



ПРОТОКОЛ

№ 48

София, 14.03.2017 година

Днес, 14.03.2017 г. от 14:03 ч. се проведе закрито заседание на Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията), ръководено от председателя доц. д-р Иван Н. Иванов.

На заседанието присъстваха членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Димитър Кочков и Валентин Петков, и главният секретар Росица Тоткова (без право на глас).

На заседанието присъстваха Е. Маринова – директор на дирекция „Правна“, П. Младеновски – директор на дирекция „Електроенергетика и топлоенергетика“, М. Трифонов – началник на отдел „Цени и лицензии: електрически мрежи, търговия и пазари“, Б. Балабанов – началник на отдел „Контрол и решаване на спорове – електрически мрежи, търговия и пазари“ и експерти на КЕВР.

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

ДНЕВЕН РЕД:

1. Доклад относно приемане на проект на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия и проект на нормативен акт.

Работна група: Пламен Младеновски, Елена Маринова,
Ивайло Александров, Милен Трифонов,
Цветанка Камбурова, Юлиан Стоянов,
Радостина Методиева, Радослав Райков

2. Доклад с вх. № Е-Дк-97/06.03.2017 г. относно проверка на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД за установяване на нарушения на условията на издадените на дружествата лицензии за дейностите „разпределение на електрическа енергия“ и „обществено снабдяване с електрическа енергия“, във връзка с отчитането и фактурирането на количествата електрическа енергия съгласно действащата нормативна уредба, разпоредена със Заповед № З-Е-7/18.01.2017 г. на председателя на Комисията за енергийно и водно регулиране

Докладват: Лъчезар Ралчев, Георги Паунов,
Тонко Тонков, Мария Ценкова,
Мартин Бончев, Даниела Митрова

По т.1. Комисията разгледа доклад относно приемане на проект на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия.

Във връзка със законово вменените й правомощия, залегнали в чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката (ЗЕ), Комисията за енергийно и водно регулиране (КЕВР, Комисията) е приела Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (НРЦЕЕ, Наредбата), която е обнародвана в ДВ, бр. 33 от 5.04.2013 г.

Срещу приетата от КЕВР Наредба „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е подало жалба пред Върховния административен съд (ВАС), с която е поискало отмяна на НРЦЕЕ в цялост, поради нарушение на административнопроизводствените правила при нейното приемане, алтернативно отмяна на отделни нейни разпоредби, поради противоречие с материалния закон.

С Решение № 7799 от 27.06.2016 г. по адм. дело № 12511 от 2013 г. на ВАС, Четвърто отделение, оставено в сила с Решение № 13033 от 01.12.2016 г. по адм. дело № 9073 от 2016 г. на ВАС, Петчленен състав, по подадената жалба на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД съдът е отменил НРЦЕЕ. Видно от мотивите на посочените съдебни решения, ВАС е установил, че при приемането на НРЦЕЕ от КЕВР е допуснато съществено нарушение на административнопроизводствените правила, изразяващо се в неспазване на правилата, предвидени в чл. 26, ал. 2 и в чл. 28 от Закона за нормативните актове (ЗНА).

Според съда, от съдържанието на мотивите към проекта на НРЦЕЕ не може да се установи дали е спазено изискването, предвидено в чл. 28, ал. 2 от ЗНА, в приложимата редакция, обн. ДВ, бр. 46 от 12.06.2007 г., тъй като липсва описание на: причините, които налагат приемането на нова наредба, а не изменението на текстове от действаща към момента; целите които се поставят; финансовите и други средства, необходими за прилагането на новата уредба; очакваните резултати от прилагането, както и анализ за съответствие с правото на Европейския съюз.

Съдът посочва, че липсата на мотиви или формално предложени такива, без необходимото им съдържание, изисквано от законодателя в чл. 28, ал. 2 от ЗНА представлява съществено нарушение на административно производствените правила при приемането на Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия.

Така съдът е посочил, че проект на нормативен акт, към който не са приложени мотиви, съответно доклад, по силата на ал. 3 на чл. 28 от ЗНА не следва да се обсъжда от компетентния орган. Мотивите, съответно докладът, заедно с проекта, трябва да са публикувани и да са станали достояние на всички заинтересовани лица, за да могат същите да се запознаят с тях и реално да упражнят правото си на предложения и становища по него.

Освен допуснатото нарушение на чл. 28 при приемането на наредбата, според съда е допуснато и нарушение на чл. от 77 от Административнопроцесуалния кодекс (АПК) във връзка с чл. 26, ал. 2 от ЗНА, задължаващ компетентния орган да издаде нормативен акт, след като обсъди проекта с направените становища, предложения и възражения.

Съдът също така е изложил аргументи, че поради допуснатото съществено нарушение на административнопроизводствените правила, изразяващо се в липсата на същински мотиви и доклад към проекта на нормативния акт, както и непровеждането на обществено обсъждане по правилата, предвидени в чл. 26, ал. 2 и чл. 28 от ЗНА, не може да се произнесе по релевираните доводи за материална незаконосъобразност на оспорените конкретни разпоредби на НРЦЕЕ.

Предвид гореизложената фактическа обстановка е налице липса на подзаконова нормативна уредба, детайлизираща обществените отношения, свързани с методите за регулиране на цените, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и утвърждаването на цените на електрическата енергия. В тази връзка и в изпълнение на изричната законова делегация на чл. 36, ал. 3 от ЗЕ, със заповед № 3-Е-203 от 05.12.2016 г. на председателя на КЕВР е сформирана работна група, която да изготви проект на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия (проект на Наредба) в съответствие с чл. 28 от ЗНА.

Изготвеният проект на Наредба, както и докладът, съдържащ мотивите към него, са приети от КЕВР с решение по Протокол № 24 от 10.02.2017 г. Посочените документи са публикувани на интернет страницата на КЕВР и на Портала за обществени консултации на 10.10.2017 г. Комисията на е провела на 16.02.2017 г. обществено обсъждане по реда на чл. 14 от ЗЕ на проекта на Наредба и доклада. В тази връзка са постъпили становища, както следва: с вх. № Е-13-48-22 от 16.02.2017 г. от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, с вх. № Е-13-31-2 от 24.02.2017 г. от „ЧЕЗ България“ ЕАД, с вх. № Е-14-24-4 от 24.02.2017 г. от „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, с вх. № Е-13-32-3 от 28.02.2017 г. от „ЕВН България“ ЕАД, с вх. № Е-13-01-29 от 28.02.2017 г. от „Национална електрическа компания“ ЕАД, с вх. № Е-13-41-23 от 01.03.2017 г. от „Електроенергиен системен оператор“ ЕАД, с вх. № Е-13-46-6 от 02.03.2017 г. от „Енерго-Про Продажби“ АД и с вх. № Е-13-45-22 от 02.03.2017 г. от „Енерго-Про Мрежи“ АД. В 30-дневния срок за обществени консултации, изтичащ на 13.03.2017 г., на Портала за обществени консултации не са публикувани становища и предложения.

Във връзка с постъпилите становища по проекта на Наредба и по доклада към него, подробни мотиви са изложени в съгласувателна таблица, приложена към настоящия доклад.

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

Съгласно чл. 28, ал. 1 и ал. 2 от ЗНА, в редакцията обн. ДВ, бр. 34 от 2016 г., в сила от 4.11.2016 г., 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 заключителни 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, е изготвен проект на Наредба и мотиви за неговото приемане, които са изложени по-долу в настоящия доклад.

1. Причини, които налагат приемането на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия:

След измененията и допълненията на Закона за енергетиката (обн. ДВ, бр. 54 от 2012 г., в сила от 17.07.2012 г., ЗЕ) на КЕВР са делегирани правомощия по приемане на предвидените в същия закон подзаконови нормативни актове - чл. 21, ал. 1, т. 3 от ЗЕ. Съгласно чл. 36, ал. 3 от ЗЕ методите за регулиране на цените, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и утвърждаването на цените на електрическата енергия се определят с наредба, приета от Комисията. В случая, в изпълнение на изричната си законова делегация по чл. 36, ал. 3 във връзка с чл. 21, ал. 1, т. 3 от ЗЕ и предвид факта, че

последица от посочените по-горе решения на ВАС е необходимостта от детайлно уреждане на обществените отношения във връзка с регулирането и определянето на цените на електрическата енергия чрез множество правни норми, следва да бъде приета нова наредба.

2. Целите, които се поставят:

С проекта на Наредба се цели детайлизиране на регламентирани в ЗЕ и Закона за енергията от възобновяеми източници (ЗЕВИ) правила, свързани с регулирането на цените на електрическата енергия, чрез въвеждане на подзаконовни норми. Проектът на Наредба регламентира механизми, чрез които образуването и утвърждаването на цени на електрическата енергия да се извършва по справедливи, обективни и прозрачни критерии. По този начин, подлежащите на регулиране цени ще са недискриминационни и ще отразяват реално направените разходи от енергийните предприятия.

С проекта на Наредба се регламентират основните методи за регулиране на цените на електрическата енергия, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложенията за цените и за тяхното утвърждаване.

В тази връзка, с оглед яснота и прецизност, проектът на Наредба е структуриран систематично в четири отделни глави. В тези глави логически са описани отделните стъпки, които следва да се предприемат от енергийните предприятия и регулатора, за да се достигне до определянето на цени, които са в съответствие с принципите на ЗЕ, свързани с постигане на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите, както и на равнопоставеност между отделните категории енергийни предприятия.

Първата глава на проекта на Наредбата е озаглавена „Общи положения“. В чл. 1 е определен нейният предметен обхват. В проекта на Наредба са посочени видовете цени, които подлежат на регулиране (чл. 2). Също така са изброени основните методи на регулиране (чл. 3), както и информацията и основните критерии - ал. 5 и ал. 6 на чл. 3 и чл. 4, които следва да бъдат съобразявани от Комисията с оглед постигане на прозрачни и обективни цени на енергийните услуги.

Също така, с цел защита правата на крайните клиенти и постигане на прозрачност, детайлно са посочени компонентите и структурата, от които са съставени съответните цени (чл. 6).

На следващо място, с цел подобряване качеството на доставяната електрическа енергия и избягване на смущенията на електроенергийната система, е определен кръгът от лица, които следва да заплащат за създаваната от тях реактивна енергия, която се отдава в системата, както и начинът за определяне на нейния размер (чл. 7 и чл. 8). По този начин се стимулират лицата, които предизвикват такава енергия да инвестират в намаляването на нейния размер. Така всички крайни клиенти на електроенергийната система ще ползват електрическа енергия с по-високо качество.

Въведени са и норми (чл. 9), които обезпечават ценовото регулиране в контекста на засилените регулаторни правомощия на Комисията по отношение на крайните клиенти, въведени с измененията на ЗЕ от 17.07.2012 г. Посочената разпоредба урежда механизъм, чиято цел е създаване от Комисията на предпоставки за стимулиране енергийните предприятия да предоставят на своите клиенти услугите от обществен интерес, които съответстват на законово установените показатели за качество.

Глава втора от проекта на Наредба, свързана с образуване на цените, е структурирана в три раздела, уреждащи основните моменти и етапи при образуване на цените, които подлежат на регулиране от страна на КЕВР. Така в чл. 10 - чл. 16 са определени основните ценообразуващи елементи, въз основа на които Комисията следва да утвърждава/определя/изменя вменените ѝ от ЗЕ и ЗЕВИ цени. Също така са посочени детайлно разходите, които подлежат на компенсиране, произтичащи от наложени задължения към обществото. В посочените разпоредби детайлно са анализирани и регламентирани отделните ценообразуващи елементи и какво се включва в тях, като целта

е постигане на максимална яснота по отношение на енергийните предприятия и крайните клиенти, относно начина за утвърждаване на цените, които следва да бъдат прилагани. В този смисъл се цели постигане на предвидимост и прозрачност като цяло в стопанския оборот спрямо субекти, по отношение на които не се прилагат основните пазарни механизми.

С оглед постигането на горните цели, които са предвидени в разпоредбите на раздел първи на глава втора от проекта на Наредба, са създадени и следващите два раздела. Така в раздел втори е въведена възможност за енергийните предприятия да предлагат за утвърждаване цени за различни тарифни структури по групи клиенти. Целта на посочената разпоредба е предоставянето на възможност на съответните енергийните предприятия, както да оптимизират своите разходи, така и да задоволят интересите на крайните клиенти при спазване принципите на ЗЕ и ЗЕВИ (чл. 17 - чл. 18).

Последният раздел трети обхваща детайлно описание на материята, свързана с механизма на образуване на отделните видове цени, подлежащи на регулиране. В чл. 19 е описан начинът на образуване на цената за производители на електрическа енергия, която следва да бъде утвърждавана от КЕВР. Заинтересованите енергийни предприятия, които попадат в групата на лицата, за които се създава тази възможност, могат точно и ясно да преценят какви действия да предприемат в тази връзка. Така се постига обвързаност с целените от тях резултати и нивото на инвестиционните разходи за развитието на притежаваните от тях мощности за производство на електрическа енергия.

В проекта на Наредба се съдържат правилата за определяне на преференциалните цени на електрическа енергия, произведена от възобновяеми енергийни източници и комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия (чл. 20 - чл. 24). Избраният подход по отношение на елементите, включени в цените, и стъпките за тяхното определяне, е свързан с факта, че този вид цени засягат всички субекти на територията на Република България.

В следващите разпоредби на раздел трети детайлно е посочен начинът на регулиране на цените на енергийни услуги, като цена за технологични разходи (чл. 25), цена за пренос през електропреносната мрежа (чл. 27), цена за достъп до електропреносната и електроразпределителните мрежи (чл. 26, чл. 28, чл. 29 и чл. 30), цената за продажба на електрическа енергия между съседни крайни снабдителите (чл. 35).

Проектът на Наредба регламентира материалните норми, въз основа на които КЕВР следва да определя видовете предоставяни на клиентите услуги, свързани с лицензионната дейност, както и техния размер – чл. 31.

Съществено място е отделено на образуването на цените, които се заплащат от лица, желаещи да станат клиенти на даден мрежови оператор - цена за присъединяване на нови клиенти към електроразпределителните и електропреносната мрежи (чл. 32, чл. 33, чл. 34, чл. 36 и чл. 37). Тъй като преносът, разпределението и общественото снабдяване с електрическа енергия са услуги от обществен интерес, то всеки, който желае да стане потребител на посочените услуги, трябва да бъде информиран за разходите, които следва да извърши в тази връзка и какво се включва в тези разходи. По този начин се цели постигане на прозрачност в действията на съответните енергийни предприятия и информиране на клиентите за елементите на съответната цена, която следва да се заплаща от тях.

В проекта е създадена глава трета „Изменение на цените при основните методи на регулиране“ (чл. 38 - чл. 40), в която детайлно са посочени различните видове корекции на цените по време на регулаторния период, извършвани при отчитане на резултатите от дейността на енергийните дружества. Предвидени са възможности за извършване на корекции при регулиране на цените чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ при кумулативното наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие. Регламентирана е възможност за корекция на цените по време на ценовия

период, независимо от прилагания метод на ценово регулиране, в случай че е налице изменение на цените на природния газ и/или другите променливи разходи, което води до необходимост от изменение на утвърдените ценообразуващи елементи. Целта на визираните норми е постигане на по-голяма гъвкавост при утвърждаване на подлежащите на регулиране цени, максимална защита на крайните клиенти и засилване на оперативната самостоятелност на КЕВР в тази връзка.

Глава четвърта от проекта на Наредба е логически свързана с предходните части като в нея се детайлизират стъпките на самата процедура, които имат за цел да доведат до приемане на съответното решение, съдържащо подлежащите на регулиране цени.

Редът за утвърждаване, определяне и изменение на цени логически започва със задължението за съответните енергийни предприятия да представят своите предложения за размера на цените, които желаят КЕВР да им одобри (чл. 41). С цел предвидимост и устойчивост на обществените отношения, свързани с точните действия на енергийните предприятия, в цитираната разпоредба е посочен срокът, в който следва да извършат тези действия, както и цените, които са заявили за утвърждаване и съпътстващата информация за тази цел.

За да може да бъде извършен пълен и всеотраслов анализ на цялата налична информация, както и за своевременното извършване на този анализ, е предвидена процедура, която КЕВР и енергийните предприятия следва да извършат (чл. 42 и чл. 43).

На следващо място, с цел защита на съществуващите икономически принципи и установяване на баланс между правата на енергийните предприятия и крайните клиенти, са предвидени норми, позволяващи изменение на съответните цени в зависимост от метода на регулиране, който се използва (чл. 44 и чл. 45).

Също така, в проекта на Наредба са въведени и норми (чл. 46), които гарантират прозрачността на предлаганите за утвърждаване цени, като осигуряват задължение за тяхното оповестяване пред обществото.

В следващите норми, а именно чл. 47 - чл. 56 подробно е описана самата процедура, която следва да се развие пред КЕВР, за да се стигне до утвърждаване на съответните цени, които ще се прилагат спрямо крайните клиенти. Така регламентирана, процедурата осигурява прозрачността и осведомеността на обществото, като крайната цел е постигане на цени, които да са икономически обосновани и да отразяват както интересите на крайните клиенти, така и на съответните енергийни предприятия.

В тази връзка е осигурена възможността на обществеността и заинтересованите лица активно да участват в процедурата по утвърждаване на цени като дават предложения, мнения и възражения. Така след обстойното запознаване с всички данни документи и отчитане на становищата на заинтересованите лица и след извършване на необходимия анализ, КЕВР приема цени, които в максимална степен защитават интересите на обществото.

Предвидено е приемане и на допълнителни разпоредби, които с оглед на специфичността на материята, свързана с регулиране на цените в енергетиката, дават легални дефиниции на специфични понятия, като по този начин се избягва безпротиворечивост на крайните резултати, които се целят да бъдат постигнати.

Като краен извод, относно целите, които са набелязани може да се обобщи, че приемането на проекта на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия ще доведе до създаване на подзаконова нормативна уредба в съответствие с действащото българско законодателство и регламентирането на ясни методи за регулиране на цените на електрическата енергия, които да гарантират, че цените са недискриминационни и отразяват действителните икономически обосновани разходи.

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

Прилагането на проекта на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия не е обвързано с разходи за държавния бюджет.

4. Очаквани резултати от прилагането:

В резултат от приемането и прилагането на проекта на Наредба ще се осигури баланс между интересите на енергийните предприятия, чиито цени подлежат на регулиране и клиентите по цялата верига от производството, през преноса, разпределението до крайните клиенти на електрическа енергия.

На следващо място като резултат от приемане на проекта на Наредба се постига по-голяма гъвкавост при утвърждаване на цените на енергийните предприятия. Със създадената възможност за изменение на цените по време на регулаторния период ще се постигне задоволяване на обществените интереси при възникване на извънредни икономически обстоятелства.

5. Анализ за съответствие с правото на Европейския съюз:

Предложеният проект на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия е в съответствие и не нарушава основни права и принципи от правото на Европейския съюз. Проектът на Наредба е съобразен с нормите на ЗЕ и ЗЕВИ, които въвеждат изисквания на Директива 2009/72/ЕО на Европейския парламент и на Съвета относно общите правила на вътрешния пазар на електрическа енергия, Директива 2012/27/ЕС на Европейския парламент и на Съвета от 25 октомври 2012 г. относно енергийната ефективност и Директива 2009/28/ЕО на Европейския парламент и на Съвета от 23 април 2009 г. за насърчаване използването на енергия от възобновяеми източници и за изменение. Така проектът на наредба е в съответствие с посочените директиви.

Изказвания по т.1:

Докладва Е. Маринова. Във връзка с иницирираната процедура по изготвяне на НРЦЕЕ към момента са изпълнени всички процесуални правила и норми от значение за тази процедура. Предстои финалното приемане на проекта на Наредба, както и на доклада към нея, съдържащ мотивите на този нормативен акт. Становища, които са постъпили в хода на проведеното обществено обсъждане, работната група е инкорпорирала в съгласувателна таблица. В нея са отразени предложенията и мотивите на работната група по повод приемането или отхвърлянето на конкретно направените предложения от заинтересованите лица. На портала за обществени консултации в 30-дневния срок не са публикувани становища във връзка с разглеждания проект. С оглед на оперативност няма да се изложат аргументите, които се съдържат в съгласувателната таблица.

И. Н. Иванов установи, че няма допълнения от другите членове на работната група и даде думата на членовете на Комисията за въпроси и изказвания.

А. Йорданов каза, че няма възражения срещу проекта, който предлага работната група, но ще направи изказване за ситуацията, при която се приема наредбата. При първото разглеждане на проекта на Наредба Йорданов е подчертал, че приема редакцията ѝ с известни резерви към част от текстовете с идеята, че регулаторът не може да допусне регулаторен вакуум, поради отсъствието на Наредба. Йорданов счита, че е хубаво да се подчертае, че Комисията е предприела и необходимите мерки да гарантира, че ще бъде търсено и целено последващо изменение на Наредбата по същество. А. Йорданов е чел част от възраженията, депозираните от енергийните дружества. Някои от тях са принципи, други са просто възражения по принцип, без конкретни аргументи. В това той вижда един проблем. Според него регулаторът взима решение за този подзаконов акт при известен обществен натиск, съдейки по броя и естеството на възраженията. Йорданов счита, че всеки един от комисарите и целият състав на Комисията в много по-голяма степен представляват обществен интерес, отколкото който и да е корпоративен субект, който има право да изкаже мнение и възражение по проекта за Наредба. В този смисъл на Йорданов не му харесва общият контекст, в който Комисията е поставена, и идеята, че отделни енергийни дружества защитават енергийния интерес, т.е. обществен интерес, от самата Комисия. Това по дефиниция не е вярно, поради статута и предназначението на

Комисията.

А. Йорданов вижда, че е инкорпорирано едно възражение, постъпило след срока за обществено обсъждане. Йорданов попита защо въобще е разгледано и дали това е било необходимо. Ако един срок за обществено обсъждане се определя, то необходимо ли е след това да се приемат становища на заинтересовани страни, което в някаква степен изкривява самия процес по работа по нормативния акт. За А. Йорданов е важно да изтъкне тези обстоятелства и още веднъж да отбележи, че приема Наредбата с известни резерви по същество, но в името на обществен интерес е по-добре да има Наредба, отколкото въобще да няма Наредба. Малките несъвършенства, които отразяват заинтересованите страни в своите възражения, са допустимата жертва - все пак да не се предизвиква регулаторен хаос.

И. Н. Иванов даде думата за отговор на работната група относно постъпило становище след определения 30-дневен срок за обществени консултации.

Е. Маринова каза, че действително едно от становищата на заинтересовано лице е постъпило след срока по чл.14 от ЗЕ. Работната група счита, че трябва да се разгледа това становище, тъй като основен принцип на АПК е при произнасянето административният орган да е отчел всички факти и обстоятелства, настъпили в процедурата до момента на неговото произнасяне. В този смисъл неразглеждането на такова становище, макар и след срока, би се възприело от съда като процесуално нарушение. Следва да се има предвид, че минималният 14-дневен срок по ЗЕ е регламентиран в норма, която не предполага преклудирание на права, т.е. няма санкция и няма разпоредба, която да казва, че становища след такъв срок не се разглеждат.

И. Н. Иванов попита това не означава ли, че може и други становища да постъпват до последния момент.

Е. Маринова отговори, че означава, че ако постъпят и други становища, би следвало да се вземат предвид от органа. Това е основен принцип в АПК. Това е по-скоро организационен въпрос, след като няма норма в закона, която да казва, че след изтичане на срока становището не се разглежда. Това означава, че тази норма не преклудира права на заинтересованите лица.

А. Йорданов каза, че може би бърка, но попита по отношение на приемане на Наредбата Комисията не е ли в хипотезата на едномесечния срок по Закона за нормативните актове.

Е. Маринова отговори, че при процедурата по приемане на нормативен акт се спазват и двете процедури за публични консултации. Едната процедура следва разпоредбите на Закона за нормативните актове. Там е 30-дневният срок. Другата процедура, която е задължителна и специална за регулатора, е по чл. 14. И двете процедури се прилагат. Всяка от тях има различен смисъл. Тази, по ЗЕ, е отнесена към заинтересованите субекти в областта на енергетиката, а тази, по ЗНА, е насочена към всички, тъй като става въпрос за нормативен акт.

А. Йорданов каза, че вижда парадокс в това, тъй като ако днес сутринта преди закритото заседание е постъпило становище или възражение от заинтересована страна, ще се влезе в колизия с другия принцип, въведен от Правилника за дейността на КЕВР, относно срока за насрочване и провеждане на заседания и сроковете за запознаване на Комисията с материалите. В това Йорданов вижда известен парадокс.

Е. Маринова отговори, че принципите в Правилника на Комисията са организационни, с оглед добрата организация на нейната работа, а нормите на АПК са задължителни и кодексът казва, че преди да се произнесе органът, трябва да прецени всички факти и обстоятелства, които са настъпили по производството до момента на неговото произнасяне.

С. Тодорова каза, че също смята, че Наредбата е някакъв компромисен вариант. В допълнение към трудностите, които е имало с бързото ѝ разработване и разглеждане, е имало и някои организационни въпроси. Днешното заседание е изтеглено с един ден напред, поради липса на кворум. Очевидно Комисията има много задачи, по които трябва

да вземе решение, но Тодорова не е успяла изцяло да се запознае с промените и становищата. За общественото обсъждане е бил изпратен вариант, който е различен от публикувания на страницата. С. Тодорова не знае откъде идва проблемът, но когато е започнала да проследява становищата на заинтересованите лица и да сравнява с това, което е прието от Комисията, е установила, че съществува такова различие. Изводът, който Тодорова си е направила, е, че в някакъв промеждутъчен период са правени промени, за които членовете на Комисията не са уведомени (преди публикуването). Това, което е било изпратено, е различно от това, което е публикувано на страницата и по което дружествата са си давали становищата. С. Тодорова се е объркала, докато установи това. Специално в някои формули има промени, които не са коментирани. Във връзка с това С. Тодорова не може да каже да се отлага, да се връща, да се коментират тези неща, но все пак обръща внимание, че независимо от сроковете, които притискат Комисията, трябва да бъдат по-прецизни в работата си.

И. Н. Иванов поиска обяснение от работната група за разминаването в текстовете.

П. Младеновски отговори, че на страницата е публикуван проектът на Наредба, който Комисията е разгледала на закрито заседание. В него са отразени корекциите, които са дадени на закритото заседание. За общественото обсъждане може би е изпратен някакъв файл, който е по-стар, той няма представа. Относно промяна във формулите, не са правени такива, освен ако е станала някаква грешка.

Р. Тоткова обясни, че по отношение на поставения от С. Тодорова въпрос, експертите нямат абсолютно никаква вина. Допуснатата грешка е направена от нея. Те са изпратили това, което е трябвало да бъде изпратено, което е публикувано на страницата и сложено на портала. Изпратеното от нея в дневния ред е работният вариант, който е бил обсъждан втория път. Когато на предишното заседание С. Тодорова е поставила този въпрос. Тоткова е проверила и е установила точно това. Р. Тоткова заключи, че грешката е нейна и колегите от работната група нямат никаква вина. Те са си свършили коректно работата, както са взети решенията на Комисията.

И. Н. Иванов също е на мнение, че това е един компромисен вариант, за да няма правен вакуум. Членовете на Комисията знаят, че вече е направен график за подготовка на изцяло нова Наредба №1 за регулиране на цените на електрическата енергия.

И. Н. Иванов прочете проекта на решение:

1. Приема доклад относно приемане на проект на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия;

2. Приема Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия;

3. Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия да бъде изпратена в „Държавен вестник“ за обнародване.

Е. Маринова обърна внимание, че трябва да се приеме името на Наредбата. Номерът на Наредбата може да бъде №1, тъй като с тази Наредба се отменя №1 и този номер вече е свободен. Наредбата да се казва *Наредба №1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия.*

И. Н. Иванов прочете коригираната т.2 от решението: *2. Приема Наредба №1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия.*

С. Тодорова попита не трябва ли да е от деня, в който влиза в сила, а не когато е приета.

Е. Маринова отговори, че номерът е от деня на решението на Комисията, когато се приема, а влиза в сила от деня на обнародването.

А. Йорданов предложи да се направи процедурно необходимото и да се направи промяна в заглавието и на целевия график, който е приет за изменение на Наредбата, защото той е бил адресиран към старата редакция от 2013 г.

И. Н. Иванов каза, че това технически трябва да се изпълни. Да се промени, че се касае за Наредба №1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия.

И. Н. Иванов подложи на гласуване решението.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 21, ал. 1, т. 3 във връзка с чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката, Комисията

РЕШИ:

I. Приема доклад относно приемане на проект на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия;

II. Приема Наредба №1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия както следва:

Наредба № 1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия

Глава първа ОБЩИ ПОЛОЖЕНИЯ

Чл. 1. С наредбата се определят:

1. методите за регулиране на цените на електрическата енергия и на цените за достъп до и пренос през електропреносната, съответно електроразпределителните мрежи, правилата за тяхното образуване или определяне и изменение, редът за предоставяне на информация, внасяне на предложението за цените и за тяхното утвърждаване;

2. критериите за определяне на добавките при преференциалните цени на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

3. условията и редът за образуване на цените за присъединяване;

4. условията и редът за образуване и актуализиране на преференциални цени на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници;

5. условията и редът за заплащане на използваната или преминалата реактивна електрическа енергия.

