

Tabela pripomb k predlogu:

Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje (v nadaljevanju: akt)

Ime/naziv predlagatelja:	Naslov:	Datum:
Elektro Maribor, d.d.	Vetrinjska ulica 2, Maribor	10.7.2015

Št. člena	Vsebina pripombe oz. predloga	Utemeljitev	Upoštevanje pripombe (DA/NE/Delno)	Komentar AE na člene
2. člen	Definicije: – distribucijski sistem – prenosni sistem – distribucijsko podjetje – obstoječa in nova elektroenergetska infrastruktura	Definiciji distribucijskega in prenosnega sistema predlagamo naj se uskladita z definicijami, ki so navedene v Uredbi o razmejitvi prenosnega in distribucijskega 110 kV sistema (Ur. list RS št. 35/2015). Definicija distribucijskega podjetja predlagamo se skladno s 3. odstavkom 121. člena navede, da izvaja tudi naloge distribucijskega operaterja. Distribucijska podjetja skladno s sedanjimi pogodbami sklenjenimi s SODO d.o.o. niso samo najemodajalci in vzdrževalci distribucijskega sistema, ampak tudi	Delno	Prvi dve alineji se črtata saj so definicije prenosnega oz. distribucijskega sistema urejene v EZ-1 in podzakonskih aktih. Definicija distribucijskega podjetja je povzeta po že objavljenih aktih agencije in je usklajena z EZ-1. Definicije nove in obstoječe infrastrukture so ustrezno popravljene.

		izvajalci nalog distribucijskega operaterja. Pri definiciji nove in obstoječe elektroenergetske infrastrukture je potrebno dodati po "vključno" 1. Januarju 2011 ter pred "vključno" 31. decembrom 2010, sicer 1.1.2011 in 31.12.2010 nista upoštevana.	DA	Člen dopolnjen glede na predlog.
6. člen, 6. alineja	6. člen se spremeni tako, da se glasi: Cilji določanja regulativnega okvira so: <ul style="list-style-type: none"> - zagotavljati obratovanje, vzdrževanje ter spodbujanje razvoja distribucijskega in prenosnega sistema v skladu s pravili stroke in stanjem tehnike (ali z načelom najboljše dosegljive tehnologije) tako, da se kakovost prenosa in distribucije električne energije trajno izboljšuje ali ohranja; - spodbujati izvajanje naložb, ki so potrebne za izpolnjevanje okoljskih ciljev iz akcijskih načrtov; - spodbujati učinkovito uporabo sistema; - trajno izboljševati oziroma ohranjati raven kakovosti oskrbe z električno energijo (v nadaljnjem besedilu: kakovost oskrbe), ki vsebuje komercialno kakovost, neprekinjenost napajanja in 	Predlagamo, da se doda zagotavljanje reguliranega donosa distribucijskim podjetjem, tako da je skladno z 10. členom akta.	NE	Skladno z določili EZ-1 je v upravičene stroške elektrooperaterja vključen tudi reguliran donos na sredstva. Nadalje EZ-1 določa, da najemodajalcem pomembnih delov distribucijskega sistema (distribucijskim podjetjem) pripada najemnina, kar je podrobno določeno v 87. členu akta. Akt v 87. členu določa, da je v najemnino vključen tudi reguliran donos za najeta sredstva.

	<p>kakovost napetosti;</p> <ul style="list-style-type: none"> - izvajati ekonomsko reguliranje omrežnine za elektroenergetski sistem na način, ki spodbuja stroškovno učinkovitost izvajalcev; - elektrooperaterjem in distribucijskim podjetjem zagotoviti trajno poslovanje z reguliranim donosom na sredstva in - zagotoviti stabilne in predvidljive razmere za delovanje elektrooperaterjev in za uporabnike ter stabilno okolje za vlagatelje oziroma lastnike. 			
10. člen	<p>10. člen se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(1) Regulativni okvir za posameznega elektrooperaterja določi agencija z odločbo, v kateri se določijo tudi tarifne postavke za omrežnine. Za distribucijskega operaterja se regulativni okvir razdeli na posamezna območja distribucijskega sistema. Za območje distribucijskega sistema se določi regulativni okvir določen distribucijskemu podjetju in regulativni okvir tega območja za SODO (distribucijskega operaterja).</p>	<p>Pri predstavitvi študije »PRIMERJALNA ANALIZA UČINKOVITOSTI DEJAVNOSTI DISTRIBUCIJE ELEKTRIČNE ENERGIJE V OBDOBJU 2004 – 2013« dne 6.7.2015 so predstavniki Agencije za energijo povedali, da bo z odločbo določen tudi RO za SODO. Ker besedilo člena določa razčlenitev odločbe samo na distribucijsko območje, je bil podan predlog dopolnitve.</p>	NE	<p>Na podlagi EZ-1 je v aktu določeno, da se regulativni okvir za distribucijskega operaterja določi za območja distribucijskega sistema, kar pomeni, da so upravičeni stroški SODO d.o.o. vključeni v posamezno območje distribucijskega sistema. Nadalje so na podlagi 123. člena EZ-1, v 87. členu akta določena pravila za določitev plačila za izvajanje nalog, če bistvene naloge distribucijskega operaterja izvaja druga oseba in pravila za določitev</p>

				najemnine za lastnike pomembnega dela distribucijskega sistema.
11. člen	Kako bo Agencija postopala v primeru, kjer se pojavita dve ali več zaporednih let, znotraj katerih nastanejo spremembe, ki so navedene v 1. odstavku 11. člena?	Havarije so vse pogostejše in zato je potrebno natančno določiti postopke odločanja, ki naj bodo enoumni in jasni.	Pojasnilo	Agencija preverja spremembe, navedene v prvem odstavku 11. člena akta vsako leto in na podlagi ugotovitev ustrezno ukrepa.
15. člen, 2. odstavek	2. odstavek, 15. člena se spremeni tako, da se glasi: (2) Če UMAR v pomladanski napovedi iz prejšnjega odstavka ne objavi načrtovane stopnje inflacije za vsa posamezna leta regulativnega obdobja, se za manjkajoča leta upošteva objavljeni podatek o načrtovani stopnji inflacije za zadnje leto iz napovedi iz prejšnjega odstavka. Načrtovana inflacija za leto 2016 je 1,0%, za leto 2017 1,4% in za leto 2018 1,4%.	Regulator je v načrte že vključil % načrtovane inflacije zato ni potrebe po pojasnilu v 2. odstavku tega člena. Besedilo predlagamo naj se črta v tem členu in v vseh členih v nadaljevanju, ki vsebujejo posajnilo v zvezi z inflacijo.	NE	V aktu je treba opredeliti način določitve inflacije, vrednosti bodo opredeljene v odločbi.
16. člen, 2. odstavek	2. odstavek, 16. člena se spremeni tako, da se glasi: (2) Dodatno se za distribucijskega operaterja upravičeni stroški za posamezno leto regulativnega obdobja izračunajo kot vsota upravičenih stroškov posameznih območij distribucijskega sistema, in sicer posebej za distribucijsko	Distribucijski operater si samovoljno določa svoj delež na katerega družbe nimajo vpliva zato je potrebno, da regulator tudi njemu določi obseg stroškov delovanja in vzdrževanja (82. člen EZ-1), sicer predlagamo da se v členu ne uporablja izraz distribucijsko območje.	NE	Glej odgovor pri pripombi na 10. člen akta.

	podjetje ter delež upravičenih stroškov distribucijskega območja za distribucijskega operaterja.			
18. člen, 2. odstavek, 13. 14. in 15. alineja	<p>2. odstavek 18. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Kot upravičeni nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja se ne upoštevajo:</p> <ul style="list-style-type: none"> – stroški reklam in sponzorstev; – stroški dodatnega pokojninskega zavarovanja; – stroški, ki se ne priznajo v skladu z davčno zakonodajo; – stroški in odhodki iz četrtega odstavka 17. člena, ki so vkalkulirani v usredstvene lastne proizvode in storitve v višini izkazanih prihodkov za te namene; – stroški, ki se nanašajo na plače in druge vrste plačil delavcem na podlagi uspešnosti poslovanja vključno s pripadajočimi dajatvami; – stroški nagrad članom organov vodenja in nadzora vključno s pripadajočimi dajatvami; – stroški, ki se nanašajo na plačila organom vodenja in nadzora na podlagi uspešnosti poslovanja vključno s pripadajočimi 	<p>13. alineja: Ostala sredstva so potrebna za opravljanje distribucijske dejavnosti zato menimo ni prav, da se prevrednotovalni odhodki ostalih sredstev ne upoštevajo kot upravičeni stroški delovanja in vzdrževanja.</p> <p>14. alineja: Tudi enkratni poslovni dogodki, so dogodki, ki se pojavijo v povezavi z izvajanjem dejavnosti, zato menimo, da ni pravilno, da se krijejo iz donosa. Manjka obrazložitvev oz. natančno pojasnilo kateri stroški in odhodki so tu mišljeni.</p> <p>15. alineja: Družba vse poslovne dogodke evidentira po SRS zato tudi ob morebitni spremembi SRS upošteva spremembe – alineja nepotrebna (ker bi sicer bilo knjiženje izven SRS).</p>	<p>NE</p> <p>NE</p> <p>NE</p>	<p>Elektrooperater se mora v primeru odpisa ostalih sredstev obnašati kot dober gospodar. Določba akta se v tem delu glede na pretekla regulativna obdobja ne spreminja.</p> <p>Med novimi nalogami v okviru nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja bodo priznani tudi stroški, ki so posledica enkratnih poslovnih dogodkov, npr. zagonski stroški pri vzpostavljanju e-mobilnosti. Pri določitvi nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za naslednja regulativna obdobja se ti stroški ne bodo upoštevali.</p> <p>Ker temelji določanje upravičenih stroškov elektrooperaterja na podatkih preteklih let, je potrebno pri načrtovanju nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja</p>

