кочков) на член на Комисията със стаж във ВиК сектора.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1. както следва:

1. Приема доклад относно изпълнение на Реформа C13.R3: Функциониране на балансиращия пазар и оптимизацията на потреблението, ключов етап 351 от изменения Национален план за възстановяване и устойчивост на Р България;

2. Приема доклад относно регулаторните условия за участието на системите за акумулиране на енергия и промишлените потребители на балансиращия пазар, разходите и ползите от инсталирането на интелигентни измервателни уреди и мерките за оптимизация на потреблението.

По т.2. както следва:

1. Приема доклад относно проект на Наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране;

2. Приема Наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране;

3. Наредбата по т. 2 да бъде изпратена в „Държавен вестник“ за обнародване.

Свързани документи: (електронни документи, регистрирани в автоматизираната информационна система Archimed eDMS):

1. Доклад с вх. № Е-Дк-1432 от 20.08.2026 г. - изпълнение на Реформа C13.R3: Функциониране на балансиращия пазар и оптимизацията на потреблението, ключов етап 351 от Националния план за възстановяване и устойчивост на Р България;

2. Доклад с вх. № В-Дк-186 от 21.08.2026 г. - проект на Наредба за определяне на стимули за ВиК оператори, които предоставят ВиК услуги в рамките на консолидирана обособена територия или на такава, която е в процес на консолидиране.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

X

Благой Голубарев - член на КЕВР

X

Пламен Младеновски - председател на КЕВР

X

Димитър Кочков - член на КЕВР

X

Росица Тоткова - главен секретар на КЕВР

Протоколирал:

X

Антоанета Фикова - главен експерт, АИО,
дирекция "Обща администрация"