Чл. 2. (1) По реда на наредбата се утвърждават цените:

1. по които производителите в рамките на определената им разполагаемост по чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката продават електрическа енергия на обществения доставчик;

2. по които общественият доставчик продава електрическа енергия на операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи за покриване на технологичните разходи;

3. по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдители;

4. по които крайните снабдители продават електрическа енергия на битови и небитови крайни клиенти за обекти, присъединени към електроразпределителната мрежа, на ниво ниско напрежение;

5. за достъп и/или за пренос през електропреносната мрежа;

6. за достъп и/или за пренос през електроразпределителните мрежи;

7. за разпределение на тягова електрическа енергия по разпределителните мрежи на железопътния транспорт;

8. за присъединяване към мрежите;

9. на предоставяните на клиентите услуги, определени от Комисията за енергийно и

водно регулиране, свързани с лицензионната дейност;

10. цената или компонентата от цена, чрез която всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително операторът на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, участват в компенсиране на разходите по чл. 34 и чл. 35 от Закона за енергетиката.

(2) По реда на наредбата се определят преференциалните цени:

1. на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия;

2. на електрическата енергия, произведена от възобновяеми източници.

(3) По реда на наредбата се определя за всеки ценови период пределна стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв.

Чл. 3. (1) При осъществяване на правомощията си по ценовото регулиране Комисията за енергийно и водно регулиране, наричана по-нататък „комисията“, може да прилага различни методи за регулиране, определя показатели за ефективност на енергийните предприятия, показатели за сравнимост между тях, изпълнение на базисни критерии.

(2) Комисията прилага следните основни методи за ценово регулиране:

1. „норма на възвръщаемост на капитала“, при който комисията след проведен регулаторен преглед утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за регулаторен период не по-кратък от една година; следващ регулаторен преглед се извършва по решение на комисията или по заявление на енергийното предприятие при съществени отклонения между одобрените и отчетените елементи на необходимите приходи;

2. „горна граница на цени“ и „горна граница на приходи“, при които регулаторният период е с продължителност от 2 до 5 години; след проведен регулаторен преглед комисията утвърждава цени и необходими годишни приходи на енергийното предприятие за първата година от регулаторния период и може да ги изменя в края на всяка ценова година или в края на регулаторния период в съответствие с глава трета от наредбата.

(3) Комисията може да прилага и други методи освен посочените в ал. 2.

(4) Методите по ал. 2 не се прилагат по отношение на енергийните предприятия, които осъществяват дейностите „обществена доставка на електрическа енергия“ или „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, чиито цени се утвърждават по реда на чл. 10, ал. 2 и ал. 4, съответно по реда на чл. 10, ал. 3 – 5.

(5) За целите на ценовото регулиране комисията съгласно своя методика определя показатели за качество на енергията и качество на обслужването за всяка лицензионна дейност и техните годишни целеви нива, които са елементи от лицензията. Постигането на всеки от целевите показатели е мярка за цялостното изпълнение на лицензионната дейност от енергийното предприятие.

(6) За целите на ценовото регулиране комисията прилага показатели за сравнимост между енергийните предприятия и изисква изпълнението на базисни критерии на основата на анализи при използване на данни от най-добрата практика на национално и международно ниво.

(7) Комисията с решение определя приложим метод за ценово регулиране за енергийните предприятия, като се ръководи от принципите по чл. 23 и 31 от Закона за енергетиката.

Чл. 4. (1) Счетоводството на енергийните предприятия се осъществява и финансовите отчети се съставят в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти.

(2) За целите на регулирането енергийните предприятия водят отделна счетоводна отчетност съгласно изискванията на чл. 37 от Закона за енергетиката.

(3) Правилата за осъществяването на счетоводната отчетност за целите на регулирането се приемат с решение на комисията по предложение на съответното енергийно предприятие.

(4) Финансовите отчети за регулаторни цели се придружават от доклади и допълнителна

информация, показваща спазването на всички изисквания за изпълнение на лицензионната дейност.

(5) Правилата за осъществяване на счетоводната отчетност може да се изменят по инициатива на комисията или по предложение на енергийните предприятия и се прилагат от началото на календарната година, следваща датата на приемането им или на тяхното изменение.

Чл. 5. Формата и съдържанието на информацията, необходима за целите на ценообразуването, се определят с решение на комисията.

Чл. 6. (1) Комисията може да утвърждава регулираните по наредбата цени по следните компоненти:

1. цена за енергия в левове за MWh или неговите производни;
2. цена за разполагаемост в левове за MW/MW*h или техните производни;
3. други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

(2) Комисията може да утвърждава общи цени за услугите, които включват като свои компоненти две или повече услуги с регулирани цени.

(3) Комисията утвърждава и определя цените и ценообразуващите елементи без включен данък върху добавената стойност.

(4) Цените за присъединяване към мрежите се определят в зависимост от заявената мощност, ниво на напрежение или други показатели.

Чл. 7. (1) Клиентите на електрическа енергия с търговско измерване на страна ниско напрежение с предоставена електрическа мощност 100 kW и повече, клиентите с търговско измерване на страна средно и високо напрежение и производителите на електрическа енергия с инсталирана мощност над 30 kW, когато са в режим на потребление на активна енергия, заплащат надбавка върху стойността на активната електрическа енергия в зависимост от използваната реактивна електрическа енергия за всеки петнадесетминутен интервал, при който факторът на мощността е по-малък от 0,9.

(2) Количеството използвана реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката по ал. 1, е положителната разлика между количеството използвана реактивна електрическа енергия и производението на количеството използвана активна електрическа енергия и коефициент, съответстващ на фактор на мощността 0,9, съгласно формулата:

$$E_{рпл} = E_{ризп} - 0,49 * E_{аизп},$$

където:

$E_{рпл}$ - количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката, kvarh;

$E_{ризп}$ - количеството използвана реактивна електрическа енергия от ползвателя на мрежата, определена за петнадесетминутни интервали от средството за търговско измерване, kvarh;

0,49 - коефициентът, съответстващ на фактор на мощността, равен на 0,9;

$E_{аизп}$ - количеството използвана активна електрическа енергия от ползвателя на мрежата, определена за петнадесетминутни интервали от средството за търговско измерване, kWh.

(3) Лицата по ал. 1 заплащат надбавката за използваното количество реактивна електрическа енергия ($E_{рпл}$), определена по реда на ал. 2, по цена за 1 kvarh, равна на 10 на сто от утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители.

(4) Лицата по ал. 1 заплащат надбавка за отдаденото през съответния календарен месец количество реактивна електрическа енергия, определено по показанията на средствата за търговско измерване, по цена за 1 kvarh, равна на утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители. Количеството отдадена реактивна енергия, за което се дължи надбавка, се определя по следния начин: за клиентите – по месечни отчети на показанията на средствата за търговско измерване; за производителите в режим на потребление на

активна електрическа енергия – като сума за месеца по петнадесетминутни интервали, в които е отчетена само използвана активна електрическа енергия или не е отчетена активна електрическа енергия.

(5) Лицата по ал. 1 заплащат надбавките по ал. 3 и 4 на съответния оператор на електроразпределителната мрежа в случаите, когато са присъединени към електроразпределителната мрежа, съответно на оператора на електропреносната мрежа, когато са присъединени към електропреносната мрежа, не по-късно от 10-то число на месеца, следващ отчетния.

(6) Начините на измерване и отчитане на количествата електрическа енергия са съгласно Правилата за измерване на количеството електрическа енергия.

(7) За обекти, присъединени към електропреносната мрежа, надбавките по ал. 1 и 4 се определят въз основа на измерените количества електрическа енергия, както следва:

1. използваните и отдадените количества активна и реактивна електрическа енергия се определят поотделно за всеки обект от всички средства за търговско измерване в този обект, поотделно за използваните и за отдадените количества активна и реактивна електрическа енергия;

2. всеки обект включва една или повече електрически инсталации на ползвателя, разположени на една площадка и свързани към едно или повече места за присъединяване към електрическата мрежа/съоръжения на други ползватели;

3. всяка подстанция се разглежда като отделен обект, като се прави баланс на активната и реактивната електрическа енергия за всеки свързан към нея ползвател;

4. в случаите, когато обектът на ползвателя е свързан директно към електропреносната мрежа в две или повече места и през средствата за търговско измерване преминава електрическа енергия, която не се използва от обекта, се прави баланс на активната и реактивната електрическа енергия по измерените количества енергия от средствата за търговско измерване в тези места;

5. данните за измерените количества електрическа енергия се предоставят на лицата по ал. 1 ежемесечно от собственика на средствата за търговско измерване;

6. когато за изпълнението на т. 1 се използват данни от средства за търговско измерване, които имат различни собственици, същите обменят помежду си необходимата информация за измерените количества електрическа енергия в срок до 3-то число на месеца, следващ отчетния.

(8) Производителите на електрическа енергия с инсталирана мощност 100 kW и повече, присъединени към електроразпределителната мрежа, когато са в режим на производство, заплащат надбавка върху стойността на произведената активна електрическа енергия в зависимост от използваната/отдадената реактивна електрическа енергия за всеки петнадесетминутен интервал, при който факторът на мощността е извън границите от 0,94 индуктивен до 0,94 капацитивен.

(9) Количеството използвана/отдадена реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката по ал. 8, е положителната разлика между количеството използвана/отдадена реактивна електрическа енергия и производението на количеството произведена активна електрическа енергия и коефициент, съответстващ на фактор на мощността 0,94, съгласно формулата:

$$E_{rpl} = E_{ризн/отд.} - 0,36 * E_{анр},$$

където:

E_{rpl} - количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката, kvarh;

$E_{ризн/отд.}$ - количеството използвана/отдадена реактивна електрическа енергия, kvarh;

0,36 - коефициентът, съответстващ на фактор на мощността – $\cos \varphi$, равен на 0,94;

$E_{анр}$ - количеството произведена активна електрическа енергия, определено за петнадесетминутен интервал от средството за търговско измерване, kWh.

(10) Производителите заплащат надбавката за използваната/отдадената реактивна електрическа енергия ($E_{рпл}$), определена по реда на ал. 9, по цена за 1 kvarh, равна на 10 на сто от утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители.

(11) Производителите по ал. 8 заплащат надбавката за използваната/отдадената реактивна електрическа енергия ($E_{рпл}$), определена по реда на ал. 9 на съответното електроразпределително предприятие, към чиято мрежа са присъединени.

(12) Когато производителите на електрическа енергия по ал. 8 регулират напрежението в точката на присъединяване или изпълняват разпореждания за стойност на реактивен товар по искане на съответния мрежови оператор, заплащането на надбавките за отдавана/използвана реактивна електрическа енергия се урежда съгласно сключен договор с мрежовия оператор.

(13) Когато в рамките на един петнадесетминутен интервал има смяна на посоката на потока на активна енергия за обекта на производител на електрическа енергия, за този интервал не се определят надбавки за използвана и/или отдадена реактивна енергия.

(14) Всички подзавирни водноелектрически централи и помпено-акумулиращи водноелектрически централи, присъединени към електропреносната мрежа, когато са в режим на потребление, но агрегатите им са на диспечерско разпореждане, не дължат надбавки по ал. 3 и 4.

Чл. 8. (1) Операторите на електроразпределителните мрежи заплащат надбавка върху стойността на активната електрическа енергия в зависимост от преминалата към електроразпределителната мрежа реактивна електрическа енергия в точките на обмен между електропреносната и електроразпределителната мрежи за всеки петнадесетминутен интервал, при който факторът на мощността е по-малък от 0,9.

(2) Количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавката по ал. 1, е положителната разлика между количеството преминала реактивна електрическа енергия и произведението на количеството преминала активна електрическа енергия към електроразпределителната мрежа и коефициент, съответстващ на фактор на мощността 0,9, съгласно формулата:

$$E_{рпл} = E_{рпрем} - 0,49 * E_{апрем},$$

където:

$E_{рпл}$ - количеството реактивна електрическа енергия, за което се заплаща надбавка, kvarh;

$E_{рпрем}$ - количеството преминала реактивна електрическа енергия от електропреносната към електроразпределителната мрежа, определено за петнадесетминутни интервали от средството за търговско измерване, kvarh;

0,49 - коефициентът, съответстващ на фактор на мощността – $\cos \varphi$, равен на 0,9;

$E_{апрем}$ - количеството преминала активна електрическа енергия от електропреносната към електроразпределителната мрежа, определено за петнадесетминутни интервали от средството за търговско измерване, kWh.

(3) Операторите на електроразпределителните мрежи заплащат надбавката за преминалата реактивна електрическа енергия ($E_{рпл}$), определена по реда на ал. 2, по цена за 1 kvarh, равна на 10 на сто от утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители.

(4) Операторите на електроразпределителните мрежи заплащат надбавка за преминалата реактивна електрическа енергия от електроразпределителната към електропреносната мрежа, когато посоката на активната енергия е от електропреносната към електроразпределителната мрежа, на цена за 1 kvarh, равна на утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители.

(5) Операторите на електроразпределителните мрежи заплащат надбавката за преминалата реактивна електрическа енергия от електроразпределителната към

електропреносната мрежа за периодите, когато посоката на активната електрическа енергия е от електроразпределителната към електропреносната мрежа, по цена за 1 kvarh, равна на 10 на сто от утвърдената цена за 1 kWh активна електрическа енергия, по която общественият доставчик продава електрическата енергия на крайните снабдители.

(6) Надбавките по ал. 3, 4 и 5 се определят въз основа на измерените количества електрическа енергия, както следва:

1. за определяне на количествата преминала активна електрическа енергия ($E_{\text{актпрем}}$) и преминала реактивна електрическа енергия ($E_{\text{рпрем}}$) по ал. 2, 4 и 5 се прави баланс на преминалата съответно активна и реактивна електрическа енергия в точките на обмен между електропреносната и електроразпределителната мрежи за всеки петнадесетминутен интервал от всички средства за търговско измерване във всяка подстанция високо/средно напрежение;

2. електроразпределителните дружества се разглеждат като съвкупност от обекти, всеки от които е свързан към подстанция от електропреносната мрежа или към уредба на друг обект;

3. всяка подстанция високо/средно напрежение се разглежда като отделен обект, като се прави баланс на активната и реактивната електрическа енергия за всеки свързан към нея ползвател;

4. операторите на електроразпределителните мрежи не дължат надбавка по ал. 4 и 5 за кабелни и въздушни електропроводи 110 kV – тяхна собственост;

5. данните за измерените количества електрическа енергия се предоставят на операторите на електроразпределителните мрежи ежемесечно от оператора на електропреносната мрежа като приложение към издадената фактура.

(7) Операторите на електроразпределителните мрежи заплащат надбавките по ал. 1, 4 и 5 на оператора на електропреносната мрежа ежемесечно не по-късно от 10-то число на месеца, следващ отчетния месец.

Чл. 9. (1) За гарантиране интересите на клиентите комисията коригира необходимите приходи и/или цени на енергийното предприятие за всеки ценови период в зависимост от изпълнението на показателите за качество на енергията и за качество на обслужването през предходната година.

(2) В случай че за даден ценови период средното изпълнение на показателите за качество на енергията и/или за качество на обслужването от енергийното предприятие не достига целевите показатели, съответното ниво на изпълнение се отразява в намаление на необходимите приходи и/или цени за следващия ценови период по методика, утвърдена от комисията.

Глава втора ОБРАЗУВАНЕ НА ЦЕНИТЕ

Раздел I Ценообразуващи елементи

Чл. 10. (1) Необходимите годишни приходи за съответната дейност по лицензията, с изключение на дейностите „обществена доставка на електрическа енергия“ и „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, включват признати от комисията икономически обосновани разходи и възвръщаемост на капитала, изчислени по следната формула:

$$\text{НП} = \text{Р} + (\text{РБА} * \text{НВ}),$$

където:

НП - необходими годишни приходи, хил. лв.;

Р - годишни разходи за дейността по лицензията, хил. лв.;

РБА - призната от комисията регулаторна база на активите, хил. лв.;

НВ - определената от комисията норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния

период, %.

(2) Утвърдените от комисията необходими годишни приходи за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“ се изчисляват по следната формула:

$$\text{НП} = E * (\text{Ц}_{\text{ср}} + K_{\delta})$$

където:

НП - необходими годишни приходи, лв.;

E - количество електрическа енергия за реализация на регулиран пазар от обществения доставчик, MWh;

$\text{Ц}_{\text{ср}}$ - средна покупна цена на електрическата енергия, лв./MWh;

K_{δ} - компонента за дейността „обществена доставка на електрическа енергия“, лв./MWh.

(3) Утвърдените от комисията необходими годишни приходи за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“ се изчисляват по следната формула:

$$\text{НП} = E * (\text{Ц}_{\text{ср}} + K_{\delta} + K_{\delta'})$$

където:

НП - необходими годишни приходи, лв.;

E - количество електрическа енергия за реализация на регулиран пазар от крайния снабдител, MWh;

$\text{Ц}_{\text{ср}}$ - средна покупна цена на електрическата енергия, лв./MWh;

K_{δ} - компонента за дейността „снабдяване с електрическа енергия от краен снабдител“, лв./MWh;

$K_{\delta'}$ - компонента за балансиране, лв./MWh.

(4) Компонентата за лицензионните дейности по ал. 2 и ал. 3 включва икономически обосновани разходи и възвръщаемост за съответната дейност, определени по реда на чл. 11 и чл. 15 и се определя в размер до 3 на сто от утвърдената средна покупна цена за енергия на дружеството.

(5) Компонентата за балансиране по ал. 3 се определя въз основа на сравнителни анализи и/или данни от националната и международната практика.

Чл. 11. (1) Видовете разходи, пряко свързани със съответната лицензионна дейност, които се включват в цените, се разделят в две основни групи: условно-постоянни разходи и променливи разходи според връзката им с количеството електрическа енергия и/или осигуряването на услугата. Във всяка от посочените групи разходите се посочват и по икономически елементи.

(2) За целите на ценовото регулиране в състава на признатите от комисията разходи не се включват разходи, които не са свързани със съответната лицензионна дейност, финансови разходи и такива, които имат случаен и/или извънреден характер, както и:

1. разходи, свързани с продажба на енергия по свободно договорени цени;
2. разходи за амортизация на активите, придобити по безвъзмезден начин;
3. данъци, свързани с корпоративното подоходно облагане на печалбата;
4. разходи за санкции и/или глоби, наложени от държавни или общински органи или от комисията;
5. разходи, свързани с неустойки и други плащания вследствие на неизпълнение по сключени договори, лихви за забавяне;
6. разходи за вноски по чл. 36е от Закона за енергетиката;
7. разходи за бъдещи периоди, които са част от отчета за доходите;
8. разходи за загуби от обезценки, текущи разходи за начислени провизии за задължения по смисъла на чл. 38 и чл. 39 от Закона за корпоративното подоходно облагане;
9. разходи по чл. 204 от Закона за корпоративното подоходно облагане, както и разходи за начислен данък върху тях по чл. 216 от Закона за корпоративното подоходно облагане;
10. текущи разходи или задължения за намаляване на отчетната стойност на стоково-материалните запаси;
11. разходи за дарение и неизползвани отпуски;

12. съдебни разходи, извън държавните такси, свързани с образуване на дела за събиране на вземания;

13. всички други разходи, за които липсва технико-икономическа или друга обосновка и доказателства от енергийното предприятие;

14. разходи, за които комисията обосновано приеме, че не са в интерес на клиентите, или разходи, които не са необходими за изпълнение на лицензионната дейност.

(3) Енергийните предприятия представят подробна писмена обосновка и доказателства за предложените за утвърждаване разходи. В предложението за утвърждаване на цени се представя и информация за разходите, които са свързани с нерегулирана дейност, по вид и стойност.

(4) Комисията утвърждава прогнозен размер на разходите, свързани с лицензионната дейност, като преценява тяхната икономическа обоснованост въз основа на представените от енергийното предприятие писмена обосновка и доказателства като неразделна част от заявлението за цени. Оценката за икономическа обоснованост на разходите и връзката им с изпълнение на лицензионната дейност се извършва въз основа на сравнителни анализи, както и при използване на данни от националната и международната практика и като се вземат предвид отчетените резултати на регулираните енергийни предприятия при отчитане принципите на регулирането по Закона за енергетиката.

(5) При утвърждаване на цените за достъп и/или за пренос до/през електропреносната и/или електроразпределителните мрежи комисията извършва оценка на разходите за закупуване на електрическа енергия за технологични разходи, разходи за студен резерв и допълнителни услуги.

(6) Допустимите нива на признатите технологични разходи се определят с решение на комисията.

Чл. 12. Комисията признава като невъзстановяеми разходите, за които е установила безспорно, че произтичат от извършени инвестиции или сключени сделки до влизането в сила на Закона за енергетиката и не могат да бъдат възстановени в резултат на създаване на конкурентен електроенергиен пазар. Тези разходи се компенсират чрез цените, заплащани от всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително ползващите електрическа енергия от внос, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, по механизъм за разпределение на тези разходи по прозрачен начин и/или по друг ред, предвиден в закон.

Чл. 13. Признатите от комисията разходи на енергийните предприятия, произтичащи от наложените им задължения към обществото, се компенсират чрез цените, които заплащат всички крайни клиенти, присъединени към електроенергийната система, включително ползващите електрическа енергия от внос, оператора на електропреносната мрежа и операторите на електроразпределителните мрежи, по механизъм за разпределение на тези разходи по прозрачен начин и/или по друг ред, предвиден в закон.

Чл. 14. (1) Утвърдената от комисията регулаторна база на активите, придобити възмездно от енергийното предприятие и пряко свързани с лицензионната дейност, е признатата стойност на активите, върху която енергийното предприятие получава възвръщаемост от вложения капитал, и включва следните елементи:

$$РБА = А - Ф - АМ + ОК + И,$$

където:

РБА - регулаторна база на активите, хил. лв.;

А - призната стойност на активите, които се използват и имат полезен живот, определена на базата на цената на придобиването им, хил. лв.;

Ф - стойност на активите, които са придобити чрез финансиране или по безвъзмезден начин, в т.ч. по грантови схеми, дарения, помощи, от клиенти и др., хил. лв.;

АМ - амортизация, определена за регулаторни цели, за периода на използване на възмездно придобитите активи за извършване на лицензионната дейност и изчислена чрез прилагане на линеен метод, хил. лв.;

ОК - необходим оборотен капитал, хил. лв.;

И - размер на инвестициите, одобрени от комисията, в случаите на регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2, хил. лв.

(2) Призната стойност на активите (А) е приетата от комисията отчетна стойност на активите към края на базисната година, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

(3) В признатата стойност на нетекущи активи (А) не се включват:

1. разходи за придобиване на активи под формата на незавършено строителство;

2. активи, отчетени по силата на договор за финансов лизинг, ако не са свързани с пряката лицензионна дейност;

3. активи, несвързани с лицензионната дейност (в т.ч. почивни станции, други социални обекти) и/или отдадени под наем, консервирани, изведени от експлоатация и др.;

4. стойността на активи, надвишаваща пазарните нива за подобни или аналогични активи.

(4) Разходите за амортизации се изчисляват на основата на обосноваван от дружеството и признат от комисията технически и икономически полезен живот на активите чрез прилагане на линеен метод на амортизация.

(5) Необходимият оборотен капитал като част от РБА отразява резултатите от проучване за необходимите средства за поддържане на достатъчен размер парични средства за посрещане на текущите задължения, както и задълженията към доставчици. Проучването за необходимия оборотен капитал е за период не по-кратък от една година.

(6) Дружеството може да изчисли оборотния капитал и на основата на т. нар. „нетен търговски цикъл“ на база дните, за които дружеството възвръща изразходваните парични средства, за осигуряването на услугите. Дружеството представя проучването като елемент от предложението за цени.

(7) Елементите, формиращи оборотния капитал по ал. 6, са: нетни приходи от продажби на електрическа енергия/мрежови услуги с отложено плащане, парични разходи за дейността, вземания от клиенти и доставчици (не се включват несъбираемите вземания), материални запаси и задължения към доставчици и клиенти, отнасящи се за регулираните дейности в съответствие с годишните финансови отчети на дружеството.

Нетният цикъл на оборотния капитал се определя в дни по следната формула:

$$\text{НЦОК} = \left(\frac{\text{СВК} + \text{СМЗ} - \text{СЗД}}{\text{НПП}_{\text{л}}} \right) * 360 \text{ дни}$$

където:

СВК - призната средногодишна величина на вземанията от клиенти и доставчици, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на вземанията от клиенти и доставчици, към началото и към края на базовата година, хил. лв.;

СМЗ - призната средногодишна величина на материалните запаси, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на материалните запаси, към началото и края на базовата година, хил. лв.;

СЗД - призната средногодишна величина на задълженията към доставчици и клиенти, представляваща средноаритметичната стойност на началното и крайното салдо на задълженията към доставчици и клиенти, към началото и края на базовата година, хил. лв.;

НПП_л - нетни приходи от продажби на дружеството за базовата година, хил. лв.

НОК за дейностите се изчислява по формулата:

$$\text{НОК} = \frac{\text{ГПР} * \text{НЦОК}}{360}, \text{ хил. лв.}$$

където:

ГПР - признати годишни разходи, намалени с разходите за амортизации, хил. лв.

(8) В случай че дружеството не представи информация и необходимите документи по ал. 5, 6 и 7 или комисията приеме, че стойността на оборотния капитал е необоснована, то неговата стойност се определя като не по-висока от 1/8 от утвърдените годишни оперативни парични разходи за лицензионната дейност, като не се включват разходи за амортизации и разходи за обезценка на несъбираеми вземания.

(9) Инвестициите, които ще бъдат извършени през регулаторния период, се представят по години, като в тях не се включват инвестиции, чрез които се създават или придобиват активи по смисъла на ал. 3.

(10) Енергийните предприятия, регулирани чрез методите по чл. 3, ал. 2, т. 2, представят за утвърждаване подробно обосновани инвестиции по години, по направления и групи обекти в съответствие с приета от комисията методика за отчитане на изпълнението на целевите показатели за качество на електрическата енергия и качеството на обслужването.

(11) Обосновката на предложените за утвърждаване инвестиции включва постигането на конкретни цели по отношение на осъществяването на лицензионната дейност, в т.ч. развитие и подобрене на мрежите, повишаване на сигурността на доставките, намаление на технологичните разходи и други цели.

(12) Комисията може да включва в регулаторната база на активите инвестиции въз основа на представен подробен отчет и анализ от енергийното предприятие за изпълнението им и постигнатите резултати по отношение на качеството на енергията и обслужването на клиентите, както и на промените на ефективността.

Чл. 15. (1) Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала за регулаторния период, която е равна на прогнозна среднопретеглена цена на капитала. Среднопретеглената цена на капитала е определената от комисията целева норма на възвръщаемост на привлечения и на собствения капитал на енергийното предприятие, претеглена според дела на всеки от тези източници на финансиране в определената целева структура на капитала.

(2) Нормата на възвръщаемост на капитала се определя като норма преди данъчно облагане по следната формула:

$$НВ = Д_{ск} * \left(\frac{НВ_{ск}}{1 - \frac{ДС}{100}} \right) + Д_{пк} * НВ_{пк}$$

където:

НВ - норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане;

Д_{ск} - дял на собствения капитал в общия капитал;

НВ_{ск} - норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане;

ДС - корпоративният данък по Закона за корпоративното подоходно облагане, %;

Д_{пк} - дял на привлечения капитал в общия капитал;

НВ_{пк} - норма на възвръщаемост на привлечения капитал, която е в съответствие с пазарната норма.

(3) Комисията определя норма на възвръщаемост на капитала преди данъчно облагане, която е изчислена при целева норма на възвръщаемост на собствения капитал след данъчно облагане, целева норма на възвръщаемост на привлечения капитал и целева капиталова структура на собствен/привлечен капитал.

(4) Комисията определя нормата на възвръщаемост на капитала при отчитане на фактори, като: безрискова доходност, сравнения с други предприятия с подобна степен на риск, достъп до финансиране, текущи финансови и икономически условия в страната, алтернативна цена на капитала, специфичен риск на предприятието, финансова политика и капиталова структура на предприятието, финансова история на предприятието, на основата на статистически данни за пазарните величини и/или официално публикувана прогнозна информация.

Чл. 16. За целите на ценообразуването комисията утвърждава прогнозните количества, включително произведена или пренесена електрическа енергия и разполагаемост, въз основа на оценка на прогнозния електроенергиен баланс, представен от оператора на електропреносната мрежа по реда, предвиден в Правилата за управление на електроенергийната система и на прогнозните количества, представени от енергийните предприятия.

Раздел II

Разпределяне на необходимите приходи по групи клиенти. Тарифни структури.

Чл. 17. (1) Енергийните предприятия могат да предлагат за утвърждаване от комисията различни тарифни структури по групи клиенти, отразяващи разпределените необходими приходи за предоставяне на услугата за всяка група въз основа на представено проучване за стойността на услугата.

(2) Групите клиенти се утвърждават от комисията по предложение на енергийните предприятия в зависимост от сходни характеристики на потребление и/или по друг признак.