	<p>dajatvami;</p> <ul style="list-style-type: none"> - izplačana nadomestila uporabnikom zaradi dokazanih kršitev zajamčenih standardov kakovosti oskrbe; - stroški in odhodki, ki nastanejo kot posledica vračila brezplačno prevzetih sredstev vključno z denarnimi sredstvi; - stroški iz naslova pilotnih projektov iz 71. člena tega akta; - stroški najemnin za distribucijski sistem, če distribucijski operater ni lastnik distribucijskega sistema ali njegovega dela; - stroški storitev iz naslova prenosa nalog distribucijskega operaterja na distribucijsko podjetje; <p>prevrednotovalni poslovni odhodki za ostala sredstva;</p> <p>stroški in odhodki, ki so posledica enkratnih poslovnih dogodkov in stroški, ki se zaradi spremembe Slovenskih računovodskih standardov ne priznavajo več med stroški in odhodki.</p>			<p>za nove regulativne okvire izločiti stroške, katerih evidentiranje se spremeni zaradi sprememb Slovenskih računovodskih standardov (npr. spremenjena obravnava rezervacij za odpravnine ob upokojitvi in jubilejnih nagrad).</p>
19. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 19. člena se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>(2) Nadzorovani stroški</p>	<p>Formula za izračun velja za oba sistemska operaterja, zato predlagamo naj to vsebuje tudi besedilo v tem členu – veza 2. odstavek 20. člena.</p>	NE	<p>Akt zaradi preglednosti ločeno obravnava določanje nadzorovanih stroškov delovanja in</p>

	<p>delovanja in vzdrževanja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja prenosnega sistema za posamezno leto regulativnega obdobja za sistemskega in distribucijskega operaterja se izračunajo na naslednji način:</p> $NSDV_{vzd_t} = ((dvzd \cdot NSDV_{pt}) \cdot (1 - U_t + NI_t)) + [EUR],$	<p>Brisanje faktorja 0,5 predlagamo, ker tudi za nove naprave stajajo stroški delovanja in vzdrževanja – razlika je samo v razmerju delovanje/vzdrževanje, zato naj se stroški priznajo v celoti.</p>	<p>NE</p>	<p>vzdrževanja za sistemskega operaterja in določanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za distribucijskega operaterja.</p> <p>Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja distribucijskega sistema vključujejo tudi stroške, ki se s povečanjem dolžine vodov in števila postaj ne povečujejo sorazmerno (npr. stroški uprave, računovodstva, informatike, skupne službe, svetovalne storitve, ...).</p>
<p>21. člen, 1. odstavek</p>	<p>Namesto določila: «Če ta akt ne določa drugače in ob upoštevanju kriterijev iz tega akta, se pri določitvi nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja za prvo leto regulativnega obdobja za elektrooperaterja namesto NSDV_{pt} upošteva povprečje realiziranih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja let t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega</p>	<p>Določanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja je najšibkejša točka akta oz. metodologije. Distribucijska podjetja že več kot desetletje opozarjamo, da določanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja na osnovi preteklih podatkov ni primerno in da bi pri tem morali izhajati in vodov in naprav ter normativov za vzdrževanje in delovanje. V ta namen so distribucijska podjetja izdelala skupaj s strokovnimi institucijami študijo in vam jo</p>	<p>Delno</p>	<p>Osnova za določanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja so stroški preteklih let, ki so nastali na podlagi stanja vodov in naprav ter normativov za vzdrževanje in delovanje.</p> <p>Prav tako se stroški (na podlagi podatkov</p>

	<p>obdobja.« bi se morali nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja določati na osnovi normativov.</p>	<p>tudi predložila.</p> <p>To določilo je tudi v popolnem nasprotju z 18. členom akta - da so NSDV odvisni od dolžine vodov in števila postaj ter števila uporabnikov in z načinom spremembe NSDV med leti regulativnega obdobja. Prav tako povsem zanemarja inflacijo v obdobju t-5 do t-1.</p>	<p>distribucijskega operaterja) za regulativni okvir 2016-2018 delijo na stroške vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja distribucijskega sistema ter stroške iz naslova storitev za uporabnike (prvi odstavek 20. člena akta).</p> <p>Nadalje pa je v drugem in tretjem odstavku 20. člena akta določeno, kako se stroški znotraj regulativnega obdobja spreminjajo v odvisnosti od dolžine vodov in števila postaj ter števila uporabnikov.</p> <p>Doda se tretji odstavek 19. člena in drugi odstavek 20. člena akta, ki določa spremembo nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, zaradi spremembe sistema v obdobju od leta t-1 do t-5.</p> <p>V 81. členu akta pa so določena pravila za določitev dejanskih nadzorovanih stroškov iz</p>
--	---	--	--

				<p>naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in obratovanja distribucijskega sistema ter iz naslova storitev za uporabnike.</p> <p>Na ta način določbe akta upoštevajo stanje vodov in naprav med regulativnim obdobjem kot smo navedli.</p> <p>V utemeljitvi predloga spremembe člena ni navedeno, katero študijo glede normativov ste posredovali agenciji. Agencija predvideva da je to študija »Potrebna omrežnina za uporabo distribucijskega omrežja električne energije z upoštevanjem spremenjenih pogojev poslovanja« izvajalca IREET d.o.o. iz leta 2008. Agencija vam je na navedeno študijo že posredovala odgovore in jih tukaj ne navajamo ponovno.</p>
21. člen, 3. odstavek	3. odstavek 21. člena se spremeni, tako da se glasi:	Razmejitev stroškov (vzdrževanje in storitve) ni stvar distribucijskega	NE	Skladno z EZ-1 je distribucijski operater

	<p>(3) Za določitev deležev nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja (<i>dvzd</i> in <i>dstr</i>) v celotnih nadzorovanih stroških delovanja in vzdrževanja za distribucijskega operaterja se upoštevajo podatki distribucijskega operaterja iz poročil o fizični in finančni realizaciji vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in poročil o fizični ter finančni realizaciji storitev za uporabnike. Deleži se izračunajo na podlagi povprečnih podatkov o finančni realizaciji let t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja in so enaki za vsa leta regulativnega obdobja. Razmejitev nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja na vzdrževanje elektroenergetske infrastrukture in na storitve za uporabnike določijo distribucijski operater ob sodelovanju distribucijskih podjetij distribucijska podjetja.</p>	<p>operaterja in distribucijskega podjetja. Predlagamo, da se natančno spremljajo in ovrednotijo za vsako posamezno storitev in jo tudi nadzira in ovrednosti Agencija za energijo ali pa, da naj imajo distribucijska podjetja sama možnost določiti razmejitev deležev nadzorovanih stroškov za vzdrževanje in storitve uporabnikom.</p>		<p>odgovoren za vzdrževanje in razvoj distribucijskega sistema. Distribucijska podjetja pogodbeno izvajajo prenesene naloge, zato je distribucijski operater zadolžen za določitev nalog in obsega nalog, ki jih morajo distribucijska podjetja pogodbeno izvajati. Navedena naloga je samo nadaljevanje spremljanja realizacije vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture in izvajanja storitev za uporabnike, kot se že izvaja.</p>
22. člen	<p>22. člen se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>Povečanje ali zmanjšanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja (ΔNSDV) se v posameznem letu regulativnega obdobja izračuna tako, da se</p>	<p>Predlagamo, da se nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja čim bolj približajo normativom oziroma dejanskemu obsegu infrastrukture. Pojasnilo izračuna spremembe nadzorovanih stroškov hkrati tudi ni skladno s formulo izračuna 2. odstavka 19. člena in 3. odstavka 21. člena</p>	DA	<p>Glede na pripombo se spremenijo drugi in tretji odstavek 21. člena, 22. člen in doda se 5. alineja drugega odstavka 81. člena akta.</p>

	nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, korigirani z načrtovano inflacijo in zahtevano učinkovitostjo, pomnožijo z odstotkom spremembe dolžine vodov ali in števila postaj ali in števila končnih odjemalcev in proizvajalcev iz obnovljivih virov. Odstotek spremembe dolžine vodov ali in števila postaj ali in števila končnih odjemalcev in proizvajalcev iz obnovljivih virov se izračuna s primerjavo stanja na dan 31. december posameznega leta regulativnega obdobja (t) glede na stanje na dan 31. december predhodnega leta (pt).	oziroma je potrebno dopolniti način izračuna z dodatnimi formulami izračuna. Po drugi strani je v regulativnih okvirjih NSDV v izhodišču niso določeni glede na dolžino vodov in število postaj, zato določilo, da se stroški vzdrževanja vodov in naprav spreminjajo v posameznem letu regulativnega obdobja glede na dolžino vodov ali število postaj, ne vzdrži osnovne logične presoje.	Pojasnilo	Glej odgovor pri pripombi na prvi odstavek 21. člena akta.
Novi člen	Nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja, katerih vir za pokrivanje so drugi prihodki.	Dodati je potrebno tudi to kategorijo nadzorovanih stroškov, ki se nanaša na prihodke iz druge, desete, enajste in dvanajste alineje 76. člena. V veljavnem aktu se upoštevajo ti stroški v višini prihodkov.	NE	Način določanja nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ter drugih prihodkov se je glede na veljavni regulativni okvir spremenil.
23. člen, 3. odstavek	3. odstavek 23. člena se spremeni, tako da se glasi: (3) Če UMAR v pomladanski napovedi iz prejšnjega odstavka ne objavi načrtovane produktivnosti dela za vsa posamezna leta regulativnega obdobja, se za manjkajoča leta upošteva objavljeni podatek o načrtovani produktivnosti	Regulator je v načrte že vključil načrtovan faktor učinkovitosti zato ni potrebe po pojasnilu v 3. odstavku tega člena. Besedilo naj se črta v tem členu in v vseh členih v nadaljevanju, ki vsebujejo posajnilo v zvezi s faktorjem učinkovitosti.	NE	V aktu je treba opredeliti način določitve faktorja učinkovitosti, vrednosti bodo opredeljene v odločbi.