(3) Цените от тарифната структура могат да включват следните компоненти: цена за енергия, цена за мощност и други компоненти в зависимост от структурата на разходите.

Чл. 18. Комисията може да определя часови, сезонни и други тарифни структури за групите клиенти по чл. 17, ал. 2 въз основа на техническа и икономическа обосноваване с оглед баланса на електрическите мощности.

Раздел III

Регулиране на цени

Чл. 19. (1) Цените на електрическата енергия, продавана от производители на обществения доставчик и/или на крайните снабдители и/или на оператора на електропреносната мрежа, се образуват въз основа на необходимите годишни приходи съгласно чл. 10 и на прогнозните количества електрическа енергия и/или разполагаемост по чл. 16.

(2) Цената на електрическата енергия от производители може да включва компоненти - цена за разполагаемост и цена за енергия, като:

1. цената за разполагаемост се образува на база на признатите от комисията условно-постоянни разходи, възвръщаемост и утвърдена разполагаемост на предоставената мощност;

2. цената за енергия включва признатите от комисията променливи разходи и прогнозните нетни количества електрическа енергия.

(3) Цената на електрическата енергия, произведена от водноелектрически централи над 10 MW, е еднокомпонентна и се образува от признатите от комисията разходи и възвръщаемост и количествата нетна електрическа енергия, определени след извършен анализ на годишното производство на електрическа енергия за период не по-кратък от 11 години.

Чл. 20. (1) Комисията определя преференциални цени на електрическата енергия от възобновяеми източници и технологии, предвидени в Закона за енергията от възобновяеми източници въз основа на критериите и ценообразуващите елементи, посочени в същия закон.

(2) Стойностите на ценообразуващите елементи по ал. 1 се определят въз основа на информация от официални източници и международен опит, като се коригират в съответствие със специфичните за Република България обстоятелства.

(3) При формирането на преференциалните цени по ал. 1 в размера на експлоатационните разходи се включва прогнозен процент инфлация за целия период на задължително изкупуване на електрическата енергия, който се определя съгласно информация от

официални източници.

(4) Преференциалните цени по ал. 1 се определят така, че настоящата стойност на признатите от комисията приходи от продажба на електрическа енергия да бъде равна на настоящата стойност на определените от комисията необходими приходи за целия период на задължително изкупуване.

(5) Преференциалните цени по ал. 1 се определят ежегодно в срок до 30 юни или когато в резултат на извършен анализ на ценообразуващите елементи се констатира съществено изменение на някой от тях.

Чл. 21. (1) В случаите, когато инвестицията за изграждането на енергийния обект за производство на електрическа енергия от възобновяеми източници се подпомага със средства от национална или европейска схема за подпомагане, цената се определя, като преференциалната цена на електрическата енергия за съответната технология се коригира по начин, който да отразява влиянието на одобрените по съответната схема за подпомагане средства.

(2) Цените по ал. 1 се определят, като стойността на регулаторната база на активите на преференциалните цени се намалява пропорционално със стойността на инвестициите, одобрени за финансиране със средства от национална или европейска схема за подпомагане. Разходите за амортизации се намаляват с амортизациите на активите, придобити със средства от национална или европейска схема за подпомагане.

(3) Наличието или липсата на заявление за подпомагане със средства от национална или европейска схема за подпомагане се удостоверява пред обществения доставчик или крайните снабдители с декларация с нотариално заверено съдържание към датата на сключване на договора за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници. В случай че подаденото заявление за финансиране на проекта бъде одобрено, в 7-дневен срок от одобряването пред обществения доставчик или крайните снабдители се предоставят доказателства за степента на одобреното финансиране.

(4) В случай че към датата на сключване на договора за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници производителят е декларира липса на заявление за подпомагане със средства от национална или европейска схема за подпомагане на инвестицията, а впоследствие получи финансиране, в 7-дневен срок от одобряването пред обществения доставчик или крайните снабдители се предоставят доказателства за степента на одобреното финансиране.

(5) Обстоятелствата, свързани с наличие на подпомагане със средства от национална или европейска схема за подпомагане на инвестицията, се удостоверяват пред обществения доставчик или крайните снабдители, като към датата на сключване на договора за изкупуване на електрическа енергия от възобновяеми източници се предоставят доказателства за степента на одобреното финансиране на проекта.

Чл. 22. (1) Комисията ежегодно до 30 юни актуализира преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от биомаса, с коефициент, който отразява изменението на стойността на ценообразуващите елементи по чл. 32, ал. 2, т. 6, т. 7 и т. 8 от Закона за енергията от възобновяеми източници.

(2) Коефициентът и изменението на стойността на ценообразуващите елементи по ал. 1 се определят съгласно Закона за енергията от възобновяеми източници.

Чл. 23. Цената по чл. 31, ал. 9 от Закона за енергията от възобновяеми източници се определя въз основа на прогнозен анализ на ценовите нива на либерализирания пазар.

Чл. 24. (1) Преференциалната цена на електрическата енергия, произведена от високоефективно комбинирано производство на електрическа и топлинна енергия, се определя съобразно приети от комисията указания на база индивидуалните разходи за производство и добавка по групи производители.

(2) Групите производители и добавките за всяка от тях се определят от комисията по следните критерии:

1. преобладаващ дял на топлинния товар за битови или небитови нужди;
2. вид на използваното гориво;

3. дял на произведеното количество електрическа енергия спрямо отпуснатото според потребностите количество топлинна енергия към преноса;
4. мощност на централата/инсталацията;
5. характер на топлинния товар за небитови нужди според производствената дейност в промишлеността или селското стопанство.

Чл. 25. Цените, по които общественият доставчик продава електрическа енергия на крайните снабдителите, и цените, по които продава електрическа енергия на оператора на електропреносната мрежа, съответно на операторите на електроразпределителните мрежи, за покриване на технологичните разходи в мрежите, се определят на база количеството електрическа енергия и разполагаемост, определени с решението на комисията по чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката.

Чл. 26. (1) Цената за достъп до електропреносната мрежа се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ или предоставената/договорената мощност за съответния регулаторен или ценови период.

(2) Към заявлението за цени операторът на електропреносната мрежа представя информация за договорената разполагаемост за студен резерв и резерв за допълнителни услуги, предоставяни от производителите на електрическа енергия и разходите на дружеството по закупуването ѝ от производители.

(3) Пределната стойност на разходите на оператора на електропреносната мрежа за закупуване на разполагаемост за студен резерв и услуги се изчислява след анализ и оценка на резултатите от отчетените разходи за предходния ценови период и прогноза за следващия ценови период.

Чл. 27. (1) Цената за пренос на електрическа енергия през електропреносната мрежа се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за продажба на територията на страната и за износ за съответния регулаторен или ценови период.

(2) Операторът на електропреносната мрежа предоставя информация за количеството отчетени и прогнозни нива на технологичните разходи на електрическа енергия при преноса през електропреносната мрежа.

(3) Прогнозните нива на технологичните разходи по преноса се остойностяват по цената, определена по реда на чл. 25.

(4) Операторът на електропреносната мрежа възстановява чрез цената за пренос определените от комисията технологични разходи по преноса на електрическа енергия.

Чл. 28. (1) Цената за достъп до електроразпределителната мрежа се образува по групи клиенти въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за разпределение до крайни клиенти или предоставената/договорената мощност.

(2) Цената за пренос на електрическата енергия през електроразпределителната мрежа се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество електрическа енергия за разпределение до крайни клиенти.

Чл. 29. (1) Цената за достъп до електропреносната, съответно електроразпределителната мрежа, за производители на електрическа енергия от възобновяеми източници с динамично променяща се генерация, отразява предизвиканите допълнителни разходи, включително за разполагаемост за резерв за допълнителни услуги, за диспечирание във връзка с балансиране и др.

(2) Цената за достъп по ал. 1 се образува въз основа на утвърдените прогнозни необходими годишни приходи съгласно чл. 10 и утвърденото прогнозно количество произведена електрическа енергия от производителите по ал. 1 за съответния регулаторен или ценови период.

Чл. 30. (1) В случай на забавяне на операторите на електропреносната мрежа или

електроразпределителните мрежи при определянето на цените за достъп, пренос и разпределение комисията може да определи временни цени по чл. 30, ал. 1, т. 10, 13, и 15 от Закона за енергетиката.

(2) В случаите на ал. 1 комисията може да вземе решения относно подходящи компенсаторни мерки, в случай че окончателните цени за достъп, пренос и разпределение се отклоняват от временните цени.

Чл. 31. (1) Видовете предоставяни на клиентите услуги, свързани с лицензионната дейност, се определят с решение на комисията въз основа на информация, предоставена от енергийните предприятия.

(2) Цените на услугите по ал. 1 се образуват въз основа на признатите от комисията икономически обосновани разходи за предоставянето им.

(3) Цените на предоставяните на клиентите услуги, свързани с лицензионната дейност, се определят в лева, без данък върху добавената стойност, за всеки вид услуга.

Чл. 32. (1) Цените за присъединяване на производители са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване към мрежата на електропреносното или електроразпределителното предприятие.

(2) Цените за присъединяване на мрежа на електроразпределително предприятие към мрежата на електропреносното предприятие са индивидуални и включват действителните разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване към мрежата на електропреносното предприятие.

(3) В необходимите годишни приходи за дейностите по пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа не се включват приходи от присъединяване на клиентите.

Чл. 33. (1) Цените за присъединяване на клиенти към електроразпределителните мрежи се образуват в зависимост от присъединяваната мощност в kW и се разделят в следните основни групи:

1. I група - до 6 kW включително;
2. II група - от 7 до 15 kW включително;
3. III група - от 16 до 50 kW включително;
4. IV група - от 51 до 100 kW включително;
5. V група - от 101 до 200 kW включително;
6. VI група - от 201 до 400 kW включително;
7. VII група - над 400 kW.

(2) В цените за присъединяване на клиенти към електроразпределителната мрежа се включват само разходи, които са пряко свързани с услугата, като тези разходи не са елемент на цените за достъп и пренос през електроразпределителната мрежа.

(3) Цените за присъединяване на обекти на клиенти към електроразпределителната мрежа в група VII - над 400 kW, и за присъединяване към мрежи средно напрежение се определят по индивидуален проект и включват всички разходи, изчислени по разработен проект за присъединителните съоръжения, в обем, достатъчен за осигуряване на присъединяваната мощност. В цената за присъединяване се включват и разходите, които електроразпределителното предприятие прави за присъединяване на повишената присъединена мощност към електропреносното предприятие. В случаите на присъединяване на етапи на обекти със сумарна мощност над 400 kW, цената за присъединяване се определя за всеки етап на присъединяване, по индивидуален проект, като цената включва всички действителни разходи за изграждане на съоръженията за присъединяване.

(4) Цената за присъединяване на клиенти в територии извън регулация на населените места се определя на база действително направените разходи за изграждане на присъединителните съоръжения по индивидуален проект.

(5) Цените за присъединяване на клиенти към електроразпределителните мрежи за обекти на клиенти в групи от III до VI съдържат постоянна и променлива компонента в зависимост от точката на захранване и дължината на електропроводната линия.

(6) Цените за присъединяване на клиенти към електроразпределителните мрежи за обекти на клиенти по ал. 1 в групи I и II съдържат само постоянна компонента.

(7) Видовете разходи, приложими към ценообразуването на постоянната и променливата компонента, се класифицират по икономически елементи, както следва: разходи за възнаграждения и осигуровки, разходи за материали, разходи за външни услуги и „други разходи“.

Чл. 34. (1) Признатите от комисията разходи, които формират постоянната компонента на цените за присъединяване, отразяват средните разходи за присъединяване за всяка група клиенти. В постоянната компонента, в зависимост от присъединената мощност, могат да се включват следните строително-монтажни работи:

1. монтаж на електромерно табло и оборудването му;
2. изграждане на проводната част за присъединяване на разстояние до 25 м;
3. монтаж на необходимата за целта апаратура, арматура и опроводяване в разпределителното табло в трансформаторния пост;
4. изграждане на необходимата мощност в трансформаторния пост, включително неговата строителна част;
5. монтаж на апаратите от измервателната система;
6. увеличаване на договорената присъединена мощност на съществуващ присъединен обект;
7. при обособяване на нов обект със самостоятелно измерване на електрическата енергия чрез отделяне от съществуващ обект, който е присъединен към електроразпределителната мрежа;
8. при промяна броя на фазите, независимо дали се променя договорената присъединена мощност;
9. при изграждане на нови съоръжения за присъединяване, свързано с повишаване категорията по осигуреност на електроснабдяването;
10. разходи за временно електроснабдяване на строителен обект.

(2) Когато съоръжения за присъединяване се изграждат по реда на чл. 21, ал. 5 от Наредба № 6 от 24.02.2014 г. за присъединяване на производители и клиенти на електрическа енергия към преносната или към разпределителните електрически мрежи, цената за присъединяване и направените взаимнопризнати разходи за тези съоръжения се компенсират при условията, определени в договора за присъединяване.

(3) В обхвата на присъединителните съоръжения за групи обекти по чл. 33, ал. 1 от I до VI не се включват разходи за разширения на електрическата мрежа, които дружеството трябва да извърши, за да се гарантират сигурността и качеството на доставките на електрическа енергия, а именно:

1. повишаване на пропускателната възможност на съществуващата електропроводна линия след мястото на присъединяване;
2. монтиране на по-мощен силов трансформатор в трансформаторния пост;
3. изграждане на нов трансформаторен пост;
4. разширение на други части на електрическата мрежа по посока на захранващата разпределителна подстанция.

(4) Признатите от комисията разходи, които формират променливата компонента на цените за присъединяване, се определят по видове работи в зависимост от минималната схема за присъединяване към мрежата на съответното напрежение, в т.ч. за изграждане на проводната част за присъединяване над 25 м.

(5) Променливата компонента е равна на нула, когато разстоянието по ал. 4 е по-малко или равно на 25 м от границата на собственост до точката на присъединяване.

(6) За разстояния извън случаите по ал. 5 всеки допълнителен метър кабел или въздушна линия се заплаща по цена, определена за променливата компонента за съответната група клиенти, утвърдена от комисията.

(7) За обекти, които ще включват повече от един клиент, цената за присъединяване на обекта се образува за общата присъединена мощност за обекта. Общата присъединена мощност за обекта се образува като сума от индивидуално определените присъединени мощности за всеки клиент от същия обект.

(8) Цената за присъединяване на клиента за резервно електрозахранване е равна на разходите за изграждане на съоръженията за резервно присъединяване и тези, които електроразпределителното предприятие ще направи за присъединяване на повишената присъединена мощност към електропреносното предприятие, и се определя по индивидуален проект.

Чл. 35. Цената за продажба на електрическа енергия между съседни крайни снабдители е равна на продажната цена на обществения доставчик.

Чл. 36. За обекти на клиенти, присъединени към електроразпределителната мрежа, за които не се изисква изграждане на съоръжения за присъединяване, цената за присъединяване се определя въз основа на действителните преки разходи по присъединяване, които ще извърши съответното енергийно дружество.

Чл. 37. Цената за присъединяване на енергиен обект по чл. 24 от Закона за енергията от възобновяеми източници е индивидуална, включва разходите за изграждане на съоръжения за присъединяване към съответната електроразпределителна мрежа и се определя по методика, приета от комисията.

Глава трета

ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИТЕ ПРИ ОСНОВНИТЕ МЕТОДИ НА РЕГУЛИРАНЕ

Чл. 38. (1) При прилагането на методите за ценово регулиране по чл. 3 комисията може да измени цените по време на ценовия период, в случай че е налице изменение на цените на природния газ и/или другите променливи разходи, което води до необходимост от изменение на утвърдените ценообразуващи елементи, като в този случай не се прилага процедурата по глава четвърта.

(2) При регулиране на цените чрез метода „норма на възвръщаемост на капитала“ по време на ценовия период цените могат да бъдат променени при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие.

(3) При регулиране на цените чрез методите на ценово регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2 могат да се извършат следните годишни корекции:

1. с инфлационен индекс (И) за предходен период, на основата на данни от Националния статистически институт, съобразно влиянието му върху признатите разходи за дейността (без разходите за амортизации) и с коефициент за подобряване на ефективността при спазване на принципите на чл. 23 и 31 от Закона за енергетиката;

2. с показатели въз основа на изпълнението (качество на енергията, качество на обслужването), като признатите необходими приходи на енергийното предприятие се коригират при неизпълнението на определените от комисията целеви показатели и разликата между прогнозните и реализираните инвестиции;

3. в резултат на изпълнени и отчетени инвестиции, на основата на достоверни данни за активите по видове дейности, съгласно представените отчети и/или извършена проверка.

(4) При прилагане на метода „горна граница на приходи“ се извършва и корекция с фактора Z , който представлява абсолютната стойност на разликата между прогнозни и отчетени разходи за предишен ценови период; в случаите, когато прогнозните разходи са по-високи от отчетените, необходимите приходи се намаляват за следващия ценови период и обратно - когато отчетените разходи са по-високи от прогнозните, необходимите приходи се увеличават с тази сума за следващия ценови период; корекцията със Z се прави само за разлики в разходите за покупка и продажба на електрическа енергия, както и за

разлика в разходи, предизвикани от промяна в броя на клиентите. Корекцията с фактора Z се изчислява по следната формула:

$$Z_t = \left(\text{Путв.} - \text{Е}_{\text{прог.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} * \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} - \left(\text{П}_{\text{отч.}} - \text{Е}_{\text{отч.}} * \frac{\text{ТР}_{\text{одоб.}}\%}{1 - \text{ТР}_{\text{одоб.}}\%} * \text{Ц}_{\text{тр.}} \right)_{t-1} \pm P_{t-2}$$

където:

Путв. - утвърдени необходими приходи, лв.;

Потч. - отчетени приходи, лв.;

Е_{прог.} - прогнозни количества пренесена електрическа енергия, kWh;

Е_{отч.} - отчетени количества пренесена електрическа енергия, kWh;

ТР_{одоб.} - одобрени технологични разходи за регулаторния период, %;

Ц_{тр.} - утвърдената цена, по която общественият доставчик продава електрическа енергия за покриване на технологичните разходи, включително цени за пренос и достъп през/до електропреносната мрежа и цена за задължения към обществото, лв./ kWh;

P - корекция за надвзети/недовзети приходи в резултат на прогнозни количества, използвани за определяне на Z_{t-1}, лв;

t - ценови период.

(5) Корекцията с фактора Z може да се приложи и за първата година от регулаторния период.

Чл. 39. (1) Корекции на цените могат да се направят, в случай че действителните приходи на енергийното предприятие осигуряват различен от прогнозния размер приходи за покриване на признатите невъзстановяеми разходи, като разликата се отразява в утвърдените необходими приходи на енергийното предприятие за следващия ценови период.

(2) Корекции на цените могат да се направят, в случай че действителните приходи на енергийното предприятие осигуряват различен от прогнозния размер приходи за покриване на разходите, свързани със задължения към обществото, като разликата се отразява в признатите необходими приходи на енергийното предприятие за следващия ценови период.

(3) Механизмът за разплащане на разходите, произтичащи от изпълнение на задължения към обществото на съответните енергийни предприятия, свързани със сигурността на снабдяването, включително за защита на обектите, представляващи критична инфраструктура в енергетиката, се определя с решение на комисията.

Чл. 40. Комисията има право при необходимост да изменя утвърдените цени на електрическата енергия по време на ценовия период, но не по-често от веднъж на календарно тримесечие, като:

1. изменя разполагаемостта по чл. 21, ал. 1, т. 21 от Закона за енергетиката, както и количеството електрическа енергия на обществения доставчик, в съответствие с които производителите и/или общественият доставчик са длъжни да сключват сделки с крайните снабдители, при съобразяване с енергийния баланс с цел осигуряване на максимална защита на интересите на крайните клиенти и при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите;

2. изменя размера на технологични разходи на енергийните предприятия при производство, пренос и разпределение на електрическа енергия, като определя целевите им стойности при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите;

3. изменя признатия размер на други ценообразуващи елементи при спазване на принципа за осигуряване на баланс между интересите на енергийните предприятия и клиентите.

Глава четвърта

РЕД ЗА УТВЪРЖДАВАНЕ, ОПРЕДЕЛЯНЕ И ИЗМЕНЕНИЕ НА ЦЕНИ

Чл. 41. (1) Енергийните предприятия подават заявления в комисията по утвърдени от нея образци за утвърждаване на:

1. необходими приходи и цени, както и всички свързани с тях показатели и коефициенти за изменението им по време на регулаторния период;
2. промяна в тарифната структура;
3. изменение на действащи цени;
4. друго, свързано с правомощията на комисията по ценовото регулиране.

(2) Заявленията по ал. 1 се подават не по-късно от 3 месеца преди изтичането на стария ценови период или влизането в сила на предлаганото изменение на действащи цени и/или тарифни структури.

Чл. 42. (1) Заявленията се проверяват за съответствие с изискванията на наредбата в 7-дневен срок от постъпването им.

(2) Когато се установи нередовност на заявлението, на заявителя се изпраща писмено съобщение да отстрани допуснатите нередовности в срок 7 дни.

(3) Ако в срока по ал. 2 заявителят не отстрани нередовностите, преписката не се разглежда по същество и се прекратява с решение на комисията.

(4) На заявителя се изпраща писмено уведомление, че преписката е прекратена и заявлението не подлежи на разглеждане по същество.

Чл. 43. (1) Към заявлението за утвърждаване на необходими приходи, цени и тарифни структури лицензиантите представят в комисията информация за 12-месечен отчетен период, наречен базисна година.

(2) Към заявлението по ал. 1 се прилагат и:

1. годишен финансов отчет с приложения към него, изготвен в съответствие с изискванията на Закона за счетоводството и приложимите счетоводни стандарти;
2. финансово-счетоводна информация в съответствие с чл. 4 и чл. 5 за базисната година;
3. технико-икономически данни, включително месечни отчети за продажбите през базисната година, както и всяка друга информация, свързана с предлаганите за утвърждаване цени, изисквана в съответствие с решението на комисията по чл. 5;
4. информация по групи клиенти за базисната година, включително брой на клиентите, продажби на енергия, приходи и данни за фактурирането;
5. други данни, които енергийното предприятие счита за необходимо да представи в подкрепа на подаденото заявление или изискани от комисията;
6. документ за платена такса за разглеждане на заявлението.

(3) Документите по ал. 2 се представят в комисията на електронен и на хартиен носител, заверени с подпис на представляващия енергийното предприятие и печат на енергийното предприятие.

(4) Енергийните предприятия представят необходимите доказателства за достоверността на данните и информацията.

(5) Заявлението за утвърждаване на необходими приходи, респективно цени, съдържа данни за базисната година, прогнозна информация за новия ценови период (разходи, количества за осъществяване на лицензионната дейност, инвестиции и др.).

(6) Дружеството представя информация за планираните инвестиции по направления и групи обекти в съответствие с методиката по чл. 3, ал. 5.

(7) Обосновката на предложените за утвърждаване инвестиции включва постигането на конкретни показатели по отношение на осъществяване на лицензионната дейност, в т.ч. развитие и подобрене на мрежата, повишаване на сигурността на доставките, намаление на технологичните разходи и други цели.

(8) Дружеството трябва да представи подробен отчет за постигнатите резултати за изпълнението на инвестициите за всяка ценова година от регулаторния период и анализ по отношение на постигнатите показатели за качеството на енергията и обслужването на клиентите, както и промените в ефективността.

(9) Като неразделна част от заявленията за цени дружествата представят приложения със справки, които включват изискваната от комисията информация.

(10) Справките се представят на хартиен и цифров носител. Формата на справките е задължителна и не могат да бъдат изтривани редове и/или колони. Дружеството може да представя допълнителна информация извън задължителната по справките. Справките трябва да бъдат подписани от лице с представителна власт и от главен счетоводител и да бъдат подпечатани с печата на дружеството.

(11) По искане на комисията или при необходимост за допълнителна обосновка дружеството представя към заявлението допълнителна писмена информация относно ценообразуващите елементи.

(12) Със заявленията за утвърждаване на цени енергийните предприятия могат да предявяват искания за признаване и компенсиране на невъзстановяеми разходи и на разходи, произтичащи от наложени задължения към обществото, като прилагат съответните доказателства, обосноваващи искането им.

Чл. 44. (1) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага метод за регулиране „норма на възвръщаемост на капитала“, могат да подават заявления за изменение на утвърдените цени преди изтичането на ценовия период при наличие на обстоятелства, чието настъпване не е могло да бъде предвидено при утвърждаването на цените и води до съществено изменение на утвърдените им ценообразуващи елементи и на финансовото състояние на енергийното предприятие.

(2) Към заявленията за изменение на утвърдените цени се прилага необходимата информация за доказване на обстоятелствата по ал. 1.

(3) В случай че изменените по ал. 1 цени оказват влияние върху цени на други енергийни предприятия, комисията може да даде указания на тези предприятия да подадат заявление за изменение на утвърдените им цени. При неизпълнение на указанията комисията може служебно да измени тези цени.

(4) Решението за изменение на цените по ал. 3 не прекъсва регулаторния период.

Чл. 45. (1) Енергийните предприятия, спрямо които комисията прилага методи за ценово регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2, подават заявление за утвърждаване на изменение на необходими приходи и цени за втория или следващите ценови периоди от регулаторния период.

(2) Заявлението по ал. 1 се подава не по-късно от 3 месеца преди изтичането на предходния ценови период.

Чл. 46. Общественият доставчик, крайните снабдители и операторите на електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи, в едномесечен срок преди подаване в комисията на заявлението за утвърждаване на нови цени или за изменение на действащи цени оповестяват в средствата за масова информация предложението си за утвърждаване на новите цени или за изменението на действащите цени..

Чл. 47. (1) Комисията в срок до два месеца след представяне на заявленията за утвърждаване и/или изменение на утвърдените цени, съответно за отстраняване на констатираните нередовности, на закрито заседание приема доклад и насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад.

(2) Комисията оповестява доклада, датата и часа за провеждане на открито заседание на страницата си в интернет.

(3) На откритото заседание комисията обсъжда с енергийните предприятия доклада по ал. 1 и определя срок за представяне на становища и писмена обосновка на направените на откритото заседание възражения до 3 дни от датата на откритото заседание.

Чл. 48. В срок до 7 дни от датата на откритото заседание комисията провежда закрито заседание, на което приема проект на решение и насрочва дата за обществено обсъждане по чл. 14 от Закона за енергетиката.

Чл. 49. (1) За енергийните предприятия, спрямо които се прилага методът „норма на възвръщаемост на капитала“, проектът на решение, съответно решението по чл. 52, ал. 1, съдържа:

1. прогнозните и/или изменените необходими приходи на енергийните предприятия, включващи икономически обосновани разходи за дейностите по съответните лицензии,

регулаторната база на активите и нормата на възвръщаемост на капитала и съответните цени;

2. прогнозните количества електрическа енергия и/или разполагаемост за следващия ценови период.

(2) В случай че извършеният анализ и оценка на представената информация от енергийното предприятие по чл. 44, ал. 1 и ал. 2 не дават основание за изменение на утвърдените цени, комисията приема проект на решение, съответно решение по чл. 52, ал. 1, с което отказва да измени действащите цени.

Чл. 50. (1) За енергийните предприятия, спрямо които се прилагат методите на ценово регулиране по чл. 3, ал. 2, т. 2, проектът на решение, съответно решението по чл. 52, ал. 1, съдържа:

1. при започване на нов регулаторен период:

а) продължителността на следващия регулаторен период и нормата на възвръщаемост на капитала;

б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за първия ценови период;

в) прогнозните количества електрическа енергия и/или разполагаемост за първия ценови период;

г) цени за първия ценови период, включително по групи клиенти и тарифна структура;

2. за всеки следващ ценови период в рамките на регулаторния период:

а) стойностите на показателите за корекции в съответствие с изискванията по чл. 3, ал. 2, т. 2;

б) прогнозните необходими приходи на енергийните предприятия за ценовия период в съответствие със стойностите по буква „а“;

в) прогнозните количества електрическа енергия и/или разполагаемост за ценовия период;

г) цени за ценовия период, включително по групи клиенти и тарифна структура.

(2) В случай че енергийно предприятие е направило искане за утвърждаване на групи клиенти и тарифни структури, но не е обосновало искането си в представеното проучване за стойността на услугата по чл. 17, комисията може да откаже утвърждаването им.

(3) В случай че енергийното предприятие не е подало заявление и/или не е представило информацията по чл. 41 и чл. 45, комисията може служебно да утвърди коригирани необходими приходи и цени за следващия ценови период от регулаторния период въз основа на данните, с които разполага.

Чл. 51. (1) Провеждането на процедура за обществено обсъждане по чл. 14 от Закона за енергетиката започва с оповестяване проекта на решение на страницата на комисията в интернет.

(2) Комисията обсъжда със заинтересованите лица по смисъла на чл. 14, ал. 2 от Закона за енергетиката проекта на решение и определя срок за представяне на становища по него не по-кратък от 14 дни от датата на общественото обсъждане.

Чл. 52. (1) След приключване на процедурата за обществено обсъждане на закрито заседание комисията приема решение.

(2) По преписки, които представляват фактическа и правна сложност, мотивите към решенията могат да бъдат приети до 10 дни от приемането на съответното решение.

(3) Комисията публикува решенията по ал. 1, съответно мотивите по ал. 2, на страницата си в интернет в 3-дневен срок от приемането им.

Чл. 53. (1) В случаите по чл. 40 комисията може да приеме съкратени процедури и срокове.

(2) Решението за изменение на цените влиза в сила от деня на приемането му от комисията и тя го публикува на страницата си в интернет.

Чл. 54. В срок до 7 дни след получаване на решенията на комисията за утвърждаване на нови цени общественият доставчик, крайните снабдители и операторите на електропреносната и електроразпределителните мрежи публикуват на интернет

страницата си утвърдените им пределни цени, включително цените по тарифните структури, и цените, които ще прилагат по договорите с клиентите през следващия ценови период.

Чл. 55. (1) Производството за утвърждаване на цени на предоставяните на клиентите услуги, свързани с лицензионната дейност, се открива по инициатива на комисията или по искане на лицензиант.

(2) В случаите по ал. 1 комисията изисква от енергийните предприятия, осъществяващи съответната лицензионна дейност, в определен от нея срок да предоставят информация за видовете предлагани услуги, свързани с лицензионната дейност.

(3) Ал. 2 не се прилага в случаите на искане на лицензиант за утвърждаване на цени за предоставяне на услуги, свързани с лицензионна дейност, когато за тази дейност има издадена само една лицензия за територията на страната.

(4) В срок до два месеца от получаване на информацията по ал. 2 или от подаване на искането по ал. 3 на закрито заседание комисията приема проект на решение за определяне на видовете услуги и насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за неговото обсъждане.

(5) Комисията оповестява проекта на решение, датата и часа за провеждане на откритото заседание на страницата си в интернет.

(6) На откритото заседание комисията обсъжда с енергийните предприятия проекта на решение и определя срок за представяне на становища до 5 дни от датата на провеждането му.

(7) В срок до 20 дни от датата на откритото заседание комисията провежда закрито заседание, на което приема решение за определяне на видовете услуги. С решението комисията указва на енергийните предприятия, осъществяващи съответната лицензионна дейност, в определен срок да подадат заявление за утвърждаване на цени на определените от нея видове услуги.

(8) Към заявлението енергийните предприятия прилагат доказателства и обосновка на разходите, свързани с предоставянето на определените от комисията видове услуги.

(9) Комисията в срок до два месеца след представяне на заявленията за утвърждаване на цени на предоставяните услуги, свързани с лицензионната дейност, на закрито заседание приема доклад и проект на решение, насрочва дата и час за провеждане на открито заседание за обсъждане на приетия доклад и за провеждане на обществено обсъждане по реда на чл. 14 от Закона за енергетиката на приетия проект на решение.

(10) След приключване на процедурата за обществено обсъждане на закрито заседание комисията приема решение.

Чл. 56. Лица, чиято дейност не подлежи на лицензиране съгласно Закона за енергетиката, но извършват сделки по регулирани цени, подават заявления по чл. 41, ал. 1, които се разглеждат от комисията по реда на тази глава.

ДОПЪЛНИТЕЛНА РАЗПОРЕДБА

§ 1. По смисъла на наредбата:

1. „Базисна година“ е предходната календарна година или 12-месечен период, предхождащ внасянето на предложението, за който енергийното предприятие предоставя информация за лицензираната услуга, използвана като основа за определяне на цени.

2. „Динамично променяща се генерация“ е производство на електрическа енергия, което е трудно предвидимо в деня преди доставката поради неконтролируемо и динамично променящ се първичен енергиен източник.

3. „Електрическа енергия“ е активната електрическа енергия.

4. „Коефициент за подобряване на ефективността“ е целева величина, изразяваща

относителното намаляване на разходите на енергийните предприятия за осъществяване на съответната лицензионна дейност.

5. „Необходими годишни приходи за дейностите обществена доставка и крайно снабдяване“ са икономически обоснованите разходи и възвръщаемост, необходими на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията с определено качество.

6. „Необходими приходи“ са икономически обоснованите приходи, необходими на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията с определено качество и постигане на определената възвръщаемост.

7. „Норма на възвръщаемост на капитала“ е възвръщаемост на инвестирания капитал, изразена като процент от този капитал.

8. „Полезен живот“ е срокът, за който комисията приема, че даден актив може да бъде амортизиран.

9. „Призната стойност на активите“ е признатата от комисията стойност на всички активи на енергийното предприятие, които се използват и са свързани пряко с дейността по лицензията.

10. „Променливи разходи“ са тези разходи, чиято стойност се променя в зависимост от количествата произведена, пренесена или продадена енергия.

11. „Проучване на стойността за услугата“ е проучване на разходите на енергийното предприятие за предоставяне на услугата по лицензията по групи клиенти и съпоставка с действителните или прогнозните приходи, получени от всяка група клиенти при съществуващите или предлаганите цени.

12. „Реактивна електрическа енергия“ е енергията, произведена и доставена от генераторите за определен период от време, способна да поддържа напрежението и електромагнитното поле, измервана във varh и неговите производни.

13. „Регулаторна база на активите“ е стойността на материалните и нематериалните активи, които едновременно се използват и имат полезен живот за предоставянето на услугата по лицензията и необходимия оборотен капитал.

14. „Регулаторен период“ е периодът между два регулаторни прегледа.

15. „Регулаторен преглед“ означава дейност, при която комисията извършва анализ и оценка на отчетната информация за базисната година и прогнозната информация за следващ ценови/регулаторен период, предоставена от енергийните предприятия. В резултат на регулаторния преглед комисията утвърждава:

а) прогнозните необходими приходи и цените на енергийните предприятия, включително икономически обоснованите разходи и възвръщаемост на капитала или компонента за дейностите по съответните лицензии;

б) продължителността на регулаторния период при регулиране чрез стимули, както и стойностите на ценообразуващите елементи, въз основа на които енергийните предприятия предлагат за утвърждаване цени за следващ ценови период в рамките на регулаторния период.

16. „Структура на капитала“ се характеризира от относителните дялове на собствения и на привлечения капитал в общия размер на капитала на енергийното предприятие.

17. „Тарифна структура“ е система от цени при продажба на електрическа енергия или предоставяне на услуга, приходите от които съответстват на необходимите приходи за съответната дейност.

18. „Тарифна цена“ е всяка отделна цена от тарифната структура.

19. „Условно-постоянни разходи“ са тези, които не се променят при промяна в количествата произведена или пренесена енергия.

20. „Услуги, свързани с лицензионната дейност“ са други услуги, извършвани от дружеството, които са необходими за осъществяване на дейността по лицензията.

21. „Цена за енергия“ е цената, чрез която се покриват променливите (зависещи от обема на производството, преноса, разпределението, снабдяването или доставката на електрическа енергия) разходи на енергийното предприятие.

22. „Цена за разполагаемост“ е цената, чрез която се покриват постоянните (независещи от обема на производството, преноса и разпределението на електрическа енергия) разходи на енергийното предприятие и възвръщаемост на капитала.

23. „Ценови период“ е период, през който цените остават непроменени от комисията - обикновено дванадесет месеца.

ПРЕХОДНИ И ЗАКЛЮЧИТЕЛНИ РАЗПОРЕДБИ

§ 2. Заварените към датата на влизане в сила на наредбата административни производства се довършват по реда на тази наредба.

§ 3. Общественият доставчик, крайните снабдители и операторите на електропреносната мрежа и електроразпределителните мрежи, в срок до 3 дни от деня на обнародване на наредбата в „Държавен вестник“, оповестяват в средствата за масова информация предложението си за утвърждаване на новите цени или за изменението на действащите цени за регулаторния/ценови период 01.07.2017 г. – 30.06.2018 г., в случай че не са го направили по-рано по реда на чл. 36а, ал. 1 от Закона за енергетиката.

§ 4. Наредба № 1 от 18.03.2013 г. за регулиране на цените на електрическата енергия (обн., ДВ, бр. 33 от 5.04.2013 г., изм. и доп., бр. 17 от 28.02.2014 г., бр. 4 от 16.01.2015 г., изм. с Решение № 11674 от 5.11.2015 г. на Върховен административен съд на Република България - бр. 20 от 15.03.2016 г.; изм. с Решение № 13033 от 1.12.2016 г. на Върховен административен съд на Република България - бр. 100 от 16.12.2016 г.) се отменя.

§ 5. Наредбата се приема на основание чл. 36, ал. 3 от Закона за енергетиката и чл. 32 от Закона за енергията от възобновяеми източници и е в съответствие с изисквания на Директива 2009/72/ЕО относно общите правила за вътрешния пазар на електроенергия на Европейския парламент и на Съвета от 13 юли 2009 г.

§ 6. Тълкуване или указания по прилагане на наредбата се дават с решение на комисията.

§ 7. Наредбата влиза в сила от деня на обнародването ѝ в „Държавен вестник“.

III. Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия да бъде изпратена в „Държавен вестник“ за обнародване.

В заседанието по **точка първа** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Димитър Кочков и Валентин Петков.

Решението е взето със **седем гласа „за“**, от които **два гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

По т. 2. Комисията разглежда относно **проверка на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД** за установяване на нарушения на условията на издадените на дружествата лицензии за дейностите „разпределение на електрическа енергия“ и „обществено снабдяване с електрическа енергия“, във връзка с отчитането и фактурирането на количествата електрическа енергия съгласно действащата нормативна уредба, разпоредена със Заповед № 3-Е-7/18.01.2017 г. на Председателя на Комисията за енергийно и водно регулиране.

Във връзка с Ваша заповед № 3-Е-7/18.01.2017 г. и на основание чл. 21, ал. 1, т. 42, чл. 75, ал. 2, т. 1, чл. 76, ал. 4, чл. 77, ал. 2 и ал. 3, чл. 78, чл. 80 от Закона за енергетиката (ЗЕ) е извършена проверка на място и по документи за установяване на нарушения на условията на издадените на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД лицензии за дейностите „разпределение на електрическата енергия“ и „обществено снабдяване с електрическа енергия“, във връзка с отчитането и фактурирането на количествата електрическа енергия съгласно действащата нормативна уредба.

В изпълнение на заповедта относно проверката на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД и „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД, работната група извърши следното:

С писма, с вх. № ВхК-EPRS-197/18.01.2017 г. и с вх. № ВхК-EPRS-176/18.01.2017 г., КЕВР е изисквала от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД и „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД следната информация:

1. Планиран график на отчитане на електрическа енергия за периода от 01.11.2016 г. до 31.01.2017 г. (включително), по населени места и по дати.

2. Реално извършен отчет на електрическа енергия за периода от 01.11.2016 г. до 18 януари 2017 г. (включително) по населени места и по дати.

3. В случай, че не е спазен графикът на отчитане, моля посочете причините.

4. Справка за броя на постъпили жалби, относно сроковете на отчитане, за периода от месец ноември 2016 г. до януари 2017 г. (включително), ведно с копие на същите, придружени с издадени фактури за посочения интервал от време.

5. Брой служители, извършващи отчитането на количеството електрическа енергия и колко от тях са служители на „Енерго-Про Мрежи” АД.

6. Актуална работна процедура и инструкции за отчет на СТИ: 1) при отчет на място (визуално снемане на данни; електронно снемане на данни); 2) при дистанционен отчет.

7. Описание на процесите след постъпване на данни за отчет на СТИ и време за изпълнение на следните етапи: отчитане → въвеждане на данни → проверка на данни → изпращане на данните до снабдителното дружество → издаване на фактури → плащане на дължимите суми → преустановяване на електрозахранването поради неплащане. Моля, да представите пример за битов клиент, на който СТИ е отчетен на 01 декември.

8. Да попълните приложените към писмото таблици № 1, № 2, № 3 и № 4 с данни, които са актуални към 31.12.2016 г..

9. Брой битови клиенти и брой небитови клиенти на „Енерго-Про Продажби” АД към 31.12.2016 г.

Приложение: Таблици № 1, № 2, № 3 и № 4

10. Копия от фактури за консумирана електрическа енергия за периода от 05.12.2016 г. до 04.01.2017 г. за битови клиенти, отчетени от представители на енергийното дружество, съгласно утвърдения график.

Изискани са 3 броя копия от фактури по т. 10, избрани на случаен принцип.

В периода 18.01-19.01.2017 г., членовете на работната група посетиха на място „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД и „ЕНЕРГО-ПРО Продажби” АД.

В проведените на място срещи от страна на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД и „ЕНЕРГО-ПРО Варна” ЕАД взеха участие:

- Николай Николов – член на Управителния съвет;
- Красимир Иванов – член на Управителния съвет;
- Румен Лалев – член на Управителния съвет;
- Денислава Димитрова – експерт Регулаторно управление;
- Тодор Костов – директор фактуриране.

От страна на Министерството на енергетиката участва Георги Манев – главен експерт в отдел „Технически контрол в енергетиката и управление при кризисни ситуации“.

Във връзка с поставената цел на проверката на 19.01.2017 г., такава беше извършена на отчетени по график средства за търговско измерване (СТИ), на случаен принцип. По време на проверката на място присъстваха следните служители на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД:

- Антония Христова – ръководител дирекция „Отчет средства за търговско измерване и балансово мерене“;
- Мартин Йорданов – старши отчетник;
- Ивелина Гьонева – координатор отчет.

В резултат на събраните в хода на проверката документи са направени следните констатации:

С писма, с изх. № К-EPRG-128 и № К-EPRS-83 от 20.01.2017 г., „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД и „ЕНЕРГО-ПРО Продажби” АД предоставиха информация съгласно която:

1. По въпроси № 1, № 2 и № 3 „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД изпраща графика за отчитане на потреблението на електрическа енергия за периода от 01.11.2016 г. до 31.01.2017 г. От дружеството уточняват, че реалното отчитане на електромерите се извършва съгласно приложения към писмото график за отчет (за възпрепятствания отчет на част от електромерите в Североизточна България вследствие на влошените метеорологични условия КЕВР е уведомен с писмо, с вх. № Е-13-45-2/10.01.2017 г., както и

електронно с име на електронен файл: („2017-01-06 EPRG ME EWRC impossible reading.pdf“). Графикът за отчет обхваща електромерите на цялата територия на лицензията на дружеството, които са групирани в т. нар. „блокове за отчет“ според датата, за която са планирани за отчитане. Графиците за отчет се изготвят на този принцип. Тяхното разделяне по населени места **не е възможно** поради факта, че електромерите във всяко едно населено място попадат в различни блокове за отчет и съответно се отчитат на различни дати. Например само определена част от населеното място (определен брой електромери) се отчита на една дата от графика и едно населено място може да се отчита на части в целия период за отчет.

2. По въпрос № 4 „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД уточнява, че в периода от 01.11.2016 г. до 18.01.2017 г. включително, в дружеството няма постъпили жалби относно сроковете на отчитане. В „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД има постъпила една жалба относно отчетния период, посочен в издаваните на клиента фактури. Приложено към писмото, дружеството изпраща справка за: „Постъпили жалби относно сроковете на отчитане“ за периода от 01.11.2016-18.01.2017 г. (включително); заверени копия на жалбата от клиента с вх. № 4342946/23.11.2016 г. и отговора на дружеството с изх. № 4342946/24.11.2016 г., както и 12 бр. фактури. Документите са приложени и на електронен носител с име на файловете: „ЕППП Жалби Отчетен период Фактури 1 .pdf“ и „ЕППП Жалби Отчетен период Фактури 2.pdf“

3. По въпрос № 5 „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД информира КЕВР, че общият щатен брой на отчетниците в дружеството е 357. Всички лица, извършващи отчитането на средствата за търговско измерване на електрическата енергия, са служители на дружеството.

4. По въпрос № 6 дружеството прилага заверено копие на „Инструкция за ръчен отчет на електромери“ на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, WI-207-EPRG-DR (*Име на електронен файл: „WI-207-EPRG-DR Инструкция за ръчен отчет на електромери v02.pdf“*), заверени копия на бизнес процес „DIS16-03 Дистанционно отчитане на електромери“ и бизнес процес „DIS16-04 Отчет с интелигентни системи“ на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД (*Име на електронни файлове: „DIS16-03 Дистанционно отчитане на електромери, v01.pdf“ и „DIS16-04 Отчет с интелигентни системи, v02.pdf“*).

5. По въпрос № 7 от Писмото - процесът обхваща до голяма степен дейности извършвани в дружеството краен снабдител, което издава фактурите, инкасира дължимите суми и заявява клиенти за прекъсване на снабдяването поради неплащане. За целите на цялостното описване на процеса „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД представя описание на дейностите от отчет до преустановяване на захранването на битов клиент, в което е включен и пример:

№	Стъпка от процеса	Описание	Пример с битов клиент, отчетен на 02.12.2016 г. (01.12.2016 г. по график е неотчетен ден)
1.	Отчет от служител с ръчен терминал	Отчетникът отчита по график и по маршрут определен брой електромери в деня за отчет.	Отчет на 02.12.2016г.
2.	Проверка в момента на въвеждане на данните в ръчния терминал	В момента на въвеждане на показанията в терминала, софтуерът извежда предупреждение ако има нестандартно отклонение спрямо предходни показания	02.12.2016г.
3.	Пренос на данните от ръчния терминал в централизирана база данни за отчетени показания	Терминалът се синхронизира с отчетната база данни няколко пъти на ден. В края на работния ден след отчитане на целия маршрут се извършва окончателно предаване на данните към централизираната база данни.	02.12.2016г.

4.	Импорт на отчетените данни в билинг системата	След 20:00ч. всяка вечер автоматичен процес експортира данните от базата данни за отчетени показания и ги импортира в билинг системата	02.12.2016г.
5.	Проверки при импорт на отчетените показания в билинг системата	По време на импорта в билинг системата, автоматично се извършва верифициране на данните и при наличие на отклонения се регистрират отклонения, които се извеждат на следващия работен ден ръчно, с цел допълнителна проверка.	02.12.2016г. - > 05.12.2016г.
6.	Проверка на въведените енергийни данни в билинг системата	Проверката започва на втория ден и продължава до датата на фактуриране по вътрешна методика на дружеството.	От 02.12.2016г. до 19.12.2016г.
7.	Предварително фактуриране	За проверените и готови за фактуриране данни и се стартира масов процес на предварително фактуриране.	От 19.12.2016г. до 20.12.2016г.
8.	Проверки след предварителното фактуриране	По време на предварителното фактуриране в билинг системата се извършва верифициране на данните и при наличие на отклонения се изготвя протокол с отклонения, с цел допълнителна проверка.	20.12.2016г.
9.	Окончателно фактуриране	За проверените и готови за окончателно фактуриране данни се стартира масов процес на фактуриране.	От 20.12.2016г. до 21.12.2016г.
10.	Проверки след окончателното фактуриране	По време на окончателното фактуриране в билинг системата се извършва верифициране на данните и при наличие на отклонения се изготвя протокол с отклонения с цел допълнителна проверка.	21.12.2016г.
11.	Период на плащане	Периодът на плащане се задава на цялата група обекти, които се фактурират заедно в процеса на масовото фактуриране	Период на плащане - до 10.01.2017г.
12.	Предупреждение при неплащане в срок	На клиентите с просрочени неплатени задължения се изпращат предупредителни: SMS, имейл или писма.	Изпращане на предупреждения на 13.01.2017г. Срок - до 30.01.2017.
13.	Преустановяване на захранването поради неплащане	Клиентите с просрочени неплатени задължения, които не са платени и след крайния срок на плащане, даден в предупрежденията, се подават към „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ за преустановяване на ел.захранването.	От 01.02.2017г. клиентите се подават за преустановяване на захранването поради неплащане.

Забележка: За битови клиенти има две отчетни групи. Първата отчетна група - ОГ1 е за отчетите по маршрути от 20.11. до 28.11. на месеца. Втората отчетна група е за отчетите по график от 02.12. до 09.12. В посочения пример обектът попада във втората отчетна група, на която финалните проверки се извършват след отчет до рапорт за фактуриране.

6. **По въпрос № 8** от „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД прилагат попълнени Таблица № 1 и Таблица № 3 (*Име на електронен файл: „ЕПРМ Справка електромери 31.12.2016.xls“*). По отношение на поисканите данни в образците на Таблица № 2 и Таблица № 4 дружеството посочва, че няма средства за търговско измерване на потреблението на клиенти на дружеството, които не са собственост на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, поради което таблиците са оставени непопълнени.

Таблица 1

Средства за търговско измерване (СТИ), собственост на енергийното дружество към 31.12.2016г.

СТИ отчитащи консумираната електрическа енергия на битови клиенти

монофазни СТИ	трифазни СТИ
---------------	--------------

	индукционни			статични					индукционни			статични				
	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
НН	х	64514	110	х	816147	х	874	50921	х	20223	19	х	117818	х	98	7826
СрН	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х
Общо	х	64514	110	х	816147	х	874	50921	х	20223	19	х	117818	х	98	7826

Таблица 3

Средства за търговско измерване (СТИ), собственост на енергийното дружество към 31.12.2016г.

СТИ отчитащи консумираната електрическа енергия на небитови клиенти

	монофазни СТИ								трифазни СТИ							
	индукционни			статични					индукционни			статични				
	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
НН	х	5777	3	х	51426	х	12	13789	х	4345	6	х	34668	х	29	25080
СрН	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	х	1675
Общо	х	5777	3	х	51426	х	12	13789	х	4345	6	х	34668	х	29	26755

7. По въпрос № 9 „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД уточнява, че броят на клиентите на дружеството, в качеството му на краен снабдител е следният:

№	Групи клиенти	Брой клиенти /клиентски номера/ 2016 г.
1.	Небитови клиенти (ниско напрежение)	68 160
2.	Битови клиенти	996 497
	Общо:	1 064 657

8. По въпрос № 10 и във връзка с проверката, извършена на 19.01.2017 г. в гр. Варна от работната група, „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД предоставя поисканите документи, удостоверяващи датата на извършен отчет на произволно избрани клиенти от населени места, в които е имало затруднен отчет съгласно писмо, с вх. № Е-13-45-2/10.01.2017 г. на КЕВР. Документите са придружени от помощна таблица (*Име на електронен файл: „Места със затруднен отчет Последващ отчет случаен принцип.pdf“*).

„ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД предоставя 3 бр. фактури, избрани на случаен принцип, с период на отчет от 05.12.2016 г. до г., както следва:

– Фактура № 0251249278 /18.01.2017 г. на клиентски № 1500164868, абонатен № 0510217081;

– Фактура № 0251096767 /18.01.2017 г. на клиентски № 1200027711, абонатен № 0100522003;

– Фактура № 0251205354 /18.01.2017 г. на клиентски № 1400013616, абонатен № 0100805246.

Приложено, дружеството изпраща и поисканите копия на фактури от последния направен отчет на потреблението на клиенти, във връзка с проверката, извършена на 19.01.2017 г. в гр. Варна.

От извършената проверка на място се установи следното:

Всички проверени СТИ са с нарастващи показания, сравнени с тези от извършения по график последен отчет, видно от направената извадка от данните за отчетени показания за всеки от проверените клиенти от Schema kvasy на дружеството.

Бяха проверени на случаен принцип 88 клиенти на дружеството. От тях 10 клиенти се оказаха с непроменени данни от отчетите за периода октомври – 19.01.2017 г., 37 клиенти са новоприсъединени към „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи” АД през м. ноември 2016 г. и са отчетени в началото на декември 2016 г. и началото на януари 2017 г., а 41 клиенти са с редовни отчети през последните шест месеца.

При направения сравнителен анализ на отчетите на тези 41 клиенти, с редовни отчети през последните шест месеца, се установи средно дневно потребление kWh/ден през октомври 10,77 kWh/ден, през ноември 14,24 kWh/ден и през декември-до 19.01.2017 г. 23,43 kWh/ден. Завишението на потребеното количество електрическа енергия в % изражение е ноември- декември 32.21%, а декември-до 19.01.2017 г. 64.53%.

Сравнителна таблица от извършена на място проверка за отчети на СТИ в кв. „Младост“, кв. „Кайсиева градина“ и ул. „Вярност“ от гр. Варна.

№	Аб. №	клиент	тарифа	отчет м. октомври	отчет м. ноември	разлика	средно дневно потр.	отчет м. декември	разлика	средно дневно потр.	% завишение ноември - дек.	отчет проверка м. януари	разлика	средно дневно потр.	% завишение дек. - януари
1	0106508043	Ангел Желязков Ангелов	T1	44329	45200	871	28,10	45822	622	20,06	-28,59	46542	720	32,73	63,11
			T2	21358	21569	211	6,81	21896	327	10,55	54,98	22201	305	13,86	31,43
2	0106508279	Домсътвет ЕТ „КВН К.Пейчева“	T1	179	186	7	0,23	191	5	0,16	-28,57	192	1	0,05	-71,82
			T2	797	829	32	1,03	888	59	1,90	84,38	954	66	3,00	57,63
3	0106508065	Николай Славов Манчев	T1	12775	12992	217	7,00	13301	309	9,97	42,40	13595	294	13,36	34,07
			T2	36619	37043	424	13,68	37741	698	22,52	64,62	38489	748	34,00	51,00
4	0106508044	Сивилин Венков Сивов	T1	32375	32488	113	3,65	32774	286	9,23	153,10	32932	158	7,18	-22,16
			T2	64753	65272	519	16,74	66091	819	26,42	57,80	66783	692	31,45	19,06
5	0106508039	Стоян Васил Гьонев	T1	8154	8231	77	2,48	8321	90	2,90	16,88	8375	54	2,45	-15,45
			T2	20236	20482	246	7,94	20693	211	6,81	-14,23	20936	243	11,05	62,28
6	0106206570	Стойка Иванова Станева	T1	1638	1897	259	8,35	2220	323	10,42	24,71	2850	630	14,65	40,61
			T2	989	1117	128	4,13	1317	200	6,45	56,25	1669	352	8,19	26,88
7	0106206575	Иван Стоянов Илиев	T1	480	520	40	1,29	581	61	1,97	52,50	760	179	4,16	111,55
			T2	1732	1896	164	5,29	2109	213	6,87	29,88	2584	475	11,05	60,77
8	0106206574	Маргарита Господинова Георгиева	T1	711	773	62	2,00	908	135	4,35	117,74	1124	216	5,02	15,35
			T2	2667	3060	393	12,68	3432	372	12,00	-5,34	3970	538	12,51	4,26
9	0106206578	Аксела Иванова Асенова	T1	249	279	30	0,97	318	39	1,26	30,00	418	100	2,33	84,85
			T2	736	829	93	3,00	960	131	4,23	40,86	1353	393	9,14	116,28
10	0106206592	Шафие Алиева Саршакирова	T1	1316	1531	215	6,94	1796	265	8,55	23,26	2326	530	12,33	44,19
			T2	2666	3049	383	12,35	3473	424	13,68	10,70	4303	830	19,30	41,13
11	0106206584	Лора Владимировна Петрова	T1	961	1103	142	4,58	1257	154	4,97	8,45	1489	232	5,40	8,61

			T2	2363	2639	276	8,90	2859	220	7,10	-20,29	3262	403	9,37	32,06
12	0106206599	Ивайло Георгиев Илиев	T1	679	778	99	3,19	924	146	4,71	47,47	1235	311	7,23	53,57
			T2	1958	2259	301	9,71	2548	289	9,32	-3,99	3177	629	14,63	56,91
13	0106206608	„Сити център“ ЕООД	T1	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	41	41	0,95	0,00
			T2	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	80	80	1,86	0,00
14	0106206611	„Екофарма Хомеопатия“ ООД	T1	1090	1278	188	6,06	1508	230	7,42	22,34	2256	748	17,40	134,46
			T2	4855	5492	637	20,55	6455	963	31,06	51,18	8261	1806	42,00	35,20
15	0106206617	Ивайло Димитров Стоянов	T1	365	411	46	1,48	456	45	1,45	-2,17	520	64	1,49	2,53
			T2	575	651	76	2,45	719	68	2,19	-10,53	817	98	2,28	3,90
			TB	360	403	43	1,39	447	44	1,42	2,33	509	62	1,44	1,59
16	0105303001	Атанас Влад Караниколов	T1	1	1	0	0,00	24	23	0,74	0,00	151	127	2,95	0,00
			T2	1	1	0	0,00	128	127	4,10	0,00	673	545	12,67	0,00
17	0105301163	Мария Стоева Стоева	T1	2219	2322	103	3,32	2590	268	8,65	160,19	3212	622	14,47	67,32
			T2	5044	5366	322	10,39	5960	594	19,16	84,47	7555	1595	37,09	93,58
18	0105301161	Айше Хюсеинова Османова	T1	70	75	5	0,16	79	4	0,13	-20,00	86	7	0,16	26,16
			T2	240	254	14	0,45	265	11	0,35	-21,43	282	17	0,40	11,42
19	0105301160	Анита Гичева Гикова	T1	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
			T2	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
20	0105301159	„Синтес Билд“ ЕООД	T1	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
			T2	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
21	0105301158	Вилдан Хюсеинова Османова	T1	29	29	0	0,00	29	0	0,00	0,00	29	0	0,00	0,00
			T2	373	373	0	0,00	373	0	0,00	0,00	374	1	0,02	0,00
22	0105301157	Радомира Велемирова Захаринова	T1	2525	2734	209	6,74	3069	335	10,81	60,29	3989	920	21,40	97,99
			T2	5742	6180	438	14,13	6727	547	17,65	24,89	8343	1616	37,58	112,98
23	0105301156	Драгомира Николова Грудева	T1	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
			T2	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
24	0105301155	Анита Гичева Гикова	T1	512	512	0	0,00	512	0	0,00	0,00	512	0	0,00	0,00
			T2	1367	1367	0	0,00	1367	0	0,00	0,00	1367	0	0,00	0,00
25	0105301154	Айше Хюсеинова Османова	T1	1021	1076	55	1,77	1223	147	4,74	167,27	1794	571	13,28	180,03
			T2	2429	2586	157	5,06	2948	362	11,68	130,57	4306	1358	31,58	170,45
26	0105301153	Айше Хюсеинова Османова	T1	105	109	4	0,13	119	10	0,32	150,00	230	111	2,58	700,23
			T2	326	336	10	0,32	381	45	1,45	350,00	576	195	4,53	212,40
27	0105301152	„С-С Финанс“ ООД	T1	319	335	16	0,52	351	16	0,52	0,00	442	91	2,12	310,03
			T2	4205	4492	287	9,26	4910	418	13,48	45,64	5872	962	22,37	65,92
28	0105201205	Петя Михова Томанова	T1	633	647	14	0,45	663	16	0,52	14,29	696	33	0,77	48,69
			T2	1384	1417	33	1,06	1450	33	1,06	0,00	1509	59	1,37	28,89
29	0105201190	Енис Велиев Узунов	T1	1218	1311	93	3,00	1433	122	3,94	31,18	1773	340	7,91	100,91
			T2	1938	2094	156	5,03	2316	222	7,16	42,31	2828	512	11,91	66,27
30	0105201039	Пламен Жеков Стоянов	T1	436	457	21	0,68	487	30	0,97	42,86	552	65	1,51	56,20
			T2	1266	1340	74	2,39	1431	91	2,94	22,97	1768	337	7,84	166,98
31	0105201038	Ангел А Димитров	T1	423	461	38	1,23	488	27	0,87	-28,95	536	48	1,12	28,17