	<p>odhodki, ki so nastali kot posledica odprave škod na sredstvih in uvedbe ter izvajanja pilotnih projektov;</p> <ul style="list-style-type: none"> - nadomestila systemskega operaterja za izvajanje regulativnih nalog agencije; - rente in odškodnine, ki so posledica umestitve infrastrukture v prostor in ne povečujejo nabavne vrednosti sredstev elektrooperaterja; - članarine, kjer je obvezno članstvo predpisano z zakonom in uredbami Evropske unije ter članarine za reprezentativne zbornice in njihove sekcije; - vplačila v mehanizem medsebojnih nadomestil med sistemskimi operaterji (Inter TSO Compensation; v nadaljnjem besedilu: mehanizem ITC); - stroški, povezani z električno energijo za izravnava sistema, in stroški odstopanj iz tega naslova; - stroški škod; - stroški električne energije za zasilno in nujno oskrbo ter neupravičen odjem električne energije, ki se kupuje skladno s pravili, veljavnimi za nakup električne energije za izgube v omrežju po tem aktu; - stroški, ki so posledica 	<p>6. alineja: Predlagamo, da se med nenadzorovane stroške vključijo tudi stroški članarin za reprezentativne zbornice in njihove sekcije</p> <p>13. alineja: Predlagamo, da se med nenadzorovane stroške vključijo tudi stroški nadzornega sveta, saj na te stroške družbe nimamo vpliva. Stroški so odvisni od število sej in višine plačila za opravljanje funkcije na katere sama družba nima vpliva.</p> <p>14. alineja: Predlagamo, da se med NNSDV vključijo izdatki za varstvo okolja in stroški zavarovalnih premij (zavarovanje je predpisano z energetskega zakonom), kot je bila to praksa preteklih regulativnih obdobjih.</p>	<p>NE</p> <p>NE</p> <p>Delno</p>	<p>alinejo drugega odstavka 18. člena akta.</p> <p>Vključitev v reprezentativne zbornice in njihove sekcije ni predpisana z zakonom in kot taka ni obvezna.</p> <p>Agencija ugotavlja, da se stroški nadzornega sveta distribucijskega operaterja in distribucijskih podjetij primerjalno bistveno razlikujejo. Na podlagi tega agencija sklepa, da se na višino teh stroškov lahko vpliva. Prav tako pa so tudi predstavniki nadzornih svetov zavezani k racionalnemu obnašanju.</p> <p>Spremeni se prva alineja drugega odstavka 24. člena akta:</p> <p>»Dajatve, ki so predpisane s strani države.«</p> <p>Odgovor za stroške</p>
--	--	---	----------------------------------	--

	<p>ukrepov za zagotovitev dejanske razpoložljivosti dodeljene zmogljivosti (prerazporeditev proizvodnje in drugo) v skladu s šestim odstavkom 16. člena Uredbe (ES) št. 714/2009;in</p> <ul style="list-style-type: none"> - stroški in odhodki, povezani z novimi nalogami elektrooperaterja v posameznem letu regulativnega obdobja, ki jih mora izvajati na podlagi veljavne zakonodaje; - stroški nadzornega sveta; - izdatki za varstvo okolja; - stroški zavarovalnih premij in - stroški revizij računovodskih izkazov. 	<p>15. alineja: Ti stroški morajo biti upoštevani med NNDV, ker se zavarovanje izvaja preko javnega razpisa, podjetje ne more vplivati na višino zavarovalnih premij, mora pa zavarovati premoženje, kar pomeni, da se ni nič spremenilo v primerjavi s preteklim RO, zato ni razloga, da bi se upoštevanje teh stroškov spremenilo. V nasprotnem primeru se bo pri zavarovalnih premijah jemalo povprečje 3 let (2011,2012 in 2013), za prihodnja leta pa so stroški zavarovalnih premij na letnem nivoju 2 x višji kot v navedenih letih zaradi obsežnosti škodnih dogodkov preteklih let (škodni rezultat).</p>	<p>NE</p>	<p>zavarovalnih premij glej pri 15. alineji 24. člena akta.</p> <p>Stroški zavarovalnih premij so bili do leta 2011 vključeni med nadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja. Po letu 2011 so se na podlagi argumentacije distribucijskih podjetij vključili med nenadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja. Agencija je v obdobju od leta 2011 dalje posebno pozornost namenjala analizi gibanja zavarovalnih premij, deležu pokritosti stroškov škod s prejetimi odškodninami in primerjavi zavarovalnih pogojev med družbami. Na podlagi analiz je ugotovila, da so se stroški zavarovalnih premij s spremembo metodologije povečali, medtem ko se je delež pokritosti škod s prejetimi odškodnino zmanjšal. Pri tem agencija ugotavlja, da so navedeni kazalniki med družbami različni, zato meni da so</p>
--	--	--	-----------	---

		16. alineja: Na stroške revizij (5. točka 110. člena Energetskega zakona) nimamo vpliva, zato predlagamo, da se upoštevajo med NNDV.	NE	<p>to stroški, na katere distribucijsko podjetje lahko in mora vplivati, zato se kot taki vključujejo med nadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja.</p> <p>Stroški revizij po EZ-1 niso nova naloga elektrooperaterja, zato vključeni v nadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja. Agencija meni, da družba lahko vpliva na višino teh stroškov z izbiro najugodnejšega ponudnika. Način vključevanja stroškov revizije med nadzorovane stroške delovanja in vzdrževanja se v tem aktu glede na veljavni regulativni okvir ni spremenil.</p>
26. člen, 3 in 4. odstavek ostavek	(3) Vir za pokrivanje stroškov škod je odškodnina, ki jo prejme elektrooperater od zavarovalnice ali tretje osebe, in omrežnina v višini pet 25 odstotkov stroškov škod, ugotovljenih v skladu z določbami tega akta. (4) Morebitna razlika med stroški škod in viri za pokrivanje le-teh	Na škodne dogodke nimamo vpliva. Razlika stroškov škod in odškodnine, bi morala biti enako kot v preteklih regulativnih obdobjih obravnavana kot NNSDV. Če ostane dikcija člena tako kot v osnutku predlagamo zvišanje na višino 25%, saj odškodnina zavarovalnice nikakor ne more pokrivati 95 % stroškov škod, saj distribucijska podjetja nimajo	Delno	Sprememba člena: 5 % se spremeni v 10 %. Elektrooperater mora kot dober gospodar pri sklepanju pogodb vplivati na zavarovalne pogoje in tako na višino odškodnine. Povprečni delež pokritosti stroškov škod z

	se krije iz reguliranega donosa na sredstva.	priznanih sredstev za zavarovalno premijo za zavarovanje na novo vrednost.		odškodnino za distribucijskega operaterja je bil od 85 % do 102 % v obdobju od 2008 do vključno leta 2011. V letih 2012 in 2013 pa je znašal povprečni delež pokritosti stroškov škod z odškodnino samo 45 oz. 51 %. Glej tudi odgovor pri pripombi na 15. alinejo drugega odstavka 24. člena akta.
28. člen, 2. odstavek	2. odstavek 28. člena se spremeni, tako da se glasi: (2) Nadomestilo systemskega operaterja za izvajanje regulativnih nalog agencije se za prvo leto regulativnega obdobja načrtuje na podlagi načrta agencije povprečnih realiziranih stroškov delovanja in vzdrževanja let t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja , v naslednjih letih pa v skladu s 25. členom tega akta.	Določitev višine nadomestila stroškov agencije predlagamo naj se obravnava po enakih kriterijih kot za vse ostale udeležence.	NE	Drugi odstavek 28. člena se dopolni kot sledi: »Nadomestilo systemskega operaterja za izvajanje regulativnih nalog agencije se za prvo leto regulativnega obdobja načrtuje na podlagi načrta agencije, sprejetega skladno z zakonodajo , v naslednjih letih pa v skladu s Napaka! Vira sklicevanja ni bilo mogoče najti. členom tega akta.« Skladno z EZ-1 reguliranje agencije ni predmet akta. Način sprejemanja oziroma potrjevanja

				finančni načrt agencije je določen v 399. členu EZ-1.
28. člen, 5. odstavek	<p>5. odstavek 28. člena se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>(5) Stroški, povezani z novimi nalogami elektrooperaterja, se za posamezno leto regulativnega obdobja načrtujejo na podlagi načrta, ki ga v postopku določitve regulativnega okvira elektrooperater predloži agenciji za vsako distribucijsko območje posebej.</p>	Načrtovati menimo je treba po distribucijskih območjih oziroma opredeliti višino stroškov, ki jih bo imel distribucijski operater in posebej distribucijsko podjetje.	NE	EZ-1 in ostala zakonodaja nalagata nove naloge distribucijskemu operaterju, ki se odloči ali bo te naloge izvajal sam ali ne. V kolikor se bodo naloge pogodbeno prenesle na distribucijsko podjetje, bodo te naloge upoštevane pri določitvi plačila za izvajanje nalog skladno s 87. členom akta. Pogodbeno razmerje mora biti urejeno skladno s četrtem odstavkom 121. člena EZ-1 najkasneje do začetka postopka za določitev regulativnega okvira.
29. člen, 2. odstavek	(2) Priznane količine izgub v posameznih letih regulativnega obdobja na območju distribucijskega sistema distribucijskega operaterja se določijo na podlagi priznanega odstotka količinskih izgub in ob upoštevanju količinskega letnega načrta porabe električne energije iz 14. člena tega akta. Agencija določi priznani odstotek	Predlagamo, da se ta alineja dopolni v smislu določitve točnega obdobje upoštevanja povprečja izgub. Prosimo tudi za pojasnilo zakaj se tu uporablja 4-letno obdobje in katero je to 2010-2013 ali 2011-2014, glede na to, da so kriteriji za ostale kategorije leta 2011-2013 pojasniti.	Delno	Glede na realizirane izgube v posameznih letih je agencija ocenila, da je za obravnavano regulativno obdobje v vseh distribucijskih sistemih ustrezno upoštevati odstotek izgub določen na podlag obdobja zadnjih 4 let (2011-2014), ki predstavlja aktualno

	<p>količinskih izgub glede na izmerjene količine na prevzemno-predajnih mestih pri končnih odjemalcih na distribucijskem sistemu distribucijskega operaterja v zadnjem štiriletnem obdobju in na podlagi pričakovanega gibanja deleža količinskih izgub v naslednjem regulativnem obdobju. Količine izgub na distribucijskem sistemu distribucijskega operaterja se ugotavljajo na podlagi razlik med količinami električne energije, evidentiranimi na meji med prenosnim in distribucijskim sistemom, in količinami električne energije, izmerjenimi na prevzemno-predajnih mestih pri končnih odjemalcih na distribucijskem sistemu distribucijskega operaterja v posameznih letih. Pri tem se upoštevajo tudi količine električne energije, ki jo v distribucijski sistem distribucijskega operaterja oddajajo proizvajalci, priključeni na ta sistem, in medsebojne izmenjave med območji distribucijskega sistema distribucijskega operaterja.</p>			<p>stanje v omrežju. Obdobje zadnjih 4 let hkrati podaja realne trende gibanja deleža izgub pri vseh EDP, saj se medletna odstopanja za 4 letno obdobje ustrezno kompenzirajo.</p> <p>Predlagam dopolnitev člena (glej tudi pripombo SODO)</p>
29. člen, 3. odstavek	(3) Priznane količine izgub v posameznih letih regulativnega obdobja za prenosni sistem se določijo na podlagi priznanega	Predlagamo, se alineja dopolni v smislu določitve osnove za načrt priznanih izgub za prenosni siste. Ni namreč opredelitve na podlagi kakšnega obdobja se	DA	