			T2	3927	4229	302	9,74	4632	403	13,00	33,44	5700	1068	24,84	91,06
32	0105201036	Ремзие Хюсеинова Узунова	T1	1903	2023	120	3,87	2233	210	6,77	75,00	2869	636	14,79	118,34
			T2	2698	2879	181	5,84	3117	238	7,68	31,49	4034	917	21,33	177,77
33	0105201035	Петя Михова Томанова	T1	237	309	72	2,32	421	112	3,61	55,56	817	396	9,21	154,90
			T2	1066	1328	262	8,45	1712	384	12,39	46,56	2761	1049	24,40	96,94
34	0105201034	Петя Михова Томанова	T1	251	319	68	2,19	443	124	4,00	82,35	826	383	8,91	122,67
			T2	796	1105	309	9,97	1492	387	12,48	25,24	2357	865	20,12	61,14
35	0105201027	Румен Стоянов Хараланов	T1	4755	4843	88	2,84	4990	147	4,74	67,05	5426	436	10,14	113,83
			T2	12558	12655	97	3,13	12748	93	3,00	-4,12	13002	254	5,91	96,90
36	0105201026	Николина Георгиева Димитрова	T1	20228	20299	71	2,29	20341	42	1,35	-40,85	20407	66	1,53	13,29
			T2	21368	21431	63	2,03	21489	58	1,87	-7,94	21613	124	2,88	54,13
37	0105201020	„Димитров СД Славена Якимов“	T1	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
			T2	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
38	0105201019	„Димитров СД Славена Якимов“	T1	6697	6697	0	0,00	6698	1	0,03	0,00	6700	2	0,05	44,19
			T2	20144	20149	5	0,16	20152	3	0,10	-40,00	20157	5	0,12	20,16
39	0105201018	Наско Якимов Димитров	T1	2667	2857	190	6,13	3123	266	8,58	40,00	3729	606	14,09	64,24
			T2	8627	9274	647	20,87	10103	829	26,74	28,13	11532	1429	33,23	24,27
40	0105303015	Вяра Алекс Кирчева	T1	0	0	0	0,00	181	181	5,84	0,00	804	623	14,49	148,14
			T2	0	0	0	0,00	320	320	10,32	0,00	1432	1112	25,86	150,52
41	0105303014	Коровко Людмила Илична	T1	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
			T2	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
42	0105303013	Керанка Каст Люцканова	T1	0	0	0	0,00	8	8	0,26	0,00	86	78	1,81	602,91
			T2	0	0	0	0,00	21	21	0,68	0,00	202	181	4,21	521,37
43	0105303012	Станка Димитрова Даскалова	T1	0	0	0	0,00	109	109	3,52	0,00	469	360	8,37	138,11
			T2	0	0	0	0,00	286	286	9,23	0,00	1236	950	22,09	139,47
44	0105303011	Димитър Борисов Даскалов	T1	0	0	0	0,00	177	177	5,71	0,00	930	753	17,51	206,70
			T2	0	0	0	0,00	206	206	6,65	0,00	1143	937	21,79	227,92
45	0105303010	Наталия Йовева Йовева	T1	0	0	0	0,00	144	144	4,65	0,00	733	589	13,70	194,88
			T2	0	0	0	0,00	341	341	11,00	0,00	1672	1331	30,95	181,40
46	0105303009	Момяна Ненова Христова	T1	0	0	0	0,00	75	75	2,42	0,00	340	265	6,16	154,73
			T2	0	0	0	0,00	280	280	9,03	0,00	1482	1202	27,95	209,49
47	0105303008	Веселка Стефанова Гатева	T1	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
			T2	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00
48	0105303006	Стойкови	T1	0	0	0	0,00	11	11	0,35	0,00	30	19	0,44	24,52
			T2	0	0	0	0,00	34	34	1,10	0,00	97	63	1,47	33,58
49	0105303007	Божидар Манолов Вълканов	T1	0	0	0	0,00	33	33	1,06	0,00	49	16	0,37	-65,05
			T2	0	0	0	0,00	79	79	2,55	0,00	256	177	4,12	61,52
50	0105303005	Димитринка Георгиева Димитрова	T1	0	0	0	0,00	5	5	0,16	0,00	29	24	0,56	246,05
			T2	0	0	0	0,00	56	56	1,81	0,00	189	133	3,09	71,22
51	0105303004	Петра Тодорова Вълчева	T1	0	0	0	0,00	61	61	1,97	0,00	299	238	5,53	181,28
			T2	0	0	0	0,00	124	124	4,00	0,00	703	579	13,47	236,63

52	0105303003	Добри Николов Тодоров	T1	0	0	0	0,00	88	88	2,84	0,00	489	401	9,33	228,51
			T2	0	0	0	0,00	388	388	12,52	0,00	1792	1404	32,65	160,87
53	0105303002	Йордан Петров Йорданов	T1	0	0	0	0,00	13	13	0,42	0,00	52	39	0,91	116,28
			T2	0	0	0	0,00	62	62	2,00	0,00	286	224	5,21	160,47
54	0105303186	Юлиян Стефанов Христов	T1	0	0	0	0,00	127	127	4,10	0,00	863	736	17,12	317,80
			T2	0	0	0	0,00	284	284	9,16	0,00	2016	1732	40,28	339,67
55	0105303185	Мартин Сим. Лазаров	T1	0	0	0	0,00	65	65	2,10	0,00	571	506	11,77	461,22
			T2	0	0	0	0,00	97	97	3,13	0,00	1002	905	21,05	572,62
56	0105303184	Ангел Христов Ангелов	T1	0	0	0	0,00	121	121	3,90	0,00	753	632	14,70	276,55
			T2	0	0	0	0,00	263	263	8,48	0,00	1777	1514	35,21	315,01
57	0105303183	Никола Петков Йорданов	T1	0	0	0	0,00	111	111	3,58	0,00	802	691	16,07	348,80
			T2	0	0	0	0,00	109	109	3,52	0,00	824	715	16,63	372,90
58	0105303182	Стоян Димитров Стоянов	T1	16510	16781	271	8,74	17201	420	13,55	54,98	17974	773	17,98	32,69
			T2	52688	53247	559	18,03	53961	714	23,03	27,73	55455	1494	34,74	50,85
59	0105303181	Димитър Д. Желязков	T1	0	0	0	0,00	37	37	1,19	0,00	273	236	5,49	359,84
			T2	0	0	0	0,00	145	145	4,68	0,00	978	833	19,37	314,16
60	1387012	„Веолия Енерджи Варна“ ЕАД	T1	39587	39587	0	0,00	39587	0	0,00	0,00	39587	0	0,00	0,00
			T2	92219	92219	0	0,00	92219	0	0,00	0,00	92219	0	0,00	0,00
			TB	90	90	0	0,00	90	0	0,00	0,00	90	0	0,00	0,00
61	0105303026	Мазета	T1	0	0	0	0,00	8	8	0,26	0,00	22	14	0,33	26,16
			T2	0	0	0	0,00	21	21	0,68	0,00	58	37	0,86	27,02
62	0105303025	Асансьор	T1	16582	16627	45	1,45	16670	43	1,39	-4,44	16724	54	1,26	-9,46
			T2	18240	18337	97	3,13	18437	100	3,23	3,09	18575	138	3,21	-0,51
			TB	119	172	53	1,71	233	61	1,97	15,09	310	77	1,79	-9,00
63	0105303024	Руси Стоянов Русев	T1	0	0	0	0,00	271	271	8,74	0,00	1067	796	18,51	111,76
			T2	0	0	0	0,00	286	286	9,23	0,00	1606	1320	30,70	232,74
64	0105303023	Николай Недялков Николов	T1	0	0	0	0,00	75	75	2,42	0,00	366	291	6,77	179,72
			T2	0	0	0	0,00	132	132	4,26	0,00	642	510	11,86	178,54
65	0105303022	Хаджиеви	T1	0	0	0	0,00	50	50	1,61	0,00	186	136	3,16	96,09
			T2	0	0	0	0,00	245	245	7,90	0,00	1135	890	20,70	161,89
66	0105303021	Пламен Николов Костадинов	T1	0	0	0	0,00	33	33	1,06	0,00	158	125	2,91	173,08
			T2	0	0	0	0,00	118	118	3,81	0,00	518	400	9,30	144,38
67	0105303020	Панагиа Любомирова Мишева	T1	0	0	0	0,00	98	98	3,16	0,00	515	417	9,70	206,76
			T2	0	0	0	0,00	147	147	4,74	0,00	908	761	17,70	273,22
68	0105303019	Георги Иванов Георгиев	T1	0	0	0	0,00	99	99	3,19	0,00	487	388	9,02	182,55
			T2	0	0	0	0,00	249	249	8,03	0,00	1159	910	21,16	163,47
69	0105303018	Татяна Любенова Попова	T1	0	0	0	0,00	15	15	0,48	0,00	36	21	0,49	0,93
			T2	0	0	0	0,00	33	33	1,06	0,00	87	54	1,26	17,97
70	0105303017	Янко Ефтимов Попов	T1	0	0	0	0,00	95	95	3,06	0,00	422	327	7,60	148,15
			T2	0	0	0	0,00	160	160	5,16	0,00	702	542	12,60	144,22
71	0105303016	Румен Димитров Петков	T1	0	0	0	0,00	177	177	5,71	0,00	762	585	13,60	138,27
			T2	0	0	0	0,00	153	153	4,94	0,00	803	650	15,12	206,28

72	0105301168	„Синтес Билд“ ЕООД	T1	3827	3881	54	1,74	3931	50	1,61	-7,41	4012	81	1,88	16,79	
			T2	4206	4279	73	2,35	4344	65	2,10	-10,96	4440	96	2,23	6,48	
			TB	7669	7834	165	5,32	7999	165	5,32	0,00	8164	165	3,84	-27,91	
73	0105301167	„Синтес Билд“ ЕООД	T1	209	225	16	0,52	244	19	0,61	18,75	294	50	1,16	89,72	
			T2	1561	1702	141	4,55	1859	157	5,06	11,35	2104	245	5,70	12,50	
74	0105301166	„Синтес Билд“ ЕООД	T1	687	735	48	1,55	783	48	1,55	0,00	1013	230	5,35	245,45	
			T2	4263	4587	324	10,45	5001	414	13,35	27,78	5961	960	22,33	67,17	
75	0105301165	„Адрес недвижими имоти“ АД	T1	2328	2493	165	5,32	2728	235	7,58	42,42	3402	674	15,67	106,77	
			T2	7060	7553	493	15,90	8199	646	20,84	31,03	9761	1562	36,33	74,32	
76	0105301164	Мария Стоева Стоева	T1	922	981	59	1,90	1042	61	1,97	3,39	1429	387	9,00	357,38	
			T2	3660	3936	276	8,90	4386	450	14,52	63,04	5402	1016	23,63	62,77	
77	0105303200	Йорданка Годорова Чакърова	T1	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	
			T2	0	0	0	0,00	80	80	2,58	0,00	462	382	8,88	244,24	
78	0105303199	„Обектив 21“ ООД	T1	1339	1421	82	2,65	1499	78	2,52	-4,88	1618	119	2,77	9,99	
			T2	11666	11836	170	5,48	12157	321	10,35	88,82	12912	755	17,56	69,56	
			TB	263	363	100	3,23	514	151	4,87	51,00	812	298	6,93	42,28	
79	0105303198	„Обектив 21“ ООД	T1	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	
			T2	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	
80	0105303197	Асансьор	T1	7047	7073	26	0,84	7097	24	0,77	-7,69	7130	33	0,77	-0,87	
			T2	10305	10375	70	2,26	10441	66	2,13	-5,71	10531	90	2,09	-1,69	
			TB	2772	2805	33	1,06	2843	38	1,23	15,15	2891	48	1,12	-8,94	
81	0105303196	Общ	T1	0	0	0	0,00	1	1	0,03	0,00	7	6	0,14	332,56	
			T2	0	0	0	0,00	13	13	0,42	0,00	87	74	1,72	310,38	
82	0105303195	Стойко Великов Стойков	T1	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	
			T2	0	0	0	0,00	0	0	0,00	0,00	0	0	0,00	0,00	
83	0105303194	Иван Борисов Иванов	T1	0	0	0	0,00	44	44	1,42	0,00	460	416	9,67	581,61	
			T2	0	0	0	0,00	49	49	1,58	0,00	538	489	11,37	619,46	
84	0105303193	Христо Мар. Маринов	T1	0	0	0	0,00	49	49	1,58	0,00	486	437	10,16	542,95	
			T2	0	0	0	0,00	134	134	4,32	0,00	1292	1158	26,93	523,01	
85	0105303192	Ивелина Ангелова Пантелеева	T1	0	0	0	0,00	39	39	1,26	0,00	172	133	3,09	145,86	
			T2	0	0	0	0,00	98	98	3,16	0,00	363	265	6,16	94,95	
86	0105303191	Петър Антонов Петров	T1	0	0	0	0,00	272	272	8,77	0,00	413	141	3,28	-62,63	
			T2	0	0	0	0,00	86	86	2,77	0,00	710	624	14,51	423,09	
87	0105303190	Данаил Стойчев Стоев	T1	0	0	0	0,00	35	35	1,13	0,00	230	195	4,53	301,66	
			T2	0	0	0	0,00	175	175	5,65	0,00	1183	1008	23,44	315,26	
88	0105303189	Полина Георгиева Янкова	T1	1396	1495	99	3,19	1630	135	4,35	36,36	2073	443	10,30	136,57	
			T2	4547	4996	449	14,48	5620	624	20,13	38,98	7457	1837	42,72	112,24	
							средно дневно потребление през ноември			9,50	средно дневно потребление през декември - 19 януари			19,82		
									Среден %		32,21		Среден %		64,53	

В резултат на извършената проверка работната група е изготвила Констативен протокол № 1-3-Е-7/27.01.2017 г. съгласно чл. 80 от ЗЕ. Същият е връчен на г-н Пламен

Стефанов, упълномощен представител на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД и „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД. В срока определен съгласно чл. 9, ал. 3 от Методика за осъществяване на контролните правомощия на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране (ДКЕВР) по ЗЕ и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационните услуги (ЗРВКУ), в Комисията не са постъпили обяснения от проверяваните лица.

Видно от предоставената от енергийните дружества информация и предвид гореизложеното, работната група счита, че в съответствие с издадените от Комисията лицензии, „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД организира периодично отчитане на СТИ и предоставя данните от измерването на крайния снабдител за целите на разплащането с потребители (лицензия № Л-138-07/13.08.2004г.), а „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД осъществява фактуриране на дължимите от потребителите суми (лицензия № Л-139-11/13.08.2004г.).

В изпълнение на заповедта относно проверката на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, работната група извърши следното:

В периода 18.01-19.01.2017 г. членовете на работната група посетиха на място „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД.

В проведените на място срещи от страна на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД взеха участие:

- Костадин Величков – член на Съвета на директорите на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД;
- Жанет Стойчева – член на Съвета на директорите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД;
- Иван Иванов – ръководител екип „Лицензионен мениджмънт“ към отдел „Енергийна политика и околна среда“.

От страна на Министерството на енергетиката участва Иван Маринов – директор на дирекция „Сигурност на енергоснабдяването и Управление при кризисни ситуации“.

Във връзка с поставената цел на проверката на 19.01.2017 г., експерти на Комисията извършиха проверка на отчетени по график средства за търговско измерване (СТИ) на случаен принцип. При проверката на място присъстваха следните служители на „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД:

- Йордан Христов – групов ръководител „Обслужване на клиенти“ в КЕЦ Пловдив Център;
- Веселин Иванов – инженер управление система за дистанционно отчитане, отдел „Управление на измервателни данни“;
- Адриана Анева – отдел „Енергийна политика и околна среда“;
- Делчо Чолаков – отдел „Енергийна политика и околна среда“;
- Рафи Закарян – ел. монтьор в група „Обслужване на клиенти“ в КЕЦ Пловдив Юг;
- Антон Дойчев – инженер разпределение на електрическа енергия в отдел „Управление на измервателните данни“.
- Тодор Гинин – групов ръководител „Обслужване на клиенти“ в КЕЦ Пловдив Север;
- Петър Стоянов – ел. монтьор в група „Обслужване на клиенти“ в КЕЦ Пловдив Север;
- Христо Иванов – инженер разпределение на електрическа енергия в отдел „Управление на измервателните данни“.

С приемо-предавателен протокол № 1 от 19.01.2017 г. са представени следните документи:

– Комуникация и съобщения от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД към клиенти, във връзка с организацията за отчет на електромери през месец януари 2017 г.;

–Комуникация и съобщения от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД към клиенти, във връзка завишена консумация на електрическа енергия и завишени сметки за електроенергия. Съобщение за разсрочване на задължения;

–Процес в „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за „Контрол на качеството на отчитане“;

–Процес в „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за „Повторен отчет на консумираната електрическа енергия“;

–Процес в „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за „Отчитане с терминали“;

–Процес в „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за „Дистанционно отчитане - БИТ“;

–Справка за клиенти и обекти за проверка на СТИ в „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД / КЕЦ Пловдив Център;

–Справка за клиенти и обекти за проверка на СТИ в „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД / КЕЦ Пловдив Юг;

–Справка за клиенти и обекти за проверка на СТИ в „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД / КЕЦ Пловдив Север;

–Доказателства за периодичността за проверки пред БИМ и извадката за конкретни електромери.

Във връзка с извършваната проверка и на основание чл. 52 и чл. 54, ал. 1 от Наредба № 3 от 21.03.2013 г. за лицензиране на дейностите в енергетиката (Наредба № 3), с писмо с изх. № Е-13-48-12/20.01.2017 г. от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е изискана информацията относно:

1. Планиран график на отчитане на средствата за търговско измерване (СТИ) на електрическата енергия за периода от 01.11.2016 г. до 31.01.2017 г. (включително) по населени места и по дати.

2. Реално извършен отчет на СТИ на електрическата енергия за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г. (включително) по населени места и по дати.

3. Отчет на СТИ, извършва ли се през празнични дни, събота и неделя.

4. В случай, че не е спазен графикът на отчитане, да се посочат причините за това и броят на СТИ, които не са отчетени.

5. Справка за броя на постъпили жалби относно сроковете на отчитане за периода от месец ноември 2016 г. до 19.01.2017 г. (включително), ведно с копие на същите, отговорите по тях и издадените фактури за посочения интервал от време.

6. Съществуват ли клиенти, за които са издадени повече от една фактура за консумирана електрическа енергия, в които крайната дата за плащане да е една и съща.

7. Брой служители, извършващи отчитането на количеството електрическа енергия и колко от тях са служители на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД.

8. Актуална работна процедура и инструкции за отчет на СТИ: 1) при отчет на място (визуално снемане на данни, електронно снемане на данни); 2) при дистанционен отчет. Описание на процесите на отчитане и последващо валидиране на данните и действащите контролни механизми.

9. Описание на процесите след постъпване на данни за отчет на СТИ и време за изпълнение на следните етапи: отчитане → въвеждане на данни → проверка на данни → изпращане на данните до снабдителното дружество → издаване на фактури → плащане на дължимите суми → преустановяване на електрозахранването поради неплащане. Подробен пример за битов клиент, на който СТИ е отчетено на 01 ноември.

10. По 2 броя копия от фактури за консумирана електрическа енергия (избрани на случаен принцип), изготвени за всеки един от четирите дяла на отчитане съгласно утвърдения график за м. декември 2016 г. за битови клиенти в гр. Пловдив.

11. Копия от издадени фактури за предходния отчетен период спрямо периода, записан в приложените по т. 11 фактури, както и дати на отчет през месец ноември 2016 г. за всяка от тях.

12. Във връзка с представените фактури по т. 11, за всяка от тях да бъде описано развитието на процесите след отчитане на средството за търговско измерване със съответните дати, като се започне от датата на отчет на средството за търговско измерване, последващите процеси и се завърши с преустановяване на храненето, както и да се посочи от страна на кое от дружествата се осъществява всеки един от процесите.

13. СТИ, отчитащи консумираната електрическа енергия на битови клиенти/небитови клиенти към 31.12.2016 г.

14. Справка за количеството електрическа енергия, в т.ч. разделена за битови и за небитови клиенти, консумирана през м. ноември 2015 г., м. декември 2015 г., м. януари 2016 г., м. ноември 2016 г., м. декември 2016 г. и м. януари 2017 г.

15. Брой битови клиенти и брой небитови клиенти на „ЕВБ България Електроснабдяване“ ЕАД към 31.12.2016 г.

16. Копия от фактури за консумирана електрическа енергия, издадени през м. ноември 2015 г., м. декември 2015 г., м. януари 2016 г. и м. ноември 2016 г., м. декември 2016 г., м. януари 2017 г. за следните клиенти:

– ИТН № 4277909, находящ се на адрес: гр. Пловдив, ул. „Беласица“ № 72;

– ИТН № 4064071 и № 4071430, находящи се на адрес: гр. Пловдив, ул. „Богомил“ № 107;

– ИТН № 4092522, находящ се на адрес: гр. Пловдив, ул. „Богомил“ № 103;

– ИТН № 4146938 и № 4147070, находящи се на адрес: гр. Пловдив, ул. „Борис Сарафов“ № 22;

– ИТН № 4284481, находящ се на адрес: гр. Пловдив, ул. „Брацигово“ № 1;

– ИТН № 1314106, находящ се на адрес: гр. Пловдив, ул. „Славееви гори“ № 40;

– ИТН № 1327192, находящ се на адрес: гр. Пловдив, ул. „Солунска“ № 9;

– ИТН № 1351313, находящ се на адрес: гр. Пловдив, ул. „Царевец“ № 9;

– ИТН № 1326787, находящ се на адрес: гр. Пловдив, ул. „Баучер“ № 30;

– ИТН № 1328151, находящ се на адрес: гр. Пловдив, ул. „Ранни лист“ № 2.

С писмо с изх. № 807-1/25.01.2017 г. (вх. № Е-13-48-12#1/26.01.2017 г. на КЕВР), от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е предоставена изисканата информация и документи, отнасящи се до лицензионната дейност на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД.

С писмо с изх. № 573-1/25.01.2017 г. (вх. № Е-13-48-12#2/26.01.2017 г. на КЕВР), от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е предоставена изисканата информация и документи, отнасящи се до лицензионната дейност на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД.

На основание чл. 52 и чл. 54, ал. 1 от Наредба № 3, с писмо с изх. № Е-13-48-12/09.02.2017 г., от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е изискана информация относно установена разлика между броя на СТИ (собственост на електроразпределителното дружество), отчитащи консумираната електрическа енергия на битови клиенти и броя на битовите клиенти на електроснабдителното дружество.

С писмо с изх. № 807-3/13.02.2017 г. (вх. № Е-13-48-12/15.02.2017 г. на КЕВР), от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е предоставена изисканата информация.

С писмо с изх. № 573-4/13.02.2017 г. (вх. № Е-13-48-12/15.02.2017 г. на КЕВР), от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е предоставена изисканата информация.

В резултат на събраните в хода на проверката документи са направени следните констатации:

В съответствие с издадена от Държавна комисия за енергийно и водно регулиране Лицензия № Л-140-07/13.08.2004 г. за разпределение на електрическа енергия (Лицензията) на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД организира периодично отчитане на средствата за търговско измерване и предоставя данните от измерването на крайния снабдител за целите на разплащане с потребителите (регламентирано в т. 3.5.5 от Лицензията). Съгласно т. 3.5.6 от Лицензията в случаите, когато средствата за търговско измерване не са собственост на лицензианта, същият е длъжен да ги изкупи от потребителите при определените от закона условия и срокове.

В съответствие с издадена от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране Лицензия № Л-141-11/13.08.2004 г. за обществено снабдяване с електрическа енергия на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД осъществява фактуриране и инкасиране на дължимите от потребителите суми за снабдяване с електрическа енергия.

Според разпоредбата на чл. 3, ал. 4 от Правила за измерване на количеството електрическа енергия (ПИКЕЕ, отменени с Решение № 1500 от 06.02.2017 г. на Върховния административен съд, обнародвано в ДВ № 15 от 14.02.2017 г.), периодичността на отчитане на количествата активна и реактивна електрическа енергия във всяко място на измерване е най-малко веднъж месечно, като периодът не може да е по-дълъг от 31 дни. Съгласно чл. 3, ал. 6 от ПИКЕЕ (отм.), собствениците на измервателните системи извършват отчитането на количествата електрическа енергия съгласно периодите на отчитане по ал. 4 и предоставят данните от измерването на съответните лица съгласно Правилата за търговия с електрическа енергия.

При извършената на 19.01.2017 г. проверка на място се установи следното:

ИТН	Фабричен № СТИ	Година производство СТИ	Година метрологична проверка/ № пломба	Показания СТИ при последен отчет			Показания СТИ към 19.01.2017 г.	
				Дата отчет	T1 нощна	T2 дневна	T1 нощна	T2 дневна
гр. Пловдив, ул. „Беласица“ № 72								
4277909	012193928	2016	54/16	23.12.2016 г.	176	418	310	711
4278077	012185624	2016	62/16		2	1	3	4
ул. „Богомил“ № 107								
4064071	011245385	2016	47/17	15.12.2016 г.	2 468	11 396	2 621	12 023
4071399	011244001	2014	04/14		2 128	5 904	2 219	6 221
4071430	011243595	2014	21/14		5 997	14 902	6 520	15 973
4071470	011246852	2014	04/14		1 297	5 122	1 451	5 563
ул. „Богомил“ № 103								
4092473	011228302	2014	55/14	15.12.2016 г.	2 103	4 414	2265	4 880
4092522	011246693	2014	55/14		3 599	13 137	3812	14 109
4092785	011243535	2014	55/14		2 008	5 063	2194	5 503
ул. „Скайлер“ № 12								
1338278	012191953	2016	02/16	15.12.2016 г.	340	653	523	1 151
1338279	012183417	2016	02/16		256	834	499	1 441
1341067	012192176	2016	02/16		109	579	264	1 074
ул. „Борис Сарафов“ № 22								
4146938	011870687			22.12.2016 г.	2 319	5 684	2 681	6 543
4146946	011872230				1 573	4 479	1 891	5 265
4147070	011870101				621	1 352	958	2 026
4147153	011870499				1 803	3 759	2 135	4 466
ул. „Брацигово“ № 1								
4284481	012245401			10.01.2017 г.	208	570	336	846
ул. „Григор Пърличев“ № 12								
1298522	011780446			15.12.2016 г.	2 620	5 667	3 093	6 456
1303657	011782879				1 521	2 644	1 626	2 824
1303659	011782347				1 842	6 856	2 245	8 106
1304182	011781206				2 257	6 932	2 933	8 182
ул. „Славееви гори“ № 40								
1314105	011570067			08.01.2017 г.	2 427	5 298	2 519	5 491
1314106	011570202				2 484	6 167	2 599	6 424
1319528	011570387				1 531	5 389	1 630	5 751
ул. „Баучер“ № 30								
1326787	011252056			08.01.2017 г.	8 095	12 148	8 400	12 467
1326790	011252259				8 534	3 972	8 600	4 178
1326793	011251336			08.01.2017 г.	6 988	26 055	7 235	26 764
1326795	011250914				2 635	8 314	2 843	8 421
1494603	011251383				2 126	11 355	2 146	11 518
ул. „Ранни лист“ № 2								
1323966	011170534			08.01.2017 г.	6 067	6 772	6 160	6 985
1327798	011167191				3 934	9 462	4 116	9 850
1328117	011170953				5 379	17 891	5 477	18 228
1328118	011168842				4 434	9 271	4 540	9 449
1328140	011173200				5 384	7 875	5 539	8 150
1328144	011170033				2 221	6 874	2 459	7 455
1328146	011172038				4 454	12 585	4 596	12 945
1328150	011172686				4 579	10 102	4 697	10 342
1328151	011169722				7 141	18 639	7 327	18 977
ул. „Солунска“ № 9								
1315987	011270976				2 884	10 351	3 052	10 743
1316006	011277460				2 663	6 851	2 730	7 117
1316007	011277010				4 895	7 952	5 043	8 219
1316008	011283895				3 739	9 725	3 846	10 065
1326698	011268523				7 246	6 794	7 388	6 973

От извършените проверки на място се установи, че показанията на СТИ по дневна и нощна тарифа към 19.01.2017 г. надвишават отчетените показания от извършените месечни отчети.