	<p>odstotka količinskih izgub in ob upoštevanju količinskega letnega načrta porabe električne energije iz 14. člena tega akta ter priznane ocene količin izgub kot posledice tranzitnih pretokov električne energije. Agencija določi priznani odstotek količinskih izgub glede na izmerjene količine na prevzemno-predajnih mestih pri končnih odjemalcih na prenosnem in distribucijskem sistemu v preteklem obdobju in na podlagi pričakovanega gibanja deleža količinskih izgub v naslednjem regulativnem obdobju. Količine izgub na prenosnem sistemu se ugotavljajo na podlagi razlik med količinami električne energije na prevzemno-predajnih mestih med proizvajalci in prenosnim sistemom ter količinami električne energije na meji med prenosnim in distribucijskim sistemom oziroma omrežji končnih odjemalcev, priključenih na prenosni sistem v posameznih letih. Pri tem se upoštevajo tudi količine električne energije, izmerjene na merilnih napravah, ki so nameščene na čezmejnih povezovalnih vodih, na točki, kjer se nahaja referenčna meritev med sosednjima sistemskima operaterjema.</p>	<p>načrtujejo priznane izgube sistemskemu operaterju oziroma pojasniti. Zakaj se za prenosnega operaterja ne upoštevajo enaki kriteriji?</p>		
--	---	--	--	--

29. člen, 4. odstavek	<p>- Za posamezno leto regulativnega obdobja se priznana cena določi na podlagi povprečja cen električne energije za produkta pasovne in vršne energije v obdobju prvih štirih mesecev leta pred regulativnim obdobjem, doseženih na terminskem trgu, ki predstavlja referenčni trg za Slovenijo. V priznani letni ceni je upoštevan 70-odstotni delež cene za pasovno energijo in 30-odstotni delež cene za vršno energijo, kar izhaja iz profila povprečnega dnevnega diagrama porabe električne energije v Sloveniji. izvedene avkcije za nakup energije za pokrivanje izgub.</p>	Določitev okvirjev priznane cene za leto in več naprej ni merodajna, saj se cene na trgu lahko hitro spreminjajo. EDP-ji izgube kupujemo na najbolj transparenten način – preko avkcije in vnaprej določenih avkcijskih pravilih. Predlagamo, da Agencija zamejeno ceno določi neposredno pred avkcijo in je javno ne objavlja, o njej pa obvesti SODO in izvajalce nalog SODO in nato v primeru doseganja zamejene cene prizna cene dosežene na avkciji.	NE	<p>Metodologija mora podajati odgovor na kakšen način so določeni stroški nakupa električne energije. V tem primeru se ob ocenjenih količinah izgub oceni tudi nabavna cena, ki mora temeljiti na znanih kriterijih. Cena električne energije razvidna iz terminskih trgov se uporablja kot referenčna in upošteva pri določitvi stroška. Metodologija ne more upoštevati morebitnih sklenjenih pogodb, saj le-te nujne ne obstajajo v času določitve regulativnih pogojev.</p> <p>Ceno električne energije bo agencija določila na podlagi akta in referenčne borze.</p>
35. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 35. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Amortizacijske stopnje, ki so višje od davčno priznanih amortizacijskih stopenj, se ne upoštevajo.</p> <p>Amortizacijske stopnje, ki so višje od davčno priznanih amortizacijskih stopenj, se upoštevajo skladno z</p>	Na predlagan način bi dejansko upoštevali strošek amortizacije do višine davčno priznanih stopenj.	NE	Z navedeno določbo je agencija določila natanko to, kar je navedeno v utemeljitvi predlagane spremembe tega člena.

	<p>Zakonom o davku od dohodka pravnih oseb: presežek amortizacije nad davčno priznано se v letu obračuna izvzame iz odhodkov (tč. 6.27 iz obračuna DDPO) in se kot odhodek upošteva po tem, ko je bilo sredstvo za poslovne namene že v celoti zamortizirano oz. je znesek obračunane amortizacije nižji od zneska po davčno priznani stopnji (tč. 7.6 iz obračuna DDPO). Če elektrooperater za poslovne potrebe obračunava strošek amortizacije po amortizacijskih stopnjah, ki so višje od davčno priznanih amortizacijskih stopenj, mora za obračunani strošek amortizacije, ki presega davčno priznано, voditi posebne računovodske evidence.</p>			
35. člen, 6. odstavek	<p>(6) Strošek amortizacije sredstev iz naslova vlaganj v služnostne pravice se obračunava v dobi koristnosti te pravice. Strošek amortizacije sredstev iz naslova pridobitve časovno neomejenih služnostnih pravic na trasah vodov se upošteva glede na amortizacijsko osnovo s 100-letno dobo koristnosti teh sredstev. Za vlaganja v služnostne pravice, ki niso v</p>	<p>Ker se služnostne pravice dogovorijo za čas trajanja voda, ki pa ni 100 let, določba tega člena ni skladna z zahtevami glede obračunavanja amortizacije po SRS.</p>	NE	<p>Služnostna pravica se amortizira v dobi koristnosti služnostne pravice in ne v dobi koristnosti daljnovoda/kablovoda, saj služnostna pravica lahko služi npr. dvema ali več daljnovodom/kablovodom, ki se zgradijo v časovnem</p>

	uporabi, strošek amortizacije ni upravičeni strošek. Od 1. januarja 2013 se morajo služnostne pravice na trasah daljnovodov voditi po pravilih, ki veljajo za dele opredmetenih sredstev večjih vrednosti.			zaporedju na zemljišču, na katerem ima podjetje isto služnostno pravico.
35. člen, 7. odstavek	7. odstavek 35. člena se črta: (7) Če elektrooperater pripiše stroške obresti posameznemu sredstvu, se strošek amortizacije iz tega naslova ne priznava. Elektrooperater mora v tem primeru voditi evidenco tistega dela posameznega sredstva, ki se nanaša na obresti in pripadajoči del stroška amortizacije.	Družbe vodijo sredstva po SRS, kar je potrebno v celoti upoštevati sicer so sredstva in RBS prenizko ovrednotena, prav tako donos kot amortizacija.	Delno	Agencija ne posega v upoštevanje določil Slovenskih računovodskih standardov, temveč pri določitvi stroškov amortizacije ne priznava amortizacije od stroškov obresti, vključenih v nabavno vrednost sredstev, saj so stroški obresti priznani v strošku kapitala. V kolikor bi se del sredstva iz naslova obresti amortiziral, bi bila ta amortizacija upoštevana dva krat. Določba se dopolni kot sledi: (7) Če elektrooperater pripiše stroške obresti posameznemu sredstvu, ki ga je predal v uporabo po 1. 1. 2013 , se strošek amortizacije iz tega naslova ne priznava. Elektrooperater mora v tem primeru voditi evidenco tistega dela posameznega sredstva, ki

				<p>se nanaša na obresti in pripadajoči del stroška amortizacije.</p> <p>Skladno s petim odstavkom 119. člena EZ-1 se briše sedmi odstavek 39. člena.</p>
36. člen, 1. odstavek	<p>1. odstavek 36. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(1) Strošek amortizacije se izračuna na podlagi stanja sredstev in amortizacijskih stopenj v poslovnih knjigah na dan 31. december leta t-2 pred začetkom regulativnega obdobja, načrtovanih naložb v sredstva za leto t-1 po potrjenem poslovnem načrtu družbe, pred začetkom regulativnega obdobja, kot je določeno v odločbi o regulativnem okviru za leto t-1 in načrtovanih naložb v sredstva, ki so določene v skladu s 40. členom tega akta za posamezno leto regulativnega obdobja.</p>	<p>Za leto 2015 predlagamo se upošteva potrjen poslovni načrt družbe (ki je znan in že teče)- ne pa načrt na podlagi RO 2013-2015, ki je podlaga za anomalije in lahko med letom priznava prihodke, ki ne bodo doseženi, hkrati pa zajeda v načrtovane prihodke omrežnine.</p>	NE	<p>Skladno z EZ-1 se pri določanju načrtovanih upravičenih stroškov upoštevajo naložbe iz naložbenega načrta. Glede na to, da za leto 2015 distribucijski operater še ni bil dolžan izdelati naložbenega načrta, se upoštevajo naložbe iz odločbe za RO 2013-2015. Za naslednja regulativna obdobja pa se bodo upoštevali naložbeni načrti, ki bodo prav tako upoštevani v zadnjem letu regulativnega obdobja pred novim regulativnim obdobjem.</p>
36. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 36. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Za načrtovane naložbe v elektroenergetsko infrastrukturo se strošek amortizacije izračuna na podlagi predvidene 20 35-letne dobe koristnosti sredstev.</p>	<p>Podaljševajne predvidene dobe koristnosti za elektroenergetsko infrastrukturo na 35 let ni realno.</p>	NE	<p>Glede na obstoječi akt tudi ta akt za namene načrtovanja stroškov amortizacije ne podaljšuje dobe koristnosti sredstev elektroenergetske infrastrukture.</p>

36. člen, 3. odstavek	(3) Za naložbe v ostala sredstva se strošek amortizacije izračuna na podlagi predvidene 20 25 letne dobe koristnosti sredstev.	Tudi pri ostalih sredstvih ni ravno podaljševanje predvidene dobe koristnosti. Doba koristnosti za ostala sredstva naj ostane tako kot do sedaj 20 let.	DA	Sprememba člena: »25-letne« se spremeni v »20-letne«. Glej tudi komentar pri prejšnji pripombi.
37. člen, 1. odstavek	V enačbo v 1. odstavku 27. člena predlagamo se doda priznano višino čistih obratnih sredstev.	Izračun reguliranega donosa na sredstva ne vsebuje priznane višine čistih obratnih sredstev.	NE	EZ-1 v petem odstavku 119. člena določa, da se reguliran donos na sredstva priznava samo na opredmetena osnovna sredstva v uporabi in neopredmetena sredstva v uporabi.
37. člen, 3. odstavek	(3) Reguliran donos na sredstva se ne priznava za del vrednosti sredstev v višini brezplačno prevzetih sredstev, pridobljenih s plačili nesorazmernih stroškov za priključitev na sistem, na sredstva v gradnji in izdelavi, sredstva, zgrajena iz sredstev od prezasedenosti, sredstva, zgrajena s sofinanciranjem, brezplačno prevzeta evropska sredstva in druga nepovratna sredstva, ter sredstva, ki niso neposreden pogoj za opravljanje dejavnosti elektrooperaterja iz prvega odstavka 39. člena tega akta in sredstva, potrebna za izvajane pilotnih projektov iz 71. člena tega akta.	Prosimo za pojasnilo, zakaj se reguliran donos na sredstva ne priznava na sredstva v gradnji in izdelavi? Za financiranje investicij v teku moramo najemati kredite, zato bi bil donos na investicije v teku edini vir za plačilo obresti bančnih kreditov.	NE	Glej komentar pri prejšnji pripombi.
39. člen, 1. odstavek	(1) V regulativno bazo sredstev so vključena samo tista sredstva, ki predstavljajo neposreden	Prosimo za pojasnilo, zakaj se zakaj se polnilnice za električna vozila na avtocestnem križu obravnavajo drugače	NE	EZ-1 v 78. členu navaja naloge distribucijskega operaterja, med katerimi