При проверката „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е представило план-график за отчитане на средствата за търговско измерване на електрическата енергия по населени места и по дати, план за периода от 01.11.2016 г. до 31.01.2017 г. и реално извършен отчет на СТИ на електрическа енергия за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г.

От информацията, съдържаща се в него е видно, че отчитането на СТИ на битови и малки стопански клиенти се извършва от отчетниците на външната фирма по ролиращ график, като в рамките на всеки месец има 4 отчетни периода. Датите за отчитане на конкретните СТИ на клиенти в съответните отчетни периоди са точно фиксирани и не зависят от почивни и празнични дни. Те не зависят и от това, какъв ден от седмицата е (работен или почивен), а се определят само от дните в календара на съответния месец.

График на отчитане на битови и малки стопански клиенти от отчетниците на външната фирма с ръчни терминали:

<i>Отчетен период</i>	<i>Дати от месеца</i>
1 Отчетен период	от 1 до 5
2 Отчетен период	от 8 до 12
3 Отчетен период	от 15 до 19
4 Отчетен период	от 22 до 26

График на отчитане на битови и стопански клиенти от системите за дистанционно отчитане:

<i>Отчетен период</i>	<i>Дати от месеца</i>
1 Отчетен период	1
2 Отчетен период	8
3 Отчетен период	15
4 Отчетен период	22, 27

График на отчитане на стопански клиенти от сътрудници на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД с ръчни терминали:

<i>Отчетен период</i>	<i>Дати от месеца</i>
ноември 2016	25 - 28
декември 2016	22 - 28
януари 2017	26 - 27

Отчетени СТИ:

<i>Период</i>	<i>Брой отчетени СТИ</i>
ноември 2016	1 704 217
декември 2016	1 705 244
01-19.01.2017 г.	1 285 756

Дружеството е представило конкретен титулярен график на отчетници от КЕЦ Чепеларе, от който е видно, че отчитането на СТИ на битови и малки стопански клиенти с ръчни терминали за КЕЦ Чепеларе се извършва от 4 броя отчетници на външната фирма.

Съгласно представената информация на лицензионната територия, на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД се отчитат ежемесечно СТИ монтирани общо в 1 302 населени места: от тях 119 в градове и 1 183 в села и махали. Дните за отчитане в различните населени места са точно фиксирани, не зависят от почивни и празнични дни и не се формират от дни от седмицата, а от календарни дни. Целта е да се следва редовния график на отчитане на всяко СТИ.

Справка за отчетени СТИ за м. ноември 2016 г., м. декември 2016 г. и периода 01-19.01.2017 г.:

Период	Общо СТИ	С период до 31 дни	Просрочени поради неосигурен достъп	Просрочени поради обективни причини	С период до 31 дни	Просрочени поради неосигурен достъп	Просрочени поради обективни причини
	бр.	бр.	бр.	бр.	%	%	%
Ноември 2016	1 704 217	1 684 077	17 422	2 718	98,82%	1,02%	0,16%
Декември 2016	1 705 244	1 699 034	5 489	721	99,64%	0,32%	0,04%
до 19.01.2017	1 285 756	1 256 603	18 151	11 002	97,73%	1,41%	0,86%

В значителна част от местата на измерване, при извършване на отчет на СТИ се осъществява непосредствен контакт между отчетника и клиента при предоставянето на достъп до СТИ. „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е направило необходимата организация отчетникът да посети втори път съответния обект на клиента, за да извърши отчет на показанията на СТИ.

За м. ноември 2016 г. от общо 1 704 217 бр. СТИ, които е следвало да бъдат отчетени с период не по-дълъг от 31 дни са отчетени 1 684 077 бр., представляващи 98,82% от общия брой СТИ. Поради неосигурен достъп за 17 422 бр. (1,01%) СТИ и по обективни причини за 2 718 бр. (0,16%) СТИ, отчетният период е по-дълъг от 31 дни:

- на 32^{-ри} ден - 15 525 бр. (0,91%), от които по обективни причини – 2 108 бр., поради неосигурен достъп – 13 417 бр.;
- на 33^{-ти} ден - 2 993 бр. (0,18%), от които по обективни причини - 523 бр., поради неосигурен достъп - 2 470 бр.;
- на 34^{-ти} ден - 1 101 бр. (0,06%), от които по обективни причини - 73 бр., поради неосигурен достъп - 1028 бр.;
- на 35^{-ти} ден - 551 бр. (0,03%), от които по обективни причини - 14 бр., поради неосигурен достъп - 507 бр.

За м. декември 2016 г. от общо 1 705 244 бр. СТИ за отчет, са били отчетени за период до 31 дни 1 699 034 бр., представляващи 99,64% от общия брой СТИ. Поради неосигурен достъп 5 489 бр. (0,32%) СТИ и поради обективни причини 721 бр. (0,04%) СТИ са били отчетени след 31 дни:

- на 32^{-ри} ден - 4 581 бр. (0,27%), от които по обективни причини - 521 бр., поради неосигурен достъп - 4060 бр.;
- на 33^{-ти} ден - 1 322 бр. (0,08%), от които по обективни причини - 163 бр., поради неосигурен достъп - 1159 бр.;
- на 34^{-ти} ден - 307 бр. (0,02%), от които по обективни причини - 37 бр., поради неосигурен достъп - 270 бр.

За периода от 1 януари до 19 януари 2017 г. от общо 1 285 756 бр. СТИ са били отчетени до 31 дни 1 256 603 броя, представляващи 97,73% от общия брой. Поради неосигурен достъп 18 151 броя (1,41%) СТИ и по обективни причини - 11 002 бр. (0,86%) СТИ са били отчетени след 31 дни:

- на 32^{-ри} ден - 22 489 бр. (1,75%), от които по обективни причини - 8 954 бр., поради неосигурен достъп - 13 535 бр.;

- на 33^{-ти} ден - 4 836 бр. (0,38%), от които по обективни причини - 1 892 бр., поради неосигурен достъп - 2 944 бр.;
- на 34^{-ти} ден - 1 287 бр. (0,10%), от които по обективни причини - 142 бр., поради неосигурен достъп - 1 145 бр.;
- на 35^{-ти} ден - 541 бр. (0,04%), от които по обективни причини - 14 бр., поради неосигурен достъп - 527 бр.

Просрочените СТИ са планирани за отчет с ръчен терминал в период по ПИКЕЕ (отм.) от 31 дни, но са отчетени повторно в последващи дни поради неосигурен достъп, отсъствие на клиенти по време на празнични дни или други обективни причини, възпрепятствали или забавили отчитането. За всички клиенти с период на отчет над 33 дни се изпращат индивидуални уведомления с предложение за разсрочване на задълженията.

През м. януари 2017 г. „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е организирано извънредно отчитане (на 13.01.2017 г. и на 20.01.2017 г.) на електромери на клиенти, които през отчетния период, към който са причислени, са останали недостъпни поради снеговалежа. Населените места, до които е нямало достъп по време на тежките снеговалежи са основно в планинските части на области Бургас, Сливен, Ямбол, Кърджали, Хасково, Пазарджик, Пловдив, Смолян. Целта на извънредния отчет е да се минимизира броя на клиентите, които ще останат неотчетени по нормален график.

От страна на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД са предоставени копие от две писма от електроснабдително дружество до клиенти, които поради влошените метеорологични условия не са били отчетени през м. януари 2017 г. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД посочва, че аналогични писма са изпратени до всички клиенти, които не са били отчетени.

Видно от гореизложеното, дружеството не е планирало период на отчитане повече от 31 дни, но има отделни клиенти, които поради неосигурен достъп до СТИ, отсъствие по време на празничните дни или по други обективни причини, възпрепятствали или забавили отчитането, са отчетени в последващи дни.

При проверката, от страна на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е предоставена информация, че за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г. в дружеството са постъпили 11 жалби, относно сроковете за отчитане на средствата за търговско измерване от които:

- 8 жалби са посочени като неоснователни;
- 2 жалби са посочени като основателни;
- получената жалба на 18.01.2017 г. е в процес на проверка.

В седем от 11^{-те} жалби, консумацията на електрическа енергия не е била отчетена, поради това, че таблото и СТИ се намират на труднодостъпно за отчетника място (неосигурен достъп).

В две от жалбите, консумацията на електрическа енергия не е била отчетена поради пропуск на отчетника.

Една жалба е относно липса на дължими суми за консумирана електрическа енергия.

Съгласно чл. 71 от Общите условия на договорите за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, електроразпределителното дружество е извършило проверка на 10 клиенти и е изпратило отговор в определения срок.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД посочва, че ***няма клиенти, за които са издадени повече от една фактура за консумирана електрическа енергия, в които крайната дата за плащане да е една и съща.*** За всяко място на потребление се издава една фактура за отчетен период.

В предоставената от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД информация относно брой служители, извършващи отчитането на количествата електрическа енергия се установи, че отчитането на количествата електрическа енергия се извършва от 478 отчетници, от които 384 души са отчетници от външна фирма, а 94 са служители на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД. Дружеството има сключен Договор за аутсорсинг на дейността отчитане на СТИ. На ръчно отчитане подлежат всички СТИ, които не се отчитат дистанционно. Динамиката на бройката ръчно отчитани СТИ зависи от брой ново-присъединени клиенти, брой закрити партиди, брой СТИ, преминали на дистанционно отчитане. Техниците от КЕЦ на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД отчитат само СТИ на небитови клиенти. Отчетниците на външна фирма отчитат СТИ на битови и малки небитови клиенти.

От страна на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е предоставена актуална работна процедура и инструкции за отчет на СТИ при отчет на място (визуално снемане на данни; електронно снемане на данни) и при дистанционен отчет.

„ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е представило Служебна инструкция за отчитане на средства за търговско измерване, валидна от 04.10.2012 г., която урежда реда и отговорностите по отношение на отчитане СТИ, отговорностите в процеса на отчитане, техническо обезпечаване на отчетниците и осигуряване качеството на отчетните данни.

Съгласно представената инструкция, отчитането се извършва по следните начини:

- отчитане с ръчен терминал – отчитане на място чрез запис на показания и/или код повреда посредством клавиатурата на терминала;
- отчитане с оптична глава – отчитане на място чрез директен запис на показания и събития по измервателното средство посредством оптичен порт;
- дистанционно отчитане – автоматично отчитане на показания и събития по измервателното средство посредством комуникационни технологии.

Отчитането се извършва по райони, чиято територия, брой измервателни средства за отчитане, както и период (календарна седмица на месеца), в който следва да бъдат отчетени се определят от отдел „Управление на измервателни данни“.

Битови и малки небитови клиенти се отчитат от външни отчетници съгласно сключен договор за предоставяне на услуги, а стопанските клиенти се отчитат от служители на дружеството. В случай на невъзможност за отчитане на дадено СТИ и/или съмнение или констатация за нередности по СТИ, отчетниците следва да въведат съответен код съгласно приложение „Ръководство кодове повреди“. При необходимост от повторно отчитане на СТИ на място, то се извършва от координатор отчетник – „Управление на измервателни данни“.

Всички отчетни данни се подлагат на валидиране, а които не преминават валидация, отдел „Управление на измервателни данни“ инициира повторно отчитане на СТИ. Валидацията е част от процеса на отчитане и представлява проверка на отчетните данни съгласно предварително зададени критерии, чиято цел е гарантиране точността и правилността на отчетените данни.

Освен валидацията, с цел гарантиране качеството на отчитане и коректността на отчетните данни, от отдел „Управление на измервателни данни“ се извършва допълнителен контрол на отчетните данни на извадков принцип, по предварително създаден план и на база получени сигнали.

На всички отчетници се предоставят ръчни терминали за отчитане, както и „Наръчник на отчетника“ и „Кодове повреди“. На отчетници, придобили 3-та квалификационна група по безопасност, допълнително се предоставят оптична глава, пломбаж, пломби и ключ В1.

Предоставено е описание на процесите на отчитане и последващо валидиране на данните и действащите контролни механизми.

I. При отчет на място (визуално снемане на данни; електронно снемане на данни):

1. В „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД отчитането на СТИ на битови и малки стопански клиенти се извършва от отчетниците на външната фирма по ролиращ график, като в рамките на всеки месец има 4 отчетни периода. Датите за отчитане на конкретните СТИ на клиенти в съответните отчетни периоди са точно фиксирани и не зависят от почивни и празнични дни.

2. Ежемесечно се отчитат показанията на СТИ по обособени териториални райони на отчитане. В процеса на отчитане се отчитат СТИ от всички населени места, махали, вилни зони, отделни обекти, които са присъединени към разпределителната мрежа на територията на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД.

3. Отчитането е запис на показания и/или запис на код на отчетника посредством клавиатурата на терминала или посредством оптичен порт на измервателното средство и оптична глава. Електронните електромери се отчитат посредством оптична глава. Механичните електромери се отчитат визуално и показанията се въвеждат чрез клавиатурата на терминала.

4. Отчитане с оптична глава - отчитане на място на измерване, директен запис на показания и събития от измервателното средство в терминала посредством оптичен порт на измервателното средство. Данните чрез оптичния интерфейс от паметта на електромера се прехвърлят в паметта на ръчния терминал.

5. Код на отчетника (КО) - цифров код, който се вписва по време на отчет за съответна измервателна точка. КО отразява различни повреди и неизправности по средствата за търговско измерване или дадено състояние на измервателната група и измервателното табло.

6. Отчетени уреди - отчетени уреди са тези, които в процеса на отчитане получават показание или код на отчетника за неосигурен достъп. Всички останали са неотчетени.

7. При въвеждане на показания в терминала, в него софтуерно са заложени следните контроли (сравняване на въведените отчетни данни с последно отчетените данни):

- нулева разлика;
- отрицателна разлика;
- голяма разлика над 1 000 kWh;
- консумация два пъти по-голяма от предходен месец;
- разлика в номерата на електромера.

8. Данните от отчетите на СТИ се разтоварват ежедневно в системата за обработка и валидация ЕЛНЕТ (според утвърдените графици за отчет).

9. На следващия ден след отчета и разтоварването на данните ежедневно се извършва валидация и се подготвя и предава импортен файл към снабдителното дружество.

10. След разтоварване на отчетените данни от терминалите в базата данни на дружеството се извършва валидиране на показанията по следните алгоритми (сравняване на отчетените данни с предходния отчет):

- Разлика с базата - проверява номера на електромера постъпил от Billing софтуера с номера на електромера върнат от отчитането в терминала.
- Нулеви показания - проверява дали има разтоварени тарифи (скали) с нулеви показания. Проверят се предходните показания от предишни отчети.
- Отрицателна разлика - проверява дали има разтоварено показание, по-малко от старото за същия електромер. Причини могат да бъдат надчетен при предишно отчитане,

грешка при текущо отчитане, разменени тарифи, превъртяла скала на електромер, неотразена смяна на електромер от отчетника в терминала (несменен в Billing софтуера).

- Нулева разлика (Без движение) - проверява текущо отчетените показания с предходен отчетен период. Уточнява се причината за липсата на движение ако преди това е имало.

- Разлика в kW над определена стойност, зададена от оператора- използва се при корекции на големи консумации.

Всеки отделен случай, попаднал в алгоритмите за валидация, се предава на отчетниците от външна фирма за проверка на място в рамките на отчетния период.

II. При дистанционен отчет.

Алгоритмите за валидация при отчет на място (визуално снемане на данни, електронно снемане на данни) в ЕЛНЕТ важат и за електромерите от СДО (система за дистанционно отчитане).

Видно от предоставената от енергийните дружества информация и предвид гореизложеното, работната група счита, че в съответствие с издадена от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране Лицензия № Л-140-07/13.08.2004 г. за разпределение на електрическа енергия на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, дружеството организира периодично отчитане на СТИ и предоставя данните от измерването на крайния снабдител за целите на разплащане с потребителите.

„ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е представило схема на експорт-импорт на показания kVASy- El Net. Относно качеството на отчитане и валидиране на данните действа процес 242 – контрол на качеството на отчитане.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило описание на процесите след постъпване на данни за отчет на СТИ.

След получаване на данните от отчета на електромерите от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за клиентите на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД, същите се импортират в билинг системата. Прави се автоматична проверка при импорта и при наличие на несъответствие (за измервателен уред, наличие на показания за периода) се изпраща информация до „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД за уточнения и корекция. След като данните вече са импортирани успешно, се прави проверка за наличие на големи отклонения в консумацията и при съмнения, отново се прави запитване до „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД с искане за проверка. След всички уточнения и въвеждане на данните се пристъпва към фактуриране – автоматичен процес в билинг-системата. Генерират се т.н. виртуални фактури, които се проверяват чрез автоматични алгоритми за наличие на фактурирани големи суми, падежни дати и др. След като приключат проверките, се пристъпва към осчетоводяване на фактурите. След осчетоводяване, фактурите са вече налични за плащане на касите на Български пощи, EASYPAY, Уникредит Булбанк, както и при провайдерите инкасо – EPAY, Transcard, Кеш терминални устройства, чрез банкомат, SMS и през платформата на ЕВН България – on-line+.

При неплащане на дължимите суми в установения срок, може да се стигне до прекъсване на снабдяването след предварително известяване на клиента по заявления от него начин – 3 дни преди да се пристъпи към прекъсване. Дружество предлага безплатни услуги за известяване чрез e-mail или SMS съобщение. Освен в ЕВН офис, услугите могат да бъдат заявявани и on-line на сайта на дружеството. В платформата on-line+, данни за дължимите суми са на разположение на клиентите заедно с набор от други полезни услуги – например консумацията за 13 месец назад, като числа и графично изображение.

При наличие на клиенти с неплатени задължения, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД уведомява за това мрежовия оператор „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД (предоставя списък), който може да пристъпи към преустановяване на преноса през разпределителната мрежа. Ежедневно „ЕВН България

Електроснабдяване” ЕАД уведомява „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД за клиенти, които са платили задълженията си и трябва да бъдат възстановени – ако мрежовият оператор няма други причини да откаже възстановяване.

Отчетните периоди на „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД за битовите клиенти са 4 на брой:

- от 1 до 5 – 1 ОП;
- от 8 до 12 – 2 ОП;
- от 15 до 19 – 3 ОП;
- от 22 до 26 – 4 ОП.

Съответно са организирани и 4 групи за фактуриране и плащане:

- 1 КС – фактура дата – 10^{-то} число на отчетния период;
- 2 КС – фактура дата – 17^{-то} число на отчетния период;
- 3 КС – фактура дата – 24^{-то} число на отчетния период;
- 4 КС – фактура дата – 1^{-во} число на месеца, следващ отчетния период.

Сроковете за безлихвени плащания са:

- 1 КС – до 20^{-то} число;
- 2 КС – до 27^{-мо} число;
- 3 КС – до 04^{-то} число на следващия месец;
- 4 КС – до 10^{-то} число на месеца на издаване на фактурата.

За клиенти, за които са отчетени на 01.11.2016 г.:

- импорт на показанията в билинг системата до 08.11.2016 г.;
- фактура на 10.11.2016 г.;
- безлихвено плащане – до 20.11.2016 г.;
- известяване за неплатени задължения – след 20.12.2016 г.;
- предоставяне на информация към мрежови оператор и евентуално прекъсване след 25.12.2016 г.

„ЕВН България Електроснабдяване” ЕАД е представило пример, от който е видно, че при отчет на 01.11.2016 г., валидирането и импорта на данните в билдинг системата се извършва до 08.11.2016 г. Фактурата се издава на 10.11.2016 г. Дружеството уведомява клиентите си за издадените фактури чрез SMS, e-mail, e-фактури, по пощата, online информация за проверка в сайта на дружеството, автоматична проверка по телефон и др. Сроктът за безлихвено плащане е до 20.11.2016 г. След 20.12.2016 г. дружеството известява клиента, че електроснабдяването ще бъде прекъснато в случай, че задължението не бъде погасено. В случай, че четири дни след това задължението не е погасено, дружеството стартира процедура по преустановяване на захранването (25 декември).

„ЕВН България Електроснабдяване” ЕАД е представило копия от фактури за консумирана електрическа енергия по 2 броя (избрани на случаен принцип), изготвени за всеки един от четирите дяла на отчитане съгласно утвърдения график за м. ноември 2016 г. и м. декември 2016 г. за битови клиенти в гр. Пловдив, за следните ИТН: 1366477, 1399904, 1340842, 1355875, 1320284, 1313039, 1358057, 1380311.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило информация във връзка с развитието на процесите в електроснабдителното дружество след отчитане на средството за търговско измерване със съответните дати, като се започне от датата на отчет на средството за търговско измерване, последващите процеси и се завърши с преустановяване на захранването за следните ИТН: 1366477, 1399904, 1340842, 1355875, 1320284, 1313039, 1358057, 1380311.

„ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е представило информация по отношение на дати на отчет през м. ноември 2016 г. и м. декември 2016 г. за следните ИТН: 1366477, 1399904, 1340842, 1355875, 1320284, 1313039, 1358057, 1380311.

Обобщената информация е предоставена в следната таблица:

ИТН	Клиентски номер	Отчетен период	Номер електромер	Метод на отчитане	месец ноември 2016					месец декември 2016					Уведомяване ЕР за неплатени задължения	Уведомление към клиента за неплатени задължения
					Дата отчитане	Дата валидация	Дата предаване от ЕР на ЕС за фактуриране	Дата фактура	Падеж	Дата отчитане	Дата валидация	Дата предаване от ЕР на ЕС за фактуриране	Дата фактура	Падеж		
1366477	1000710965	1	011567799	д и с т а н ц и о н е н	1.11.2016	7.11.2016	8.11.2016	9.11.2016	21.11.2016	1.12.2016	6.12.2016	7.12.2016	8.12.2016	20.12.2016	след 25.01.2017	3 работни дни преди уведомяване на ЕВН ЕР
1399904	1001051537	1	011993066		1.11.2016	7.11.2016	8.11.2016	9.11.2016	21.11.2016	1.12.2016	6.12.2016	7.12.2016	8.12.2016	20.12.2016		
1340842	1000716603	2	011170615		8.11.2016	13.11.2016	14.11.2016	16.11.2016	28.11.2016	8.12.2016	12.12.2016	13.12.2016	14.12.2016	27.12.2016		
1355875	1000743304	2	012027085		8.11.2016	13.11.2016	14.11.2016	16.11.2016	28.11.2016	8.12.2016	12.12.2016	13.12.2016	14.12.2016	27.12.2016		
1320284	1000877218	3	011652218		15.11.2016	20.11.2016	21.11.2016	23.11.2016	5.12.2016	15.12.2016	21.12.2016	22.12.2016	23.12.2016	4.1.2017		
1313039	1010266432	3	011875566		15.11.2016	20.11.2016	21.11.2016	23.11.2016	5.12.2016	15.12.2016	21.12.2016	22.12.2016	23.12.2016	4.1.2017		
1358057	1000740850	4	011352690		22.11.2016	29.11.2016	30.11.2016	30.11.2016	11.12.2016	22.12.2016	27.12.2016	28.12.2016	31.12.2016	10.1.2017		
1380311	1000764617	4	004933303		22.11.2016	29.11.2016	30.11.2016	30.11.2016	11.12.2016	12.12.2016 * 22.12.2016	27.12.2016	28.12.2016	31.12.2016	10.1.2017		

* Подмяна на СТИ на 12.12.2016 г.

При прегледа на информацията, съдържаща се в горната таблица се констатира, че „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД отчита СТИ за посочените клиентски номера като спазва разпоредбата на чл. 3, ал. 4 от ПИКЕЕ (отм.), а именно: „Периодичността на отчитане на количествата активна и реактивна електрическа енергия във всяко място на измерване е най-малко веднъж месечно, като периодът не може да е по-дълъг от 31 дни“.

Датите на извършен отчет съвпадат с предоставения от електроразпределителното дружество „График на отчитане на битови и стопански клиенти от системите за дистанционно отчитане“.

„ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е представило попълнени таблица № 1: „Средства за търговско измерване, собственост на енергийното дружество към 31.12.2016 г. СТИ отчитащи консумираната електрическа енергия на битови клиенти“ и таблица № 3: „Средства за търговско измерване, собственост на енергийното дружество към 31.12.2016 г. СТИ отчитащи консумираната електрическа енергия на небитови клиенти“ с данни, актуални към 31.12.2016 г.:

Средства за търговско измерване, собственост на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД към 31.12.2016 г., отчитащи консумираната електрическа енергия на **битови клиенти**:

монофазни СТИ							
индукционни			статични				
отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
0	279 345	0	0	14 942	588 235	0	472 851

трифазни СТИ							
индукционни			статични				
отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
0	32 012	0	0	679	88 033	0	29 095

*Източник на информацията е предоставеното приложение 12 в писмо с изх. № 807-1/25.01.2017 г. от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД

Средства за търговско измерване, собственост на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД към 31.12.2016 г., отчитащи консумираната електрическа енергия на **небитови клиенти**:

	монофазни СТИ							
	индукционни			статични				
	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
НН								
СрН								
Общо	0	15 933	0	0	617	50 625	0	41 867

	трифазни СТИ							
	индукционни			статични				
	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
НН								
СрН								
Общо	0	8 297	0	0	48	48 075	0	41 626

**Източник на информацията е предоставеното приложение 13 в писмо с изх. № 807-1/25.01.2017 г. от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД*

От таблиците по-горе се констатира, че **всички електромери, по които се отчитат количествата консумирана електрическа енергия на клиентите на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД са собственост на електроразпределителното дружество и към 31.12.2016 г. броят им възлиза на 1 707 280. От тях 1 505 192 броя отчитат електрическа енергия на битови, а 202 088 на небитови клиенти.** Статични са 1 371 693 бр., а индукционни - 335 587 бр. Всички СТИ са собственост на енергийното дружество.

Според начина на отчитане те са разпределени както следва:

- Брой на СТИ, отчитани на място с въвеждане на данните в карнети - 0 бр.
- Брой на СТИ, отчитани на място с въвеждане на данните в терминал - 351 873 бр.
- Брой на СТИ, отчитани с въвеждане на данните след самоотчет от клиент - 0 бр.
- Брой на СТИ, отчитани на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал - 769 968 бр.
- Брой на СТИ с дистанционно отчитане - 585 439 бр.

„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило справка за количеството консумирана електрическа енергия, в т.ч. разделена за битови и за небитови клиенти:

	Ноември 2015	Декември 2015	Януари 2016	Ноември 2016	Декември 2016	Януари 2017
Общо фактурирана електрическа енергия, KWh	421 950 028	460 060 725	594 792 298	412 062 858	507 326 280	654 005 024
в т.ч ел.енергия за битови клиенти, KWh	308 881 248	336 559 587	448 478 618	321 746 780	400 671 235	530 077 049
в т.ч ел.енергия за небитови клиенти, KWh	113 068 780	123 501 138	146 313 680	90 316 078	106 655 045	123 927 975

От предоставена информация от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД се констатира, че количеството консумирана електрическа енергия от битови клиенти през всеки един от месеците ноември 2016 г., декември 2016 г. и януари 2017 г. е повече спрямо същите месеци за периода ноември 2015 г. - януари 2016 г. Количеството консумирана електрическа енергия от небитови клиенти за периода ноември 2016 г. - януари 2017 г. е по-малко спрямо месеците ноември 2015 г., декември 2015 г. и януари 2016 г.

Съгласно представената информация, броят битови и небитови клиенти на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД към 31.12.2016 г. е както следва:

- брой битови клиенти - 1 511 004;
- брой небитови клиенти - 162 702.

От предоставена информация от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД се констатира, че битовите клиенти на електроснабдителното дружество са 1 511 004 бр., а средствата за търговско измерване, по които се отчитат количествата консумирана електрическа енергия на битови клиентите на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД са 1 505 192 бр.

За констатираната разлика между брой битови клиенти и СТИ в размер на 5 812 бр., от енергийните дружества е предоставена информация, че поради липса на реални клиенти на електроразпределителното дружество, неактивните измервателни точки не могат да бъдат закрити, но същите съществуват в базата данни на електроснабдителното дружество.

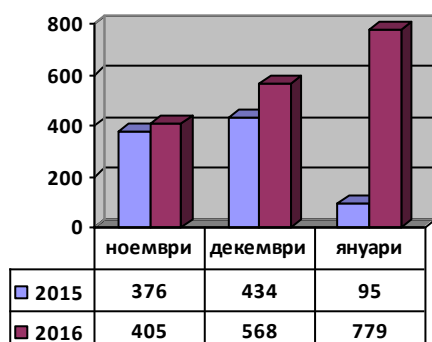
„ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД е представило копия от фактури за консумирана електрическа енергия, издадени през м. ноември 2015 г., м. декември 2015 г., м. януари 2016 г., м. ноември 2016 г., м. декември 2016 г., м. януари 2017 г., която е обобщена в следните таблици:

ИТН	Клиентски номер	адрес	месец ноември 2015				месец декември 2015				месец януари 2016			
			Дата отчитане	Дата фактура	Падеж	количества консумирана	Дата отчитане	Дата фактура	Падеж	количества консумирана	Дата отчитане	Дата фактура	Падеж	количества консумирана
4277909	1000321161	ул. „Беласица“ № 72												
4064071	1001038910	ул. „Богомил“ № 107	15.11.2015	30.11.2015	28.12.2015	394	15.12.2015	31.12.2015	25.1.2016	491	15.1.2016	31.1.2016	25.2.2016	593
4071430	1010199188	ул. „Богомил“ № 107	15.11.2015	30.11.2015	28.12.2015	737	15.12.2015	31.12.2015	25.1.2016	776	15.1.2016	31.1.2016	25.2.2016	1082
4092522	1010117493	ул. „Богомил“ № 103	15.11.2015	30.11.2015	28.12.2015	554	15.12.2015	31.12.2015	25.1.2016	576	15.1.2016	31.1.2016	25.2.2016	752
4146938	1010237893	ул. „Борис Сарафов“ № 22	22.11.2015	30.11.2015	28.12.2015	624	22.12.2015	31.12.2015	25.1.2016	864	22.1.2016	31.1.2016	25.2.2016	841
4147070	1010183306	ул. „Борис Сарафов“ № 22									22.1.2016	31.1.2016	25.2.2016	5
4284481	1010322301	ул. „Брацигово“ № 1												
1314106	1000695539	ул. „Славееви гори“ № 40	8.11.2015	25.11.2015	15.12.2015	376	8.12.2015	22.12.2015	15.1.2016	434	8.1.2016	25.1.2016	15.2.2016	95
1327192	1010096685	ул. „Солунска“ № 9	8.11.2015	25.11.2015	15.12.2015	351	8.12.2015	22.12.2015	15.1.2016	422	8.1.2016	25.1.2016	15.2.2016	687
1351313	1001036288	ул. „Царевец“ № 9	15.11.2015	30.11.2015	28.12.2015	542	15.12.2015	31.12.2015	25.1.2016	721	15.1.2016	31.1.2016	25.2.2016	1295
1326787	1000707628	ул. „Баучер“ № 30	8.11.2015	25.11.2015	15.12.2015	567	8.12.2015	22.12.2015	15.1.2016	587	8.1.2016	25.1.2016	15.2.2016	1071
1328151	1000698935	ул. „Ранни лист“ № 2	8.11.2015	25.11.2015	15.12.2015	669	8.12.2015	22.12.2015	15.1.2016	861	8.1.2016	25.1.2016	15.2.2016	1189

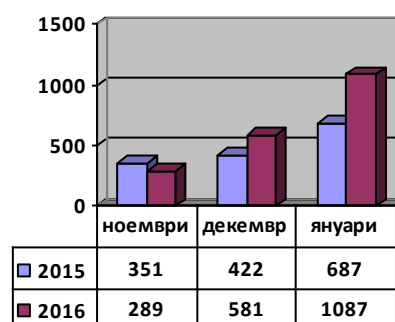
ИТН	Клиентски номер	адрес	месец ноември 2016				месец декември 2016				месец януари 2017			
			Дата отчитане	Дата фактура	Падеж	количества консумирана	Дата отчитане	Дата фактура	Падеж	количества консумирана	Дата отчитане	Дата фактура	Падеж	количества консумирана
4277909	1000321161	ул. „Беласица“ № 72	24.11.2016	30.11.2016	12.12.2016	160	23.12.2016	31.12.2016	10.1.2017	433				
4064071	1001038910	ул. „Богомил“ № 107	15.11.2016	23.11.2016	5.12.2016	372	15.12.2016	23.12.2016	4.1.2017	486				
4071430	1010199188	ул. „Богомил“ № 107	15.11.2016	23.11.2016	5.12.2016	717	15.12.2016	23.12.2016	4.1.2017	965				
4092522	1010117493	ул. „Богомил“ № 103	15.11.2016	23.11.2016	5.12.2016	523	15.12.2016	23.12.2016	4.1.2017	757				
4146938	1010237893	ул. „Борис Сарафов“ № 22	22.11.2016	30.11.2016	12.12.2016	702	22.12.2016	31.12.2016	10.1.2017	1063				
4147070	1010183306	ул. „Борис Сарафов“ № 22	22.11.2016	30.11.2016	12.12.2016	279	22.12.2016	31.12.2016	10.1.2017	747				
4284481	1010322301	ул. „Брацигово“ № 1									10.1.2017	16.1.2017	27.1.2017	776
1314106	1000695539	ул. „Славееви гори“ № 40	8.11.2016	16.11.2016	28.11.2016	405	8.12.2016	14.12.2016	27.12.2016	568	8.1.2017	16.1.2017	27.1.2017	779
1327192	1010096685	ул. „Солунска“ № 9	8.11.2016	16.11.2016	28.11.2016	289	8.12.2016	14.12.2016	27.12.2016	581	8.1.2017	16.1.2017	27.1.2017	1087
1351313	1001036288	ул. „Царевец“ № 9	15.11.2016	23.11.2016	5.12.2016	456	15.12.2016	23.12.2016	4.1.2017	1300				
1326787	1000707628	ул. „Баучер“ № 30	8.11.2016	16.11.2016	28.11.2016	615	8.12.2016	14.12.2016	27.12.2016	867	8.1.2017	16.1.2017	27.1.2017	1110
1328151	1000698935	ул. „Ранни лист“ № 2	8.11.2016	16.11.2016	28.11.2016	583	8.12.2016	14.12.2016	27.12.2016	908	8.1.2017	16.1.2017	27.1.2017	1153

Графично представяне на информацията за част от ИТН е предоставена по-долу:

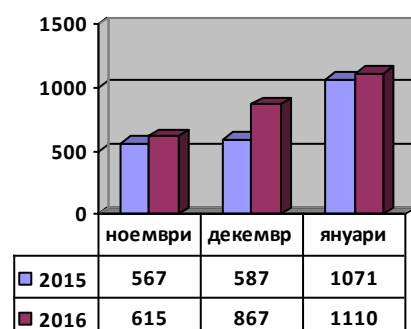
За ИТН 1314106



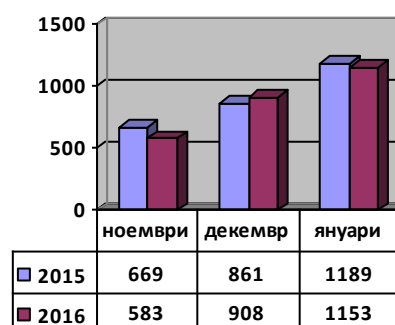
За ИТН 1327192



За ИТН 1326787



За ИТН 1328151



От предоставена информация от „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД се констатира, че потреблението на всяко домакинство е индивидуално и се обуславя от проявените нужди в конкретния период.

В резултат на извършената проверка, работната група е изготвила Констативен протокол № Е-3/30.01.2017 г. съгласно чл. 80 от ЗЕ. Същият е връчен на г-н Гочо Чемширов – член на Съвета на директорите на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и г-жа Людмила Чулкова, упълномощен представител на „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД. В срока, определен съгласно чл. 9, ал. 3 от Методика за осъществяване на контролните правомощия на ДКЕВР по ЗЕ и ЗРВКУ, в Комисията не са постъпили обяснения от проверяваните лица.

Видно от предоставената от енергийните дружества информация и предвид гореизложеното, работната група счита, че в съответствие с издадените от Комисията лицензи, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД организира периодично отчитане на СТИ и предоставя данните от измерването на крайния снабдител за целите на разплащането с потребители (лицензия № Л-140-07/13.08.2004 г.), а „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД осъществява фактуриране на дължимите от потребителите суми (лицензия № Л-141-11/13.08.2006 г.).

В изпълнение на заповедта относно проверката на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД, работната група извърши следното:

На 18.01.2017 г. длъжностните лица извършиха проверка на средствата за търговско измерване, отчитащи консумираната електрическа енергия на клиенти на адрес: гр. София, ул. „Тинтява“ № 13А и посетиха централата на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД (ЕРД, електроразпределителното дружество) и „ЧЕЗ Електро България“ АД (ЕСД, електроснабдителното дружество) на адрес: гр. София, бул. „Цариградско шосе“ № 159, на която връчиха заверени копия на Заповед № 3-Е-7/18.01.2017 г.

Във връзка с извършваната проверка и на основание чл. 52 и чл. 54, ал. 1 от Наредба № 3, с писмо с изх. № Е-13-62-6/19.01.2017 г., от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД е изискана информация, която да бъде предоставена в КЕВР в срок до 26.01.2017 г. относно:

1. Планиран график на отчитане на СТИ на електрическата енергия за периода от 01.11.2016 г. до 31.01.2017 г. (включително) по населени места и по дати;

2. Реално извършен отчет на СТИ на електрическата енергия за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г. (включително) по населени места и по дати;

3. Отчет на СТИ, извършва ли се през празнични дни, събота и неделя;

4. В случай, че не е спазен графикът на отчитане, да се посочат причините за това и броя на СТИ, които не са отчетени;

5. Справка за броя на постъпили жалби относно сроковете на отчитане за периода от месец ноември 2016 г. до 19.01.2017 г. (включително), ведно с копие на същите, отговорите по тях и издадените фактури за посочения интервал от време;

6. Съществуват ли клиенти, за които са издадени повече от една фактура за консумирана електрическа енергия, в които крайната дата за плащане да е една и съща;

7. Брой служители, извършващи отчитането на количеството електрическа енергия и колко от тях са служители на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД;

8. Актуална работна процедура и инструкции за отчет на СТИ: 1) при отчет на място (визуално снемане на данни; електронно снемане на данни); 2) при дистанционен отчет.

9. Описание на процесите на отчитане и последващо валидиране на данните и действащите контролни механизми;

10. Описание на процесите след постъпване на данни за отчет на СТИ и време за изпълнение на следните етапи: отчитане → въвеждане на данни → проверка на данни → изпращане на данните до снабдителното дружество → издаване на фактури → плащане на дължимите суми → преустановяване на електрозахранването поради неплащане. Дружеството да представи подробен пример за битов клиент, на който СТИ е отчетено на 01 ноември;

11. Копия от фактури за консумирана електрическа енергия по 2 броя (избрани на случаен принцип), изготвени за всеки един от петте дяла на отчитане съгласно утвърдения график за м. декември 2016 г. за битови клиенти в гр. Банско;

12. Копия от издадени фактури за предходния отчетен период спрямо периода, записан в приложенияте по т. 11 фактури, както и дати на отчет през месец ноември 2016 г. за всяка от тях;

13. Във връзка с предоставените фактури по т. 11, за всяка от тях да бъде описано развитието на процесите след отчитане на средството за търговско измерване със съответните дати, като се започне от датата на отчет на средството за търговско измерване, последващите процеси и се завърши с преустановяване на захранването, както и да се посочи от страна на кое от дружествата се осъществява всеки един от процесите;

14. Попълнени приложенияте към писмото таблици № 1, № 2, № 3 и № 4 с данни, които са актуални към 31.12.2016 г.;

15. Справка за количеството електрическа енергия, в т.ч. разделена за битови и за небитови клиенти, консумирана през м. ноември 2015 г., м. декември 2015 г., м. януари 2016 г., м. ноември 2016 г., м. декември 2016 г. и м. януари 2017 г.;

16. Брой битови клиенти и брой небитови клиенти на „ЧЕЗ Електро България“ АД към 31.12.2016 г.;

17. Копия от фактури за консумирана електрическа енергия за СТИ с фабрични № 1020977937, № 1020977938, № 1020977954, № 1020977957, № 1020977958 и № 1020977959, находящи се на адрес: гр. София, ул. „Тинтява“ № 13А, издадени през м. ноември 2015 г., м. декември 2015 г., м. януари 2016 г., м. ноември 2016 г., м. декември 2016 г. и м. януари 2017 г.

С писмо с изх. № CD-DOC-541-(1)/26.01.2017 г. (вх. № Е-13-62-6/26.01.2017 г. на КЕВР), от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е предоставена информация и документи, отнасящи се до лицензионната дейност на ЕРД.

С писмо с изх. № CE-DOC-115-2/26.01.2017 г. (вх. № Е-13-62-6/26.01.2017 г. на КЕВР), от „ЧЕЗ Електро България“ АД е предоставена информация, отнасяща се до лицензионните дейности на ЕСД.

Съгласно разпоредбата на чл. 80, ал. 1 от ЗЕ, работната група състави Констативен протокол № Е-4/01.02.2017 г. за резултатите от извършената проверка, който е връчен на г-жа Зорница Красиминова Генова - Попова, упълномощен представител на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и на „ЧЕЗ Електро България“ АД.

На основание чл. 80, ал. 4 от ЗЕ, работната група е дала следните задължителни предписания на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, отразени в горепосочения Констативен протокол:

1. В срок до 06.02.2017 г. да предостави в КЕВР писмени разяснения относно констатираните разминавания между планираните дати за отчет и датите на реално извършен отчет на СТИ за месец декември 2016 г. в Григорово, Етрополе, Липница (общ. Ботевград), Новачене (общ. Ботевград), Стъргел, Трудовец и Челопеч.

2. В срок до 06.02.2017 г. да предостави в КЕВР попълнена следната таблица:

СТИ на които не е извършен реален отчет за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г.	Причина
брой	
	обекти с електромери, разположени в имотите на клиентите

	битови и стопански обекти, до които няма достъп поради посещаването им в почивен ден
	наличие на непроходими пътища до обектите

3. В срок до един месец от датата на връчване на настоящия Констативен протокол да предостави в КЕВР план-програма и график за мерките, които дружеството прилага относно средства за търговско измерване, които не са собственост на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД.

Съгласно чл. 9, ал. 3 от Методика за осъществяване на контролните правомощия на ДКЕВР по ЗЕ и ЗРВКУ, проверяваното лице има право да даде обяснения в тридневен срок от връчването на протокола. В указания срок, в КЕВР не са постъпили обяснения от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и „ЧЕЗ Електро България“ АД.

В писмо с изх. № CD-DOC-1085/06.02.2017 г. (вх. № Е-13-62-12/06.02.2017 г. на КЕВР), от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е предоставена информацията по т. 1 и т. 2 от горепосочения Констативен протокол.

В резултат на събраните в хода на проверката документи са направени следните констатации:

При проверката „ЧЕЗ Разпределение България“ АД представи план-график за отчитане на СТИ на електрическата енергия по населени места и по дати – план за периода от 01.11.2016 г. до 31.01.2017 г. и отчет на изпълнението за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г., в които декларира, че обявеният график е спазен напълно.

От предоставената информация е видно, че планираният от електроразпределителното дружество график за отчитане на СТИ за периода от 01.11.2016 г. до 31.01.2017 г. по населени места и по дати съвпада с реално извършените отчети на СТИ за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г., с изключение изпълнението на планирания график за м. декември 2016 г. за следните населени места: Григорово, Етрополе, Липница (общ. Ботевград), Новачене (общ. Ботевград), Стъргел, Трудовец и Челопеч.

В допълнение ЕРД пояснява, че за горепосочените населени места обявените дати на отчитане през м. декември са 22, 23, 27, 28 и 30. Електроразпределителното дружество е направило вътрешно разделяне и е извършило отчета на 22, 23, 27 и 28. Част от СТИ са отчетени на 28, вместо на 30. Извършената промяна е засегнала 1 331 СТИ. Промяната на обявените дати на отчет не е нарушение на срока, посочен в чл. 3, ал. 4 от ПИКЕЕ (отм). ЕРД твърди, че отчетените на 28.12.2016 г. СТИ ще бъдат отчетени на 27.01.2017 г.

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД информира, че в периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г. всички обекти са посетени за извършване на отчет, но реален отчет не е извършен на 588 490 броя СТИ, посочени в таблицата по-долу:

Таблица 1

СТИ, на които не е извършен реален отчет за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г.	Причина
брой	
574 264	липса на достъп до обекти с електромери, разположени в имотите на клиентите
970	липса на достъп до битови и стопански обекти, поради посещаването им в почивен ден
13 256	наличие на непроходими пътища до обектите, в резултат на лоши метеорологични условия

*Източник на информацията е писмо с изх. № CD-DOC-1085/06.02.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД.

Общият брой 588 490 СТИ е сума от неотчетените СТИ през всеки отделен отчетен период от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г.

При проверката, от страна на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е предоставена информация, че за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г. няма постъпили жалби относно сроковете за отчитане на СТИ.

По информация, предоставена от ЕРД и ЕСД, в единични случаи е възможно да съществуват клиенти, на които са издадени повече от една фактура за мрежови услуги и за консумирана електрическа енергия, при които крайната дата на плащане е една и съща, поради следните причини:

- Издаване на корекционни документи (дебитни известия и фактури) за повече от един отчетен период на клиент, поради грешна схема на свързване, преразпределяне на електрическа енергия по тарифи, грешна константа, неточно и непълно измерване съгласно ПИКЕЕ (отм.). В случай, че е направена корекция на повече от един отчетен период, клиентът ще получи съответните коригиращи документи, издадени на една и съща дата с един и същи падеж. В зависимост от това, кога е направена корекцията, клиентът може да получи фактура за периодичен отчет и корекционни документи с един и същи падеж;

- Издаване на фактура при прекратяване на регистрация, временно преустановяване на електрозахранване/снабдяването по желание на клиент или при смяна на тарифност на СТИ. В тези случаи се издава фактура до показанията на прекъсване на захранването/снабдяването или претарифиране и е възможно клиентът да получи фактура за периодичен отчет и приключвателна фактура с падеж в един и същ месец. В единични случаи, в зависимост от датата на прекратяване на регистрацията, преустановяване на захранването/снабдяването или смяната на тарифност, е възможно крайната дата на плащане да е една и съща;

- Прехвърляне на клиенти, които заплащат чрез директен дебит и/или в малки населени места (Български пощи) от един рулиращ дял на отчитане в друг. В тези случаи, еднократно, с цел спазване на изискването периодът на консумация да не бъде по-дълъг от 31 дни, съгласно чл. 3, ал. 4 от ПИКЕЕ (отм.), клиентът получава фактура, издадена по графика на стария дял на отчитане и след отчитане в новия дял получава нова фактура, в която консумацията не е за пълен месец.

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД представи информация относно броя служители, извършващи отчитането на количествата електрическа енергия и колко от тях са служители на ЕРД. В информацията дружеството посочва, че отчитането на количествата електрическа енергия се извършва от 563 отчетника, от които 372 са служители на електроразпределителното дружество. В дружеството има назначени 45 служители на длъжност „Координатор отчитане на данни“, чиято основна задача е да упражняват пряк контрол на качеството на извършената работа, спазването на правилата в процеса на отчитане, спазването на графиците и периода на отчитане. Тези служители се включват в процеса на отчитане само при извънредни ситуации (отсъствие на отчетници, наличие на странични фактори, които водят до забавяне на нормалното отчитане като атмосферни условия, проблеми с транспорт, аварии и т.н.).

От страна на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е предоставено копие на Заповед № CD-ORD-4543/17.08.2015 г., във връзка с отчитането на консумираната електрическа енергия от битовите и стопанските потребители и с цел въвеждане на единни правила в процеса на отчитане. В цитираната заповед е описан процеса по отчитане на данните от СТИ, установяване и отбелязване на нередности и несъответствия и въвеждането им в ръчни терминали, действията след пълното отчитане на отчетна единица, установяване на нерагламентирано потребление на електрическа енергия, съмнение за ползване на електрическа енергия, обекти с липсващ електромер, които са директно присъединени към електрическата мрежа.

ЕРД посочва, че използват системи за дистанционно отчитане ADDAX и Converge. Имплементираните решения са в съответствие с процесите и нуждите на дружеството.

Работата със системите се извършва съобразно внедрените системни решения. Данните, отчетени чрез тях се използват за изпълнението на задълженията на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД да администрира свободния пазар, а така също и се предават към системата SAP I-SU за нуждите на фактуриране на електрическата енергия на клиентите съобразено с графика за отчитане.

„ЧЕЗ Разпределение България“ АД представи описание на процесите на отчитане и последващо валидиране на данните и действащите контролни механизми както следва:

Всички СТИ са групирани в отчетни единици, които са включени в график за отчитане, който осигурява период на отчитане не по-голям от 31 дни. Битовите и малките стопански потребители са разпределени в пет дяла на отчитане в рамките на календарния месец. Това е т.нар. „рулиращо отчитане“. Във всеки дял, отчетът се извършва за четири дни, независимо дали са официални празници или работни дни. Големите стопански потребители се отчитат в края на всеки календарен месец. Всяко СТИ се отчита в един от четирите дни на съответния дял. Периодът на отчитане е толкова, колкото е разликата между съответния ден и аналогичния ден от предходния месец. Към терминалите се насочват само отчетните единици, които трябва да се отчетат в конкретния ден от графика - така се избягва всякаква възможност 31 дневният период да не бъде спазен. Ежедневно служители на дружеството следят за спазването на нормативните изисквания по отношение на отчитането.

С цел да се гарантира максимална точност на отчитането, ЕРД прилага специални мерки за контрол. Отчитането на всеки електромер се извършва от трима различни отчетника всеки три поредни месеца, като се редуват двама служители на електроразпределителното дружество и един на фирма партньор. Контролът на дейността се извършва от координаторите и ръководителите по места чрез нарочни ежедневни проверки, както и от служителите, валидиращи данните.

При съмнения за нередности в показанията, например нетипично голямо или много малко потребление, аномалия по СТИ и т.н., отчетникът прави снимка на електромера, която се съхранява в системата.

За да се намали възможността за субективна грешка, самото отчитане се извършва с мобилни терминали, а при всяко отчитане автоматично се снемат GPS координатите на устройството в момента на отчета.

Процесът на отчитане се контролира на две нива. Още в момента на въвеждане на данните се осъществява пряк софтуерен контрол. Въз основа на натрупаните данни за всеки обект, системата изчислява очаквано потребление със заложен процент на отклонение. Когато отчетникът въведе показанията на преносимия терминал и отклонението се окаже по-голямо, терминалът издава звуков сигнал и се появява системно съобщение. Всички показания, които са извън зададеното отклонение се блокират и трябва да бъдат деблокирани ръчно. Това се извършва от служителите във валидиращия център на базата на анализ на потреблението, на снимки от отчетите или на извършени повторни проверки на място.

Друг вид контрол на качеството на отчитане е ежедневното извършване на нарочни проверки на място. Проверки на показанията се извършват при смените на СТИ, контрола от следващия отчетиц и други ненарочни проверки на място.

Във връзка с изискана информация от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, дали отчет на средства за търговско измерване се извършва през празнични дни, събота и неделя, дружеството заявява, че графикът за отчитане е изцяло съобразен с изискванията на чл. 3, ал. 4 от ПИКЕЕ (отм.), което налага отчитане на СТИ и в неработни дни - през празнични дни, събота и неделя. През 2016 г. са извършвани отчети в 47 неработни дни (празнични дни, събота и неделя). Дейността е изпълнена при спазване на Кодекса на труда относно почивките и отпуските на работещите.

ЕРД предостави описание на процесите след постъпване на данни за отчет на СТИ, които се развиват по следния начин:

Всички точки на измерване са разделени в пет дяла за отчитане, като всеки дял се състои от по четири дни. Отчитането на всеки дял се извършва в рамките на съответните четири дни и при спазване на срока на отчитане съгласно ПИКЕЕ (отм.). Електромерите, които трябва да се отчитат през съответния ден се зареждат на преносими терминали, като след приключване на отчитането, данните автоматично се прехвърлят на сървър на системата за отчитане с терминали и оттам в клиентската информационна система на дружеството. След края на периода на отчитане на съответния дял, следват четири работни дни, през които данните се проверяват и валидират. След края на втория ден на валидиране се извършва изчисляването на консумацията на валидираните данни по съответните цени и тарифи. По този начин се редуват етапи на зареждане на данни, валидиране, остойностяване и прехвърлянето на резултатите в клиентската информационна система. След приключването на отчета за съответния дял, отчетниците се прехвърлят на следващия дял и така процесът е непрекъснат до отчитането на всички клиенти на дружеството. Данните от клиентската информационна система се подават към Доставчика за фактуриране.

Процедурата, която се реализира след изтичане на срока за плащане на фактурата за клиенти с директни договори към разпределителното дружество, преди преустановяване на захранването съгласно настоящата практика, включва действия по напомняне и уведомяване - чрез изпращане SMS, писмо по електронна поща, писмо до пощенска кутия или телефонно обаждане, на адрес/мейл/телефон, предоставени от клиента и налични в клиентската система:

- Девет дни след изтичане на периода за плащане се извършва първото напомняне;
- За клиентите, които не са платили своите задължения след осемнадесет дни на просрочие се извършва следващо напомняне;
- При неплащане след тридесет и един дни на просрочие се пристъпва към временно преустановяване на захранването.

Изпълнението на преустановяването на захранването е съобразено с изискванията на Общите условия на дружеството и действащата нормативна уредба и не се извършва в предпразнични, празнични и почивни дни, както и в деня, който ги предшества.

Представен е конкретен пример за битов клиент с клиентски № 300049767330. Описанието на процесите, извършвани от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД след датата на отчет на този клиент е следното:

- 1) Дата на отчет – 01.11.2016 г.
- 2) Период на проверка на данните (валидиране) – от 07 до 10.11.2016 г.
- 3) Изчисляване на консумация по съответните цени и тарифи – 08.11.2016 г.
- 4) Данните се подават към Доставчика за фактуриране.

По информация, предоставена от ЕСД, след постъпване на данни за отчет на СТИ от електроразпределителното дружество се установи, че:

Необходимото време за фактуриране на всички клиенти от определен дял е три дни. След всяко фактуриране се извършват проверки на всички фактури на битови клиенти на стойност над 500 лв. и на фактури на бизнес клиенти, присъединени на ниско напрежение над 5 000 лв. След всеки завършил процес на фактуриране се отпечатват готовите фактури. Клиентите получават фактурите си по заявления от тях начин на хартиен носител или по електронна поща. Срокът за плащане на фактурата и срокът за прекъсване при неплащане на задължението се визуализират в изпратената фактура на клиента. Срокът за прекъсване на снабдяването съгласно действащите Общи условия на договорите за продажба на електрическа енергия на „ЧЕЗ Електро България“ АД (ОУ) за битови клиенти е 10 дни след изтичане на срока за плащане на фактурата, а за стопански клиенти е 3 дни.

Процедурата, която се реализира след изтичане на срока за плащане на фактурата преди преустановяване на снабдяването, включва действия по напомняне и уведомяване преди прекъсване – чрез изпращане на SMS, писмо по електронна поща, писмо до пощенска кутия или телефонно обаждане, на телефон/имейл/адрес, предоставени от

клиента и налични в клиентската система. Процедурата, която се прилага в момента е:

- Девет дни след изтичане на периода за плащане, започват мерки по напомняне за просрочени задължения.

- За клиентите, които не са платили своите задължения след осемнадесет дни на просрочие се извършва напомняне и предупреждение за преустановяване на снабдяването.

- При неплащане след тридесет и един дни на просрочие, се генерират заявки за временно преустановяване на снабдяването към електроразпределителното дружество.

Изпълнението на преустановяването на снабдяването не се извършва в почивен и официален празничен неприсъствен ден, както и в деня, който го предхожда.

Представен е конкретен пример за битов клиент с клиентски № 300049767330:

1) Фактуриране на изчислената сметка – 10.11.2016 г.;

2) Отпечатване на фактура – 11.11.2016 г.;

3) Срок за плащане на фактурата – до 07.12.2016 г.;

4) Срок за преустановяване на снабдяването съгласно ОУ – след 17.12.2016 г.

В периода след посочения във фактурата срок за плащане се предприемат следните допълнителни действия:

1) Напомняне – след 16.12.2016 г.;

2) Напомняне и предупреждение за прекъсване – след 27.12.2016 г.;

3) Изпращане на заявка за преустановяване на снабдяването към разпределителното дружество – на 09.01.2017 г.

„ЧЕЗ Електро България” АД представи копия от фактури за консумирана електрическа енергия за клиенти с клиентски № 10190535429, № 310187088167, № 300153952654, № 300153917913, № 300154536040, № 300162149154, № 300153992939, № 300155318869, № 300304278405 и № 310186983546, касаещи всеки един от петте дяла на отчитане (по 2 броя) съгласно утвърдения график за м. ноември и м. декември 2016 г. за битови клиенти в гр. Банско.