	<p>pogoj za opravljanje dejavnosti elektrooperaterja. Kot sredstva, ki niso neposreden pogoj za opravljanje dejavnosti elektrooperaterja, se v skladu s tem aktom štejejo stanovanjski, počitniški in muzejski objekti s pripadajočo opremo in zemljišči, polnilnice za električna vozila (razen javne infrastrukture hitrih polnilnic na avtocestnem križu), umetniška dela, elektrarne in podobna sredstva.</p>	<p>od ostalih polnilnic za električna vozila? Na AC križu se gradijo hitre polnilne postaje, ki so namenjene EV višjega cenovnega razreda. S tem namenom distriminatorno obravnavajo ostale polnilna mesta, ki so namenjena EV nižjega cenovnega razreda. Na mestu je tudi vprašanje, kdo si lahko danes nabavi EV višjega cenovnega razreda?</p>		<p>je tudi razvoj osnovne javne infrastrukture hitrih polnilnic cestnih vozil na električni pogon na avtocestnem križu.</p>
40. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 40. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Pri oceni vrednosti načrtovanih naložb v sredstva v letu t-1 pred začetkom regulativnega obdobja, ki so vključene v izračun povprečne vrednosti regulativne baze sredstev leta t-1, agencija upošteva vrednosti načrtovanih naložb v sredstva potrjena v poslovnem načrtu družbe za leto t-1, kot je določeno v odločbi o regulativnem okviru za leto t-1.</p>	<p>V regulativnem okviru za leto t-1 so bile naložbe v sredstva načrtovane skladno z 10-letnim načrtom, ki se ni realiziral. Prredviden način načrtovanja regulativne baze bi ponovno povzročil veliko anomalijo zato predlagamo, da se upošteva potrjen poslovni načrt družbe za leto t-1.</p>	NE	<p>Glej odgovor pri pripombi na prvi odstavek 36. člena akta.</p>
40. člen, 4. odstavek	<p>4. odstavek. 40 člena se briše:</p> <p>(4) Če agencija pri oceni naložbenega načrta ugotovi, da bi upoštevanje vseh naložb iz naložbenega načrta v upravičenih stroških elektrooperaterja imele</p>	<p>Potrebno je upoštevati vse naložbe v naložbenem načrtu brez izločitve. Izločitev določenih naložb lahko povzroči likvidnostne težave distribucijskemu podjetju pri izvajanju nujnih oziroma ekonomsko upravičenih investicij. Poleg tega je npr. na distribucijskem območju Elektra Gorenjska d.d. iztrošenost EE</p>	NE	<p>V tretjem odstavku 118. člena EZ-1 je določena naloga agencije, da v primeru prevelikega vpliva na omrežnino upošteva le določene naložbe po prioriteten vrstnem redu, katerega opredeli</p>

	prevelik vpliv na omrežnino, lahko upošteva le določene naložbe po prioriteten vrstnem redu.	infrastrukture 60%, kar še povečuje obseg nujnih investicij v naložbenem načrtu.		distribucijski operater v naložbenem načrtu.
41. člen, 2. odstavek	(2) Agencija pri izračunu tehtanega povprečnega stroška kapitala upošteva ciljno optimalno razmerje med lastniškim in dolžniškim kapitalom.	Predlagamo, da se opredelijo konkretne vrednosti razmerij, ki jih bo Agencija za energijo uporabila v regulativnem okviru.	DA	Besedilo drugega odstavka 41. člena se spremeni: »Pri izračunu tehtanega povprečnega stroška kapitala se kot ciljno optimalno razmerje med lastniškim in dolžniškim kapitalom upošteva 40-odstotni delež lastniškega kapitala (DLK) in 60-odstotni delež dolžniškega kapitala (DDK).
44. člen, 2. odstavek	2. odstavek 44. člena se briše: (2) Elektrooperater in distribucijska podjetja lahko v skladu z določbami 121. člena EZ 1 prenesejo izvajanje nalog, povezanih z nadzorom kakovosti oskrbe, na tretjo osebo. V tem primeru morajo v pogodbi, s katero prenesejo izvajanje teh nalog, zagotoviti, da bo ta oseba na območju distribucijskega sistema, na katerem izvaja te naloge, izvajala nadzor in omogočila presoje kakovosti oskrbe v skladu z določbami akta, ki	Prenos izvajanja nalog spremljanja kakovost oskrbe na tretjo osebo je škodljivo za distribucijska podjetja, saj to vodi do oddaje dela navzven in izgubo znanja na dolgi rok.	NE	Določbe 2. odstavka 44. člena so skladne z določbami 121. člena Energetskega zakona (EZ-1).

	ureja pravila monitoringa kakovosti oskrbe z električno energijo.			
49. člen, 2. odstavek	Na zahtevo oziroma po potrebi elektrooperater in distribucijska podjetja preverjajo kakovost napetosti na prevzemno-predajnem mestu uporabnika.	Jasno definirati na čigavo zahtevo.	DA	Člen se ustrezno dopolni: »Na zahtevo uporabnika oziroma po potrebi...«.
49. člen, 3. odstavek	3. odstavek 49. člena se spremeni tako, da se glasi: (3) Za preverjanje kakovosti napetosti iz prejšnjega odstavka elektrooperater in distribucijska podjetja spremljajo vse merljive parametre po standardu SIST EN 50160 (odstopanje omrežne frekvence, odkloni napajalne napetosti, hitre spremembe napetosti, neravnotežje napajalne napetosti, harmonske in medharmonske napetosti, signalne napetosti, kratkotrajne in dolgotrajne prekinitve napetosti, upadi in porasti napetosti, tranzientne prenapetosti). Za ocenjevanje ustreznosti kakovosti napetosti uporabljajo elektrooperater in distribucijska podjetja standard SIST EN 50160.	Standard opisuje vse relevantne značilnosti napetosti, tudi tiste, za katere (še) ni moč podati ravni in merilne metode (npr. tranzientne prenapetosti...), zato predlagamo, da se izpostavi samo merljive parametre.	DA	Člen se ustrezno dopolni.
55. in 56. člen		Predlagamo, da se v teh dveh členih definirajo zastaralni roki. Predlagamo, da se v teh dve členih tudi jasno opredeli, če se za nameščeno merilno napravo smatra naprava	DA	Člen se ustrezno dopolni.

		nameščena s strani distribucijskega operaterja, katere so skladne z standardi SIST EN 50160 in umerjene, in ali to velja tudi za registrirne naprave, ki jih namesti uporabnik sam. V slednjem priemru ni določeno katere standarde morajo te naprave zadostiti, da jih distribucijski operater lahko upošteva, kot tudi ni upoštevano nepooblaščen poseg in prirejanje teh podatkov (plombiranje naprav).		
55. člen, 1. odstavek		<p>Predpisuje se trajno hranjenje podatkov o prekinitvah. Podatki o KEE se hranijo 10 let.</p> <p>Prizadeti uporabnik prejme nadomestilo od distribucijskega operaterja na pisno zahtevo. A to pomeni, da mora poleg pritožbe še nedvoumno navesti, da zahteva nadomestilo, ali je pritožba že kar zahteva za nadomestilo</p>	<p>DA</p> <p>Pojasnilo</p>	<p>Člen se ustrezno dopolni.</p> <p>Obveza distribucijskega operaterja po izplačilu nadomestila je eksplicitno opredeljena že v tretjem odstavku člena.</p>
55. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 55. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Distribucijski operater je dolžan utemeljenost zahteve uporabnika o kršenju zajamčenih standardov neprekinjenosti napajanja presoditi v roku osmih delovnih dni od prejema zahtevka, v nasprotnem primeru je uporabnik upravičen do nadomestila. Distribucijski operater v osmih dneh po obvestilu uporabnika začne postopek</p>	<p>V roku 8-ih delovnih dni je (praviloma) moč pripraviti le prvi dogovor, kjer operater obvesti uporabnika o aktivnostih na zahtevi. V naslednjem odgovoru, ki vedno sledi (II. Odgovor) pa je uporabnik obveščen o izsledkih in potencialnih ukrepih na zadevi in potencialnemu nadomestilu.</p>	<p>Delno</p>	<p>Člen se ustrezno dopolni z rokom trideset dni.</p>

	preverjanja kršenja parametrov zjamčenega standarda neprekinjenosti napajanja, in ga v naslednjih osmih dneh o svojih ugotovitvah obvesti. V nasprotnem primeru je uporabnik upravičen do nadomestila.			
56. člen, 2. odstavek	(2) Izredni dogodek iz prejšnje točke je dogodek, ki je posledica lastnega vzroka ali pri katerem je za vzpostavitev napajanja potrebno daljše časovno obdobje iz drugih upravičenih razlogov, ki so lahko posledica tujega vzroka ali višje sile (na primer izjemen obseg potrebnih del za odpravo prekinitve napajanja).	Prosimo za pojasnilo, za primer, če imamo havarijo večje razsežnosti? Takrat je 18 ur premalo za odpravo (žled 2014). Višjo silo bi bilo potrebno obravnavati ločeno.	Pojasnilo	Definicija izrednega dogodka iz 56. člena se spremeni na način, da se prekinitve napajanja zaradi delovanja višje sile v celoti izvzamejo.
61. čl. točka 3		Ali mora uporabnik k pritožbi oziroma po prekoračitvi maksimalnega časa za odpravo neskladje odklona poslati še zahtevo za izplačilo nadomestila?	Pojasnilo	Obveza distribucijskega operaterja po izplačilu nadomestila zaradi kršitev zjamčenega standarda je že eksplicitno definirana v petem odstavku člena.
61. člen, 5. odstavek	5. odstavek 61. člena se spremeni tako, da se glasi: (5) Distribucijski operater je dolžan utemeljenost zahteve uporabnika o kršenju zjamčenega standarda kakovosti napetosti presoditi v roku osmih delovnih dni od prejema zahtevka po končanih meritvah , v nasprotnem primeru je uporabnik	Operater ne more utemeljenost zahteve presoditi v krajšem roku, kot je rok ugotavljanja skladnosti. Meritev skladnosti zahteva minimalno tedenski monitoring (min 7 dni). Pri tem je še potrebno upoštevati čas za koordinacijo del posameznih služb ob prihodu reklamacije, namestitve merilnih instrumentov na pogosto oddaljenih merilnih mestih, pobiranje instrumentacije po zaključku meritve,	Delno	Člen se ustrezno dopolni z rokom trideset dni.