Информацията представена от „ЧЕЗ Разпределение България” АД и „ЧЕЗ Електро България” АД отразява развитието на процесите от отчитане до преустановяване на електрозахранването и е показана в таблица 2:

Таблица 2

№	Клиентски номер	Дял	"ЧЕЗ Разпределение България" АД		"ЧЕЗ Електро България" АД				"ЧЕЗ Разпределение България" АД и "ЧЕЗ Електро България" АД		
			Дата на отчет	Период на проверка на данните (валидиране)	Изчисляване на консумация по съответните цени и тарифи	Фактуриране на изчислената сметка	Отпечатване на фактура	Срок за плащане на фактурата	Срок за преустановяване на електрозахранването	Дата за преустановяване на захранването по напаметителна процедура	Забележка
1	310190535429	2	4.12.2016	06-09.12.2016	7.12.2016	7.12.2016	8.12.2016	4.1.2017	след 14.1.2017	7.2.2017	Прекъсването се извършва от ЕРД по искане на ЕСД
2	310187088167	2	4.12.2016	06-09.12.2016	7.12.2016	7.12.2016	8.12.2016	4.1.2017	след 14.1.2017	7.2.2017	Прекъсването се извършва от ЕРД по искане на ЕСД
3	300153952654	3	10.12.2016	12-15.12.2016	13.12.2016	15.12.2016	16.12.2016	9.1.2017	след 19.01.2017	13.2.2017	Прекъсването се извършва от ЕРД по искане на ЕСД
4	300153917913	3	6.12.2016	12-15.12.2016	13.12.2016	15.12.2016	16.12.2016	9.1.2017	след 19.01.2017	13.2.2017	Прекъсването се извършва от ЕРД по искане на ЕСД
5	300154536040	4	13.12.2016	16-21.12.2016	19.12.2016	22.12.2016	23.12.2016	16.1.2017	след 26.01.2017	20.2.2017	Прекъсването се извършва от ЕРД по искане на ЕСД
6	300162149154	4	11.12.2016	16-21.12.2016	19.12.2016	22.12.2016	23.12.2016	16.1.2017	след 26.01.2017	20.2.2017	Прекъсването се извършва от ЕРД по искане на ЕСД
7	300153992939	5	19.12.2016	22-28.12.2016	25.12.2016	27.12.2016	28.12.2016	23.1.2017	след 02.02.2017	27.2.2017	Прекъсването се извършва от ЕРД по искане на ЕСД
8	300155318869	5	16.12.2016	22-28.12.2016	25.12.2016	27.12.2016	28.12.2016	23.1.2017	след 02.02.2017	27.2.2017	Прекъсването се извършва от ЕРД по искане на ЕСД
9	300304278405	1	27.12.2016	28.12.2016-04.01.2017	31.12.2016	1.1.2017	1.1.2017	30.1.2017	след 09.02.2017	7.3.2017	Прекъсването се извършва от ЕРД по искане на ЕСД
10	310186983546	1	22.12.2016	28.12.2016-04.01.2017	31.12.2016	1.1.2017	1.1.2017	30.1.2017	след 09.02.2017	7.3.2017	Прекъсването се извършва от ЕРД по искане на ЕСД

**Източник на информацията е предоставената таблица в писмо с изх. № CD-DOC-541(1)26.01.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД и в писмо с изх. № CE-DOC-115-2/26.01.2017 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД.*

ЕРД и ЕСД уточняват, че клиентите от първи дял се отчитат в края на текущия месец, но се фактурират в началото на следващия, тъй като е необходимо технологично време за валидиране и изчисляване на показанията. Изчисляването на консумацията се извършва в последния ден от месеца. Фактурирането и отпечатването на фактури на клиентите от първи дял се извършва в началото на следващия месец. Фактурите се издават с дата последно число от месеца, в който консумацията е била отчетена. В конкретните примери процесите по фактуриране и печат са извършени на 01.01.2017 г.

От извършената на 18.01.2017 г. проверка на място на СТИ с фабрични № 1020977937, № 1020977938, № 1020977954, № 1020977957, № 1020977958 и № 1020977959, находящи се на адрес: гр. София, ул. „Тинтява“ № 13А и предоставените фактури от „ЧЕЗ Електро България“ АД се установи, че показанията на СТИ за дневна и нощна тарифа към 18.01.2017 г. надвишават показанията, отчетени на 09.01.2017 г.

При прегледа на фактурите се установи, че „ЧЕЗ Разпределение България“ АД отчита СТИ за посочените клиентски номера, като спазва разпоредбата на чл. 3, ал. 4 от ПИКЕЕ (отм.), а именно: „Периодичността на отчитане на количествата активна и реактивна електрическа енергия във всяко място на измерване е най-малко веднъж месечно, като периодът не може да е по-дълъг от 31 дни”.

При преглед на съдържанието в предоставени фактури от „ЧЕЗ Електро България“ АД се установи, че в тях се съдържат реквизитите, разписани в чл. 12, ал. 2 от Общи условия на договорите за продажба на електрическа енергия на „ЧЕЗ Електро България“ АД.

При проверката от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД е предоставена следната информация по отношение на СТИ, отчитащи консумираната електрическа енергия на битови и небитови клиенти:

Средства за търговско измерване, собственост на „ЧЕЗ Разпределение България” АД към 31.12.2016 г., отчитащи консумираната електрическа енергия на **битови клиенти**:

Таблица 3

монофазни СТИ							
индукционни			статични				
отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
0	314 563	0	0	1 292 961	0	0	21 224

трифазни СТИ							
индукционни			статични				
отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
0	32 910	0	0	141 166	0	0	867

*Източник на информацията е предоставената таблица 1 в писмо с изх. № CD-DOC-541-(1)/26.01.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България” АД.

Средства за търговско измерване, които не са собственост на „ЧЕЗ Разпределение България” АД към 31.12.2016 г., отчитащи консумираната електрическа енергия на **битови клиенти**:

Таблица 4

монофазни СТИ							
индукционни			статични				
отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
0	55 728	0	0	64	0	0	0

трифазни СТИ							
индукционни			статични				
отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
0	1 681	0	0	4	0	0	0

*Източник на информацията е предоставената таблица 2 в писмо с изх. № CD-DOC-541-(1)/26.01.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България” АД.

„ЧЕЗ Разпределение България” АД посочва, че поле „отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент” е оставено без стойност, тъй като всички електромери, монтирани на мрежата задължително се посещават за отчет. Декларирането на показания е услуга, която се предоставя на клиентите и тя не е обвързана със задължението за отчет на

СТИ. За месец декември 2016 г., подадените заявления за деклариране на показания са 8 357 броя.

Средства за търговско измерване, собственост на „ЧЕЗ Разпределение България” АД към 31.12.2016 г., отчитащи консумираната електрическа енергия на **небитови клиенти**:

Таблица 5

	монофазни СТИ							
	индукционни			статични				
	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
НН	0							
СрН	0	0	0	0	0	0	0	0
Общо	0	16 114	0	0	99 272	0	0	503

	трифазни СТИ							
	индукционни			статични				
	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
НН	0							
СрН	0							
Общо	0	24 314	0	0	99 753	0	0	13 055

*Източник на информацията е предоставената таблица 3 в писмо с изх. № CD-DOC-541-(1)/26.01.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България” АД.

Средства за търговско измерване, които не са собственост на „ЧЕЗ Разпределение България” АД към 31.12.2016 г., отчитащи консумираната електрическа енергия на **небитови клиенти**:

Таблица 6

	монофазни СТИ							
	индукционни			статични				
	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой
НН	0					0	0	0
СрН	0	0	0	0	0	0	0	0
Общо	0	2 356	0	0	4	0	0	0

	трифазни СТИ							
	индукционни			статични				
	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	отчитане на място с въвеждане на данните в карнети	отчитане на място с въвеждане на данните в терминал	отчет на място чрез интерфейс за връзка с външен терминал	отчитане с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	дистанционно отчитане
	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой	брой

НН	0					0	0	0
СрН	0	0	0	0	0	0	0	0
Общо	0	1 412	0	0	8	0	0	0

**Източник на информацията е предоставената таблица 4 в писмо с изх. № CD-DOC-541-(1)/26.01.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД.*

От таблиците по-горе се констатира, че в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД общият брой СТИ, по които се отчитат количествата консумирана електрическа енергия на битови и небитови клиенти към 31.12.2016 г. е 2 117 959 броя. Електромерите, които не са собственост на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД към 31.12.2016 г. са 61 257 броя, като от тях 57 477 броя са СТИ, отчитащи консумираната електрическа енергия на битови клиенти, а 3 780 броя са СТИ, отчитащи консумираната електрическа енергия на небитови клиенти.

Съгласно ЗЕ и лицензия № Л-135-07/13.08.2004 г. за разпределение на електрическа енергия на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД в случаите, когато СТИ не са собственост на лицензианта, същият е длъжен да ги изкупи от потребителите или да монтира собствени съоръжения в замяна на съществуващите при определените от закона условия и срокове.

Съгласно представена информация от „ЧЕЗ Електро България“ АД, броят битови и небитови клиенти на дружеството към 31.12.2016 г. е както следва:

– битови – 1 860 721;

– небитови – 225 915.

Консумираната електрическа енергия от клиенти на „ЧЕЗ Електро България“ АД в качеството му на краен снабдител за месеците 11.2015 г., 12.2015 г., 01.2016 г., 11.2016 г. и 12.2016 г. е представена в таблица 7:

Таблица 7

Сегмент		ноември 2015	декември 2015	януари 2016	ноември 2016	декември 2016
стопански клиенти	kWh	159 676 607	199 089 871	192 164 198	133 169 312	165 524 794
битови клиенти	kWh	382 879 651	459 944 949	539 871 414	398 330 526	514 541 828
общо	kWh	542 556 257	659 034 820	732 035 611	531 499 838	680 066 622

**Източник на информацията е предоставената в писмо с изх. № CE-DOC-115-2/26.02.2017 г. от „ЧЕЗ Електро България“ АД.*

От предоставена информация от „ЧЕЗ Електро България“ АД се констатира, че количеството консумирана електрическа енергия от битови клиенти през всеки един от месеците ноември и декември 2016 г. е повече спрямо същите месеци на 2015 г. Количеството консумирана електрическа енергия от стопански клиенти през всеки един от месеците ноември и декември 2016 г., е по-малко спрямо същите месеци на 2015 г.

ЕСД предостави копия от фактури за консумирана електрическа енергия за СТИ с фабрични № 1020977937, № 1020977938, № 1020977954, № 1020977957, № 1020977958 и № 1020977959, находящи се на адрес: гр. София, ул. „Тинтява“ № 13А, издадени през м. ноември 2015 г., м. декември 2015 г., м. януари 2016 г., м. ноември 2016 г., м. декември 2016 г. и м. януари 2017 г.

Видно от предоставената от енергийните дружества информация и предвид гореизложеното, работната група счита, че в съответствие с издадените от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране лицензии, „ЧЕЗ Разпределение България“ АД организира периодично отчитане на СТИ и предоставя данните от измерването на крайния снабдител за целите на разплащане с потребителите (лицензия № Л-135-07/13.08.2004 г.), а „ЧЕЗ Електро България“ АД осъществява фактуриране на дължимите от потребителите суми (лицензия № Л-135-11/29.11.2006 г.).

Обобщена информация за СТИ и за начин на отчитане на електромерите в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „Енерго-Про Мрежи“ АД към 31.12.2016 г. е представена в таблицата по-долу:

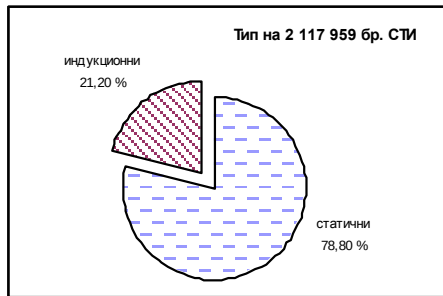
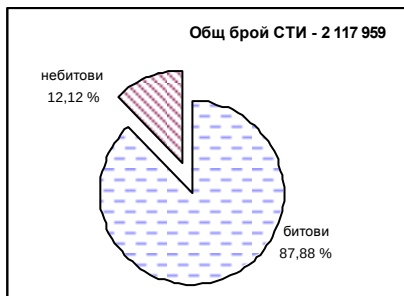
Таблица 8

Дружество	„ЧЕЗ Разпределение България” АД						„ЕВН България Електроразпределение” ЕАД		„Енерго-Про Мрежи” АД	
	СТИ, които са собственост на ЕРД		СТИ, които не са собственост на ЕРД		Общо		СТИ, които са собственост на ЕРД		СТИ, които са собственост на ЕРД	
	брой	%	брой	%	брой	%	брой	%	брой	%
СТИ:										
Общ брой СТИ, отчитащи консумираната електрическа енергия на:	2 056 702		61 257		2 117 959		1 707 280		1 215 360	
- битови клиенти	1 803 691	87,70	57 477	93,83	1 861 168	87,88	1 505 192	88,16	1 078 550	88,74
- небитови клиенти	253 011	12,30	3 780	6,17	256 791	12,12	202 088	11,84	136 810	11,26
Статични СТИ:	1 668 801		80		1 668 881	78,80	1 371 693	80,34	1 120 363	92,18
- Монофазни	1 413 960	84,73	68	85,00	1 414 028	84,73	1 169 137	85,23	933 169	83,29
- Трифазни	254 841	15,27	12	15,00	254 853	15,27	202 556	14,77	187 194	16,71
Индукционни СТИ:	387 901		61 177		449 078	21,20	335 587	19,66	94 987	7,82
- Монофазни	330 677	85,25	58 084	94,94	388 761	86,57	295 278	87,99	70 404	74,12
- Трифазни	57 224	14,75	3 093	5,06	60 317	13,43	40 309	12,01	24 583	25,88
Отчитане:	2 056 702		61 257		2 117 959		1 707 280		1 215 360	
на място чрез въвеждане на данните в карнети	0		0		0		0			
на място чрез въвеждане на данните в терминал:					0		1 121 841	65,71		
- на ръка	2 021 053	98,27	61 257	100	2 082 310	98,32	351 873	31,37	1 114 919	91,73
- чрез интерфейс за връзка с терминал	0		0		0		769 968	68,63	0	0
с въвеждане на данните след самоотчет от клиент	0		0		0		0		1 151	0,1
дистанционно	35 649	1,73	0	0,00	35 649	1,68	585 439	34,29	99 291	8,17

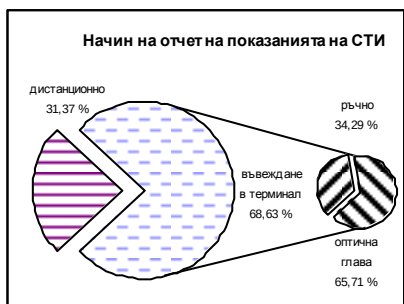
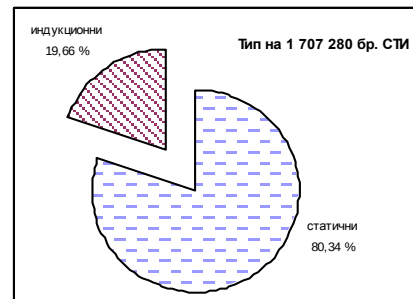
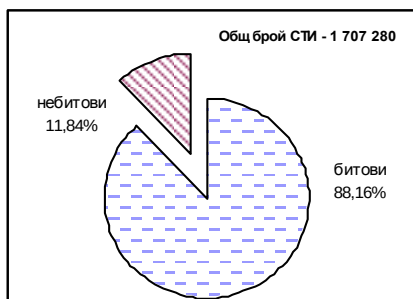
*Източник на информацията са предоставените таблици 1, 2, 3 и 4 в писмо с изх. № CD-DOC-541-(1)/26.01.2017 г. от „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, приложение 12 и 13 в писмо с изх. № 807-1/25.01.2017 г. от „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и таблици 1 и 3 в писмо с изх. № K-EPRG-128/25.01.2016 г. от „Енерго-Про Мрежи“ АД.

От графиките по-долу може да се придобие визуална представа за част от данните, представени в таблица 8:

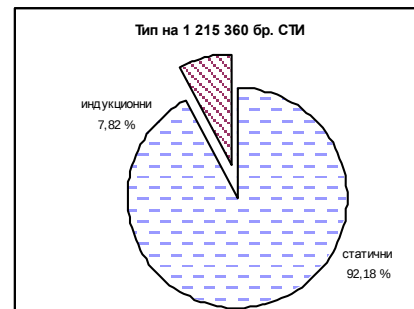
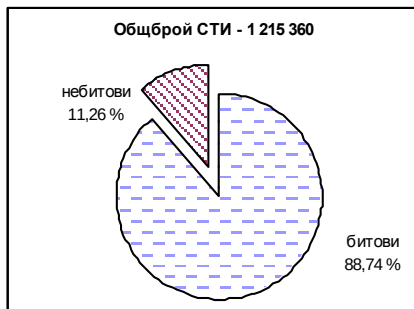
„ЧЕЗ Разпределение България“ АД



„ЕВН България Електроразпределение” ЕАД



„Енерго-Про Мрежи” АД



От таблица 8 е видно, че:

Дружеството с най-голям общ брой монтирани СТИ е „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, като на негова територия броят на монтирани статични електромери е 1 668 881, което е 78,80% от общия брой СТИ. В „Енерго-Про Мрежи“ АД монтираните статични електромери са 92,18% спрямо общия брой електромери, а в „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД – 80,34%. От представените данни се констатира, че с най-голям относителен дял статични СТИ към общия брой електромери е „Енерго-Про Мрежи“ АД.

В „ЧЕЗ Разпределение България“ АД електромерите, които не са собственост на електроразпределителното дружество са 2,89 % от общия брой СТИ.

Отчитането на показанията на електромерите в „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД се осъществява чрез: отчитане на място с въвеждане на данните в терминал (в т.ч. чрез ръчно въвеждане на данните и чрез интерфейс за връзка с терминал – оптична глава); дистанционно отчитане и самоотчет от клиентите. В нито едно от проверяваните електроразпределителни дружества не се прилага въвеждане на данните от отчет на СТИ в карнети.

При отчитане на показания на място служителите/представители на трите електроразпределителни дружества използват преносими електронни устройства (терминали). В „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД отчитането на показанията на 31,37% от електромерите (отчитащи се с терминал) се извършва чрез ръчно въвеждане на данните в самите терминали, а за останалите 68,63% данните се снемат чрез интерфейсна връзка между СТИ и терминала (оптична глава).

Най-голям брой електромери с дистанционно отчитане са монтирани на територията на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД – 34,29% от общия брой СТИ.

След преглед и анализ на предоставена информация и извършена проверка във връзка с отчитането и фактурирането на количествата електрическа енергия от енергийните дружества, съгласно заповед № 3-Е-7/18.01.2017 г. на Председателя на КЕВР, работната група установи, че не са налице нарушения на условията на издадените на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, „ЕНЕРГО-ПРО Мрежи“ АД, „ЧЕЗ Електро България“ АД, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и „ЕНЕРГО-ПРО Продажби“ АД лицензии за дейностите „разпределение на електрическата енергия“ и „обществено

снабдяване с електрическа енергия”, тъй като електроразпределителните дружества организират периодичното отчитане на СТИ и предоставят данните от измерването на крайните снабдители, които от своя страна фактурират дължимите от клиентите суми.

Изказвания по т.2:

Докладва М. Ценкова. В изпълнение на заповедта относно проверката на „ЕВН България Електроснабдяване” ЕАД и „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД на 18.01-19.01.2017 г. членовете на работната група са посетили на място „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД и „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД. На 19.01.2017 г. е извършена проверка на случаен принцип и са проверени 55 СТИ относно година на производство, година на метрологична проверка, показания при последен отчет и показания към датата на проверка. От извършените проверки на място се е установило, че показанията на СТИ по дневна и нощна тарифа към 19.01.2017 г. надвишават отчетените показания от извършените месечни отчети. При проверката „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД е представило план-график за отчитане на средствата за търговско измерване на електрическата енергия по населени места и по дати, план за периода от 01.11.2016 г. до 31.01.2017 г. и реално извършен отчет на СТИ на електрическа енергия за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г. От предоставената информация е станало ясно, че дружеството не е планирало период на отчитане повече от 31 дни. Има отделни клиенти, които поради неосигурен достъп до СТИ, отсъствие по време на празнични дни или други обективни причини, са възпрепятствали или забавили отчитането, са отчетени в последващи дати. От дружеството е предоставена информация, че за периода 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г. в дружеството са постъпили 11 жалби. Съгласно чл. 71 от Общите условия на договорите за пренос на електрическа енергия през електроразпределителната мрежа на „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, електроразпределителното дружество е извършило проверка на 10 клиенти и е изпратило отговор в определения срок. По единадесетата жалба към датата на проверката все още се е извършвала проверка.

М. Ценкова каза, че от предоставената от енергийните дружества информация, заключенията на работната група са, че в съответствие с издадена от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране лицензия „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД организира периодично отчитане на СТИ и предоставя данните от измерването на крайния снабдител за целите на разплащане с потребителите. „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД осъществява фактурирането на дължимите от потребителите суми.

Д. Митрова докладва по проверката на „ЧЕЗ Разпределение България” АД и „ЧЕЗ Електро България” АД. На 18.01.2017 г. длъжностните лица са извършили проверка на средствата за търговско измерване, отчитащи консумираната електрическа енергия на клиенти на адрес: гр. София, ул. „Тинтява“ № 13А. От разпределителното дружество и крайния снабдител е изискана информация, която е предоставена в КЕВР. Съставен е Констативен протокол за резултатите от извършената проверка, който е връчен на упълномощен представител на дружествата. В него са дадени задължителни предписания на „ЧЕЗ Разпределение България” АД: Да предостави в КЕВР разяснения относно констатирани разминавания между планираните дати за отчет и датите на реално извършен отчет на СТИ за месец декември 2016 г. за няколко населени места. Да предостави в КЕВР попълнена таблица за брой СТИ, за които не е извършен реален отчет за периода 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г. Да предостави в КЕВР план-програма и график за мерките относно средства за търговско измерване, които не са собственост на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД. Констатирано е, че планираният от електроразпределителното дружество график за отчитане на СТИ за периода от 01.11.2016 г. до 31.01.2017 г. по населени места и дати съпада с реално извършените отчети за периода от 01.11.2016 г. до 19.01.2017 г., с изключение изпълнението на планирания график за м. декември 2016 г. за посочени в доклада населени места. Дружеството

пояснява, че за посочените населени места обявените дати за отчитане през м. декември са 22, 23, 27, 28, 30. Дружеството е направило вътрешно разделяне и е извършило отчета на 22, 23, 27 и 28. Част от СТИ са отчетени на 28, вместо на 30. Промяната на обявените дати на отчет не е нарушение на срока, посочен в чл. 3, ал. 4 от ПИКЕЕ. ЕРД твърди, че отчетените на 28.12.2016 г. СТИ ще бъдат отчетени на 27.01.2017 г. В дружеството няма постъпили жалби. Работната група счита, че в съответствие с издадените от Държавната комисия за енергийно и водно регулиране лицензии „ЧЕЗ Разпределение България“ АД организира периодично отчитане на СТИ и предоставя данните от измерването на крайния снабдител за целите на разплащане с потребителите, а „ЧЕЗ Електро България“ АД осъществява фактуриране на дължимите от потребителите суми.

Л. Ралчев докладва по проверката на „Енерго-Про Мрежи“ АД и „Енерго-Про Продажби“ АД. Работната група с писма е изисквала информация, която е описана в доклада. В проведената на място среща с ръководството на дружеството от страна на министерството участва Г. Манев, главен експерт в отдел „Технически контрол в енергетиката“. Проверката е била съвместно. Във връзка с поставената цел на 19.01.2017 г. е била извършена проверка на отчетени по график средства за търговско измерване на случаен принцип. Във връзка с графици от дружеството са уточнили, че реалното отчитане на електромерите е извършено съгласно приложения към подадения към Комисията график, с изключение на забавата от два дни (в писмо, което е изпратено до Комисията и министерството, за затруднение във връзка със снегонавяванията в зимния период). В графика е описано, че обхваща електромери на цялата територия, като в едно населено място има отчитане по график в различните дни от 20-то до 9-то число на месеца. Тези, които не са били отчетени, са в малки населени места. На място са били проверени 88 абоната на дружеството, от които за 10 се е оказало, че са нулеви без потребена електрическа енергия. 41 имат редовни отчети за последните 6 месеца. Работната група е изчислила, че нарастването на средното потребление за м. ноември към м. декември е към 32%, от м. декември към 19.01.2017 г. е 64%. В „Енерго-Про Мрежи“ АД няма постъпили жалби за отчитане на СТИ извън графика. В „Енерго-Про Продажби“ АД има една жалба, която е решена (била е предоставена при проверката). От проверката на място е съставен Констативен протокол, в който работната група дава задължителни указания. При писмено подадено искане от клиенти, на които консумираната електрическа енергия е отчетена извън утвърдения график, който е трябвало да бъде на 06 и 07 януари, „Енерго-Про Продажби“ АД да предложи разсрочено плащане на фактурата. Срещу Констативния протокол от страна на дружествата не е постъпило възражение. Може да се направи извод, че дружествата спазват условията по издадената им лицензия и отчитат в срок и навреме СТИ.

И. Н. Иванов прочете общото заключение на работната група:

„След преглед и анализ на предоставена информация и извършена проверка във връзка с отчитането и фактурирането на количествата електрическа енергия от енергийните дружества, работната група установи, че не са налице нарушения на условията на издадените на „ЧЕЗ Разпределение България“ АД, „ЕВН България Електроразпределение“ ЕАД, „Енерго-Про Мрежи“ АД, „ЧЕЗ Електро България“ АД, „ЕВН България Електроснабдяване“ ЕАД и „Енерго-Про Продажби“ АД лицензии за дейностите „разпределение на електрическата енергия“ и „обществено снабдяване с електрическа енергия“, тъй като електроразпределителните дружества организират периодичното отчитане на СТИ и предоставят данните от измерването на крайните снабдители, които от своя страна фактурират дължимите от клиентите суми.“

Предложението на работната група е: „Предвид гореизложеното и на основание чл. 10, ал. 1 и чл. 11 от Методиката за осъществяване на контролните правомощия на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационни услуги, предлагаме Комисията да вземе решение, с което да приеме доклада на работната група относно проверка,

извършена съгласно заповед на Председателя на КЕВР.

И. Н. Иванов отбеляза, че независимо от някои медийни публикации, реално липсва настроение в потребителите, че има надписани сметки, че има отчитания извън предвидения по закона срок. Иванов обърна внимание, че вече е 14 март и би трябвало сметките, които са до края на януари и началото на февруари да са получени от потребителите. Това означава, че действително заключението на работната група по трите проверки в дружествата отговаря на реалното състояние по отчитането.

След като установи, че няма изказвания, И. Н. Иванов предложи с протоколно решение да бъде приет докладът.

Предвид гореизложеното и на основание чл. 10, ал. 1 и чл. 11 от Методиката за осъществяване на контролните правомощия на Държавната комисия за енергийно и водно регулиране по Закона за енергетиката и Закона за регулиране на водоснабдителните и канализационни услуги, Комисията

Р Е Ш И:

Приема доклад на работната група относно проверка, извършена съгласно заповед № 3-Е-7/18.01.2017 г. на Председателя на КЕВР за сведение.

В заседанието по **точка втора** участват председателят Иван Н. Иванов и членовете на Комисията Светла Тодорова, Ремзи Осман, Александър Йорданов, Владко Владимиров, Димитър Кочков и Валентин Петков.

Решението е взето със **седем гласа „за“**, от които **два гласа** (Александър Йорданов, Владко Владимиров) на членовете на Комисията със стаж в енергетиката.

РЕШЕНИЯ ОТ ЗАСЕДАНИЕТО:

По т.1 както следва:

I. Приема доклад относно приемане на проект на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия;

II. Приема Наредба №1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия;

III. Наредбата за регулиране на цените на електрическата енергия да бъде изпратена в „Държавен вестник“ за обнародване.

По т.2 както следва:

Приема доклад на работната група относно проверка, извършена съгласно заповед № 3-Е-7/18.01.2017 г. на Председателя на КЕВР, за сведение.

Приложения:

1. Доклад с вх. № Е-Дк-119/14.03.2017 г. относно проект на Наредба за регулиране на цените на електрическата енергия;

2. Наредба №1 от 14.03.2017 г. за регулиране на цените на електрическата енергия;

3. Съгласувателна таблица;

4. Доклад с вх. № № Е-Дк-97/06.03.2017 г. относно проверка на „ЕНЕРГО-ПРО

Мрежи” АД, „ЕНЕРГО-ПРО Продажби” АД, „ЕВН България Електроразпределение” ЕАД, „ЕВН България Електроснабдяване” ЕАД, „ЧЕЗ Разпределение България” АД и „ЧЕЗ Електро България” АД.

ЧЛЕНОВЕ НА КЕВР:

.....
(С. Тодорова)

.....
(Р. Осман)

.....
(А. Йорданов)

.....
(В. Владимиров)

.....
(В. Петков)

.....
(Д. Кочков)

ПРЕДСЕДАТЕЛ:

ДОЦ. Д-Р ИВАН Н.ИВАНОВ

ГЛАВЕН СЕКРЕТАР:

Р. ТОТКОВА