	<p>samodejno upravičen do izplačila nadomestila. O načinu mesečnega izplačila nadomestila se dogovorita uporabnik in distribucijski operater. Obveza izplačila nadomestil preneha v trenutku, ko distribucijski operater z meritvami dokaže, da je odpravil neskladje.</p>	<p>analiza merilnih rezultatov, koordinacija ob pripravi ustreznega odgovora...</p> <p>Dikcija, ki je uporabna tudi v praksi (123 člen SPDOEE, 126/2007):</p> <p>»SODO v osmih dneh po obvestilu uporabnika začne postopek preverjanja kakovosti napetosti, vključno s prekinitvami ali z omejitvami dobave, in ga v osmih dneh po končanih meritvah o svojih ugotovitvah obvesti. Če SODO izda izjavo o skladnosti kakovosti električne energije, nosi stroške meritev uporabnik. Če se uporabnik z izsledki meritev kakovosti napetosti električne energije ne strinja, lahko opravi meritve na lastne stroške.</p> <p>Uporabljene merilne naprave in metodologija merjenja morajo ustrezati stanju tehnike in morajo biti skladne z določili predpisov s področja o akreditaciji in predpisov o načinu določanja organov za ugotavljanje skladnosti.</p> <p>SODO mora v osmih dneh preizkusiti ugotovitve uporabnika glede kakovosti napetosti, vključno s prekinitvami ali z omejitvami dobave. SODO je dolžen obvestiti uporabnika o svojih ugotovitvah v osmih dneh po izvedbi meritev.«</p>		
70. člen, 1. odstavek	(1) Investicijski projekti iz prve alineje drugega odstavka 68. člena tega akta, ki izpolnjujejo osnovne kriterije iz 69. člena tega akta, katerih aktivirana sredstva v posameznem letu regulativnega obdobja	Prosimo za dodatno pojasnilo. Nerazumljiv je predvsem zadnji stavek, ki govori, da projekti potrjeni s strani EK ne potrebujejo presoje iz 4. odstavka tega člena, medtem ko 2. odstavek govori, da je potrebno z analizo stroškov in koristi po priporočilih EK in s kazalniki	Delno/pojasnilo	Izvajalci projektov PCI Smart , ki so potrjeni s strani EK so morali izvesti študijo stroškov in koristi ter opredeliti kazalnike uspešnosti, na podlagi katerih se tudi potrjujejo.

	<p>presegajo 200.000 eurov se v primeru izpolnjevanja zahtevanih pogojev prizna enkratna spodbuda v višini treh odstotkov od neodpisane vrednosti sredstva na dan 31. decembra leta, v katerem je bilo sredstvo aktivirano. Vsota spodbud je obenem navzgor zamejena z vrednostjo desetih odstotkov izkazanih neto koristi celotnega projekta. Spodbuda ne zajame brezplačno prevzeta sredstva oziroma sredstva, ki so bila pridobljena z nepovratnimi sredstvi. Projekti skupnega interesa na področju pametnih omrežij (PCI Smart Grids), ki jih je dokončno potrdila Evropska Komisija, so do spodbude upravičeni brez presoje iz četrtega odstavka tega člena.</p>	<p>uspešnosti iz 3 alineje 4. odstavka tega člena dokazati upravičenost projekta. Obstaja tudi nejasnost glede pričakovane analize stroškov in koristi, korelacije vsakega posameznega osnovnega sredstva iz projekta z registrom osnovnih sredstev (3.odstavek).</p> <p>Predlagamo tudi, da aktivirana sredstva v posameznem letu niso omejena z minimalno vrednostjo nad 200.000 EUR, ker:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Investicijski projekti običajno trajajo dlje od enega leta. Skupna investicijska vrednost projekta lahko bistveno presega 200.000 Eur, vendar zaradi nižje aktivacije v posameznem letu ne zadosti osnovnem pogoju. - Investicije, ki zadostijo kriterijem vlaganj v pametna omrežja so največkrat sestavljene iz posameznih tehnoloških sklopov (projektov), ki posamezno ne dosegajo zahtevane višine 200.000 EUR, skupaj pa jo lahko presegajo. Kot primer, izvedba napetostne regulacije za izboljšanje kakovosti napetosti zahteva investicije v projekt pametne merilne infrastrukture (števčne in obratovalne meritve), projekt telekomunikacij, sisteme vodenja in nadzora itd. 		<p>Če so potrjeni s strani EK tako že izpolnjujejo pogoje in zato agencija samodejno prizna spodbudo iz akta.</p> <p>Popravljen je 3 odstavek dosedanjega 70. člena, s ciljem pojasniti korelacijo.</p> <p>Akt je nadalje ustrezno popravljen, da spodbuja le večje investicijske projekte nad 200.000 EUR, spodbudo pa priznava na vsako aktivacijo osnovnih sredstev kvalificiranega projekta.</p> <p>Pomembno: merilna oprema sama po sebi ni »pametna« zato projekt, ki vpeljuje le pametne sistemske števec ne more biti predmet spodbud. Je pa nabava pametnih sistemskih števcov spodbujana, če je realizirana z nižjo ceno od zamejene.</p>
70. člen, 4. odstavek	<p>4. odstavek 70. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(4) Agencija bo v okviru ugotavljanja odstopanj na podlagi posredovanih podatkov in</p>	<p>Zahtevano je izpolnjevanje šestih od osmih kazalnikov uspešnosti zapisanih v ERGEG Conclusions paper. Opozarjamo na možnost težav uveljavljanja za distribucijska podjetja, katera zaradi značaja dela zanesljivo ne bodo mogla</p>	NE	<p>Ostanemo pri presoji kazalnikov na vsaj šestih področjih: šest področij kazalnikov namreč pokriva področje distribucije, v kolikor so projekti izvajani</p>

	<p>dokumentacije pri odločitvi, ali je posamezen projekt upravičen do spodbude, presojala:</p> <ul style="list-style-type: none"> – izpolnjevanje osnovnih kriterijev; – analizo stroškov in koristi po priporočilih Evropske komisije; – kazalnike uspešnosti (uporabijo se izbrani kazalniki uspešnosti, ki so določeni v stališču ERGEG (»Position Paper on Smart Grids«, An ERGEG Conclusions Paper, Ref: E10-EQS-38-05, 10 June 2010) na vsaj pet šest izmed osem področjih uspešnosti); – časovno izvedbo projekta in – dejansko izvedbo projekta. 	<p>izpolnjevati več kot šest pogojev zaradi narave spodnjih kriterijev:</p> <p>(6) kazalnik zahteva učinkovito podporo trans nacionalnih trgov</p> <p>(7) kazalnik je povezan z infrastrukturo prenosnega omrežja</p> <p>Zato predlagamo omilitev kriterija.</p>		<p>v sodelovanju s SOPO je možno izkazati še kakšen kazalnik na preostalih področjih.</p> <p>Poleg tega ne gre za zahtevo »izpolnjevanja« temveč izkazovanja izbranih kazalnikov uspešnosti na vsaj šestih področjih, ki so predmet presoje. Kazalniki lahko izkazujejo različne ravni uspešnosti.</p>
71. člen	<p>(1) Agencija v okviru spodbud iz druge alineje drugega odstavka 68. člena tega akta omogoča izvedbo pilotnih projektov, ki so skladni z osnovnimi kriteriji iz 69. člena tega akta ter izpolnjujejo naslednje kriterije:</p> <ul style="list-style-type: none"> – projekti na področju distribucijskega sistema, ki jih je z vidika nacionalnega pomena odobrilo ministrstvo, pristojno za energijo; – projekti upoštevajo stanje tehnike; – projekti imajo naravo pilotnih oziroma demonstracijskih projektov, ki temeljijo na že znani tehnologiji; 	<p>Zahteve za izpolnjevanje pogojev menimo so preostre. V okviru zapisanih zahtev za izpolnjevanje pogojev distribucijska podjetja praktično ne bodo mogla uveljavljati zahtevkov, ker:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Pilotni projekti so osredotočeni predvsem na DSM/DR področje, kjer z omejitvijo 50 ur pilotne konične tarife odpadejo vsi distribucijski projekti, ki so povezani z uravnavanjem dnevnih diagramov. – Projekti so omejeni zgolj na tri letni okvir regulativnega obdobja. – Roki za prijavo (30. junij) in odobritev (30. september) dodatno skrajšujejo čas izvedbe projektov. 	NE	<p>Zahteva za izvedbo projektov znotraj RO ostane, saj želimo analizirati in oceniti učinke pilotnih projektov pred začetkom naslednjega RO, v katerem bi lahko tovrstni projekti bili že izvajani kot investicijski (v okviru naložbenih načrtov), če se izkaže njihov pozitiven učinek. Rezultate želi regulator uporabiti pri načrtovanju metodologije naslednjega RO. Prav tako daje RO stabilno podlago za izvajanje projektov, v</p>

	- pilotni projekti se morajo začeti in zaključiti v obdobju trajanja regulativnega obdobja.			naslednjem RO ni garancije, da bo izvedbena spodbuda ohranjena.
74. člen		V omrežnino vključiti omrežnino za razvoj omrežja zaradi priključevanja proizvodnih naprav.	NE	EZ-1 v četrtem odstavku 132. člena ne določa omrežnine za razvoj omrežja zaradi priključevanja proizvodnih naprav.
75. člen	75, člen se briše.	Pri načrtovanju drugih prihodkov predlagamo se črta faktor načrtovane letne inflacije, saj Agencija pri soglasju k ceniku te inflacije ne upošteva.	Delno	Doda se četrta odstavka 77. člena, ki glasi: »Prihodki od prodaje drugih storitev iz 121. člena tega akta se za posamezno leto regulativnega obdobja načrtujejo v višini realiziranih prihodkov leta t-2 pred začetkom regulativnega obdobja.«
Novi člen	Dodati je potrebno: »Agencija pri pripravi regulativnega okvirja prihodki iz druge, desete, enajste in dvanajste alineje 76. člena upošteva v višini 90 % načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, katerih vir za pokrivanje so drugi prihodki.«	Tako je upoštevano tudi v veljavnem aktu.	NE	Način določanja nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ter drugih prihodkov se je glede na veljavni regulativni okvir spremenil.
76. člen, 1. odstavek, 8 alineja	- prevrednotovalni poslovni prihodki;	Predlagamo uskladitev te alineje z 2. alinejo, 2. odstavka 24. člena. Oba člena predlagamo naj vsebujeta enake elemente prevrednotovalnih prihodkov/odhodkov. V 2. alineji, 2.	NE	V okviru nenadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja se priznajo vsi prevrednotovalni poslovni odhodki, ki

		odstavka 24. člena se med prevrednotovalne odhodke predlaga samo tiste, ki se nanašajo na omrežnino.		izvirajo iz dejavnosti elektrooperaterja, razen tistih, ki se nanašajo na ostala sredstva (glej komentar pri pripombi na drugo in tretjo alinejo drugega odstavka 24. člena akta). Posledično se upoštevajo med viri za pokrivanje upravičenih stroškov vsi prevrednotovalni poslovni prihodki.
77. člen		Predlagamo, da se načrtovani drugi prihodki tako kot dosedaj upoštevajo le v višini 90%.	NE	Način določanja nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ter drugih prihodkov se je glede na veljavni regulativni okvir spremenil.
77. člen, 1. odstavek	1. odstavek 77. člena se spremeni tako, da se glasi: (1) Če ta akt ne določa drugače in ob upoštevanju kriterijev iz tega akta, se pri določitvi načrtovanih drugih prihodkov za prvo leto regulativnega obdobja namesto upošteva povprečje realiziranih drugih prihodkov let t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja, brez prejetih odškodnin (skladno s 3. odstavkom tega člena).	Družbe med druge prihodke vključujejo tudi prejete odškodnine, ker niso enkratnega značaja, se pa pojavljajo vsako leto, zato se morajo te postavke pri izračunavanju povprečja izločiti.	NE	Predlagana sprememba je določena v tretjem odstavku 77. člena akta.
78. člen, 8. odstavek	8. odstavek 78. člena se briše.	Naknadna vlaganja predlagamo se upoštevajo skladno z računovodskimi	NE	Naknadna vlaganja v sredstva so ustrezno

	(8) Pri naknadnih vlaganjih v sredstva se doba koristnosti teh sredstev zaradi novih vlaganj ustrezno podaljša, amortizacijska stopnja pa ustrezno preračuna, ali pa se nova vlaganja obravnavajo kot samostojni del sredstev, za katerega se ločeno določi doba koristnosti in amortizacijska stopnja.	standardi, ki plega navedenega v 8. odstavku 35. člena, dopuščajo tudi možnost povečanja koristi v prvotno določeni dobi koristnosti sredstva.		urejena v osmem odstavku 35. člena akta. 78. člen akta ureja prihodke iz upravljanja prezasedenosti.
79, člen, 3. odstavek	3. odstavek 79. člena se spremeni tako, da se glasi: (3) Primanjkljaj omrežnin se ugotovi kot presežek dejanskih letnih upravičenih stroškov nad celotnim letnim zneskom omrežnin (povečanim za primanjkljaj omrežnin iz preteklih let ali zmanjšanim za presežek omrežnin iz preteklih let) in drugimi letnimi prihodki iz dejavnosti elektrooperaterja. Agencija znesek primanjkljaja omrežnin upošteva pri določitvi omrežnin v naslednjem regulativnem obdobju. ali naslednjih regulativnih obdobjih.	Predlagamo, da Agencija za energijo pri določanju naslednjega RO upošteva primanjkljaj omrežnin, ne pa tega prenašati na več RO. Če primanjkljaj omrežnine ne bi bil priznan v naslednjem, ampak šele v kasnejših regulativnih obdobjih, bi to postavljalo podjetja s primanjkljajem omrežnine v izrazito neenak položaj, zato predlagamo brisanje.	DA	Pripomba se upošteva glede na predlog.
80. člen, 2. odstavek	2. odstavek 80. člena se spremeni tako, da se glasi: (2) Agencija za pregleden in enoten pristop ugotavljanja odstopanj od regulativnega okvira elektrooperaterju in	Ker elektrodistribucijska podjetja po pogodbi s SODO za SODO izvajamo večino storitev GJS SODO, predlagamo, da se računalniški model posreduje tudi distribucijskim podjetjem.	NE	Zavezanec za ugotavljanje odstopanj od regulativnega okvira je skladno s 120. členom EZ-1 elektrooperater.

	distribucijskim podjetjem posreduje računalniški model za izračun odstopanj od regulativnega okvira.			
81. člen, 2. odstavek, 1., 2., 5., 6. in 11. alineja	<p>2. odstavek. 81. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Pravila za določitev dejanskih upravičenih stroškov po posameznih vrstah upravičenih stroškov, če ta akt ne določa drugače, so:</p> <ul style="list-style-type: none"> - dejanski nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja elektrooperaterja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture ter obratovanja sistema se izračunajo na podlagi načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ter ob upoštevanju vpliva spremembe stanja dolžine vodov in števila postaj na dan 31. december glede na predhodno leto; - dejanski nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja distribucijskega operaterja iz naslova storitev za uporabnike se izračunajo na podlagi načrtovanih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja ter ob upoštevanju vpliva spremembe števila končnih 	<p>1. alineja: Ker stroški delovanja in vzdrževanja elektrooperaterja iz naslova vzdrževanja elektroenergetske infrastrukture ter obratovanja sistema v regulativnih okvirjih niso bili določeni glede na dolžino vodov, določilo, da se stroški vzdrževanja vodov in naprav spreminjajo glede na dolžino vodov, ne vzdrži osnovne logične presoje, zato prosimo za dodatno pojasnilo te alineje.</p> <p>2. alineja: Ker stroški delovanja in vzdrževanja distribucijskega operaterja iz naslova storitev za uporabnike v regulativnih okvirjih niso bili določeni glede na število odjemalcev, je določilo, da se ti stroški storitev spreminjajo glede na spremembo števila odjemalcev nelogično, zato prosimo za dodatno pojasnilo.</p> <p>5. in 6. alineja: V izračunu predlagamo, da se prevrednotovalni poslovni odhodki upoštevajo tako kot je bila to praksa dosedaj (stečajni, prisilne poravnave, sodno neizterljivo...). Prevrednotovalni odhodki v zvezi s terjatvami do kupcev se menimo morajo upoštevati v celoti. Distribucijsko podjetje je iz naslova omrežnine in ostalih terjatev poravnalo vse obveznosti – na osnovi fakturirane realizacije, če pa mora oblikovati popravek, naj bi bili sankcionirani – vsi</p>	<p>NE</p> <p>NE</p> <p>NE</p>	<p>Glej odgovor pri pripombi na prvi odstavek 21. člena akta.</p> <p>Glej odgovor pri prejšnji alineji.</p> <p>Način obravnave prevrednotovalnih poslovnih odhodkov v zvezi s terjatvami do kupcev se glede na veljavni akt ni spremenil. Glej tudi odgovor pri drugem odstavku 24. člena akta.</p>

	<p>odjemalcev in proizvajalcev iz obnovljivih virov na dan 31. december glede na predhodno leto;</p> <ul style="list-style-type: none"> - dejanski nadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja systemskega operaterja iz naslova mednarodnega delovanja so enaki načrtovanim nadzorovanim stroškom delovanja in vzdrževanja; - pri izračunu dejanskih nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja se na podlagi realiziranih podatkov preračuna tudi delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so namenjeni vzdrževanju elektroenergetske infrastrukture in obratovanju sistema, delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so namenjeni delovanju systemskega operaterja v mednarodnih dejavnosti () in delež nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so namenjeni zagotavljanju storitev za uporabnike; - dejanski prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi s terjatvami do kupcev iz naslova omrežnin za distribucijskega operaterja 	<p>ostali udeleženci pa so bili že 100% poplačani.</p> <p>11. alineja: Po izvršenem dejstvu - nakup elekrike za izgube, je prepozno ugotavljati ali so cene najugodnejše. Agencija za energijo naj se predlagamo vključi prej – pri izvajanju nakupa in naj pravočasno, na podlagi ponudb oceni ali so cene najugodnejše. Nakup za 2016-2018 je že opravljen.</p>	<p>NE</p>	<p>Elektrooperater dejanske upravičene stroške, med drugimi tudi za nakup izgub, izračuna po zaključku posameznega leta regulativnega obdobja. Ne glede na to, da je SODO d.o.o. ta nakup že izvede za celotno regulativno obdobje bo agencija formalno presodila ta nakup v okviru postopka ugotavljanja dejanskih upravičenih stroškov v okviru navedenih pravil iz tega člena.</p>
--	---	---	-----------	---

	<p>se ugotovijo na podlagi realiziranih odhodkov iz poslovnih knjig distribucijskega operaterja, vendar se v izračunu upoštevajo največ v višini 0,2 odstotka od zaračunanih omrežnin za distribucijski sistem na posameznem območju distribucijskega sistema;</p> <ul style="list-style-type: none">- dejanski prevrednotovalni poslovni odhodki v zvezi s terjatvami do kupcev iz naslova omrežnin za sistemskega operaterja se ugotovijo na podlagi realiziranih odhodkov iz poslovnih knjig sistemskega operaterja, vendar se v izračunu upoštevajo največ v višini 0,2 odstotka od zaračunanih omrežnin za prenosni sistem;- dejanski stroški, ki so povezani z novimi nalogami, se presojujejo na podlagi poročila elektrooperaterja o realizaciji novih nalog iz 27. člena tega akta;- preostali dejanski nenadzorovani stroški delovanja in vzdrževanja iz 24. člena tega akta se ugotovijo na podlagi realiziranih stroškov in			
--	--	--	--	--

	<p>odhodkov iz poslovnih knjig elektrooperaterja;</p> <ul style="list-style-type: none">- dejanski stroški električne energije za izgube v omrežju za distribucijskega operaterja se izračunajo na podlagi dejanskih količin električne energije, zaračunane končnim odjemalcem, in priznanega odstotka količinskih izgub električne energije v omrežju iz odločbe o regulativnem okviru in tržnih cen dolgoročnih in kratkoročnih nakupov električne energije za regulativno obdobje, ki jih je distribucijski operater izvedel na pregleden način na trgu z električno energijo ter cen odstopanj, ki jih izračuna in objavi operater trga z elektriko;- dejanski stroški električne energije za izgube v omrežju za sistemkega operaterja se izračunajo na podlagi izmerjenih količin izgub električne energije na prenosnem sistemu, evidentiranih v uradni evidenci Informacijskega portala Direktorata za energijo - EPOS, v katere so vključene količine električne energije za izgube, ki se sistemskemu operaterju priznajo v mehanizmu ITC, in			
--	---	--	--	--

	<p>tržnih cen dolgoročnih in kratkoročnih nakupov električne energije za regulativno obdobje, ki jih je sistemski operater izvedel na pregled način na trgu z električno energijo ter cen odstopanj, ki jih izračuna in objavi operater trga z elektriko;</p> <p>pri ugotavljanju dejanskih stroškov električne energije za izgube v omrežju agencija presoja, ali so nakupne cene, ki jih je dosegel elektrooperater na tržen način, najugodnejše;</p> <ul style="list-style-type: none">- dejanski strošek amortizacije se izračuna na podlagi realiziranih stroškov amortizacije, razen v primeru iz 82. člena tega akta;- dejanska povprečna vrednost regulativne baze sredstev se izračuna na podlagi stanja sredstev v poslovnih knjigah na dan 31. december ob upoštevanju iz 82. člena tega akta;- dejanski reguliran donos na sredstva se izračuna na podlagi tehtanega povprečnega stroška kapitala, ki je bil upoštevan pri določitvi reguliranega donosa na sredstva za posamezno			
--	--	--	--	--

	<p>leto regulativnega obdobja, in dejanske povprečne vrednosti regulativne baze sredstev;</p> <ul style="list-style-type: none"> - dejanski stroški sistemskih storitev se izračunajo na podlagi količinskega obsega posameznih sistemskih storitev in cen iz pogodb; - kakovost oskrbe se ugotovi v skladu s 3.2.7. podpoglavjem II. poglavja tega akta in - spodbude se ugotovijo v skladu s 3.2.8 podpoglavjem II poglavja tega akta. 			
82. člen, 1. odstavek	<p>(1) Pri izračunu dejanske regulativne baze sredstev in dejanskega stroška amortizacije se upošteva zamejena nabavna cena, ki glede na ekonomsko oceno agencije iz drugega odstavka 49. člena EZ-1, prinaša največje skupne neto koristi, za sistemske števec električne energije s komunikacijskim modulom za odjemno skupino gospodinjskega odjema in ostalega odjema brez merjenja moči.</p>	<p>Predlagamo, da se odstavek dodatno pojasni v smislu omogočanja izračuna morebitnih odstopanj tudi v povezavi z 12. in 13. alinejo 81. člena.</p>	DA	<p>Člen je ustrezno dopolnjen in določa način zamejitve na osnovi podatkov, ki so bili uporabljeni v ekonomski oceni iz drugega odstavka 49. člena EZ-1.</p>
82. člen, 2. odstavek	<p>2. odstavek 82. člena se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>(2) Distribucijski operater mora zagotoviti korelacijo vsakega sistemskega števca iz prejšnjega odstavka z registrom sredstev, ki</p>	<p>To določilo zahteva veliko operativnih postopkov, ki, jih zaradi množičnosti in dosedanjega načina vodenja, realno ne da realizirati pred letom 2020.</p>	NE	<p>Ker je nabavna cena sistemskih števec električne energije s komunikacijskim modulom za odjemno skupino gospodinjski odjem in ostali odjem brez</p>

	jih uporablja za namene računovodenja, najkasneje do konca leta 2020.			merjenja moči od 1.1.2016 dalje zamejena, je potrebno za izračun dejanskega stroška amortizacije in dejanske regulativne baze sredstev navedene evidence zagotoviti od 1. 1. 2016 dalje.
87. člen, 2. odstavek	Dopolni se pomen $DOstr_t$: stroški delovanja in vzdrževanja, strošek amortizacije ostalih sredstev in reguliran donos na ostala sredstva distribucijskega operaterja ti stroški se načrtujejo na podlagi povprečja realizacije za leta t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja, znižani so za povprečni faktor učinkovitosti in individualni faktor učinkovitosti posameznega distribucijskega območja;	Predlagamo, da se opiše način določitve stroškov delovanja in vzdrževanja distribucijskega operaterja posameznega distribucijskega območja, saj nikjer ni opisano na kakšen način se bo določalo osnove za stroške delovanja in vzdrževanja, ki jih ima distribucijski operater na posameznem distribucijskem območju. Tako kot distribucijskim podjetjem naj se predlagamo tudi distribucijskemu operaterju stroški delovanja in vzdrževanja dodelijo na podlagi povprečne realizacije 2011-2013 z upoštevanjem vseh faktorjev učinkovitosti posameznega distribucijskega območja.	NE	Glej pojasnilo pri predlogu spremembe 10. člena akta.
87. člen, 5. odstavek	5. odstavek 87. člena se spremeni, tako da se glasi: (5) Distribucijski operater in distribucijsko podjetje pogodbeno uredita vire financiranja najemnine in plačila za izvajanje nalog ter način financiranja medletno zaračunavanje najemnin in	Viri financiranja so znani, potrebno je določiti vrednosti, ki se zaračunavajo tekom leta (akontativno) ter roke plačil.	Delno	Peti odstavek 87. člena se spremeni kot sledi: »(5) Distribucijski operater in distribucijsko podjetje pogodbeno uredita vire financiranja najemnine in plačila za izvajanje nalog, način financiranja, medletno

	izvajanje nalog ter roke plačil.			zaračunavanje najemnine in plačila za izvajanje nalog ter roke plačil.«
88. člen	<p>(1) Če je sistemski operater na podlagi zakona ali drugega predpisa odplačno prevzel 110 kV omrežje od gospodarskih družb, ki imajo v lasti visokonapetostno 110 kV prenosno omrežje, je v postopku določitve regulativnega okvira dolžan agenciji posredovati naslednje podatke:</p> <ul style="list-style-type: none"> – normativ (kalkulacijo stroškov) za vzdrževanje elementov prevzetega 110 kV omrežja, ki mora biti usklajen z distribucijskim operaterjem. Normativ se določi na podlagi nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so določeni v skladu s tem aktom, glede na vrsto prevzetega omrežja (na primer daljnovod, daljnovodno polje in drugo); – evidenco prevzetega 110 kV omrežja za posamezno leto regulativnega obdobja in – razdelitev sredstev, ločeno na obstoječo in novo elektroenergetsko infrastrukturo ter na ostala sredstva na podlagi datumov predaje v uporabo pri gospodarski družbi, ki prenaša 110 kV omrežje. <p>(2) Če normativ stroškov</p>	<p>Če se distribucijskim podjetjem ti stroški niso priznali na podlagi normativov, temveč le kot povprečje let t-5, t-4 in t-3 pred začetkom regulativnega obdobja, potem menimo se mora po enakih kriterijih priznati tudi pri prenosu 110 kV omrežja.</p> <p>Menimo hkrati, da tako določanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja (odvzem distribucijskim podjetjem in priznanje sistemskemu operaterju) ni primerno.</p>	<p>Pojasnilo</p> <p>NE</p>	<p>Navedeno je že opredeljeno v prvi alineji prvega odstavka 88. člena akta, kjer je določeno, da se normativ določi na podlagi nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja, ki so določeni v skladu s tem aktom. To pomeni, da je potrebno pri določitvi normativa upoštevati povprečje let kot navedeno v utemeljitvi. Prav tako je potrebno upoštevati tudi kriterije za ugotavljanje nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja v primeru spremembe nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja zaradi spremembe sistema.</p> <p>Ker gre pri prenosu 110 kV omrežja samo za spremembo lastništva nad omrežjem, stroški ne morejo biti priznani obema elektrooperaterjema. Vpliv prenosa omrežja med elektrooperaterjema na</p>

	vzdrževanja prevzetega 110 kV omrežja iz prve alineje prejšnjega odstavka med elektrooperaterjema ni usklajen, posredujeta vsak svoj normativ. Za potrebe določitve nadzorovanih stroškov delovanja in vzdrževanja se upošteva povprečje posredovanih normativov elektrooperaterjev.	Predlagamo tudi, da se definira tudi termin odplačnega prenosa.	NE	stroške mora biti nevtralen. V 88., 89. in 90. členu akta se briše naziv odplačno.
93. člen	Vsebina člena se spremeni, da se glasi: Agencija kot osnovo metodologije za obračunavanje omrežnine uporablja netransakcijsko metodo poštna znamke. Ta izhaja iz sistema enotnih tarifnih postavk, ki jih glede na merilno mesto obračuna pristojni operater uporabnikom omrežja	V sistem omrežnine kot del uporabe omrežja je potrebno vključiti tudi proizvajalce električne energije. Posledično nastajajo sistemske storitve za proizvajalce kot tudi veliki stroški ojačitve omrežja za vključitev proizvajalcev el. energije v omrežje.	NE	Omrežnino plačujejo končni odjemalci kot določa EZ-1 v členih 133/2 in 134/2
98. člen, 4. odstavek	4. odstavek 98. člena se spremeni, tako da se glasi: (4) Če se končni odjemalec odjemne skupine na NN brez merjenja moči oziroma odjemalec gospodinjkega odjema ne odloči za dvotarifni način obračuna omrežnine, se mu omrežnina obračunava po enotarifnem načinu (ET).	V skladu s cenikom omrežnine obračun na ET za končne odjemalce z merjeno močjo ni mogoč.	NE	Urejanje tega področja je treba urediti v SONDO, ki po EZ-1 zajemajo tudi splošne pogoje uporabe omrežja. S tega stališča je primerneje, da SONDO uredi vsa razmerja z končnimi odjemalci, med katera sodi tudi odločitev o načinu tarifiranja.
99. člen, 1. odstavek	V 1. odstavku 99. člena se izmerjena moč nadomesti z obračunsko.	Obratovalne ure se po dosedanji praksi izračunavajo na podlagi razmerja med letno prevzeto energijo in najvišjo obračunsko močjo. Izmerjena enkratna najvišja 15 minutna obremenitev v sedanjih obračunskih informacijskih	NE	Urejanje tega področja je treba urediti v SONDO, ki po EZ-1 zajemajo tudi splošne pogoje uporabe omrežja. S tega stališča je primerneje, da SONDO

		sistemih ni evidentirana.		uredi vsa razmerja z končnimi odjemalci, med katera sodi tudi odločitev o načinu tarifiranja.
99. člen, 3. odstavek	(3) Končnemu odjemalcu, ki se priključi na omrežje na novo, se letne obratovalne ure določijo na podlagi pogodbenih vrednosti na letni ravni.	Predlagamo, da se jasno opredeli katera pogodba je v tem členu mišljena. Pri tem opozarjamo, da če je mišljena pogodbe o dobavi elektrike, da v tej pogodbi ni predvidenih doseženih moči, ampak je le predvidena prenesena energija.	DA	Predlagamo, da se določilo o oblikovanju »začetnih« letnih obratovalnih ur oblikuje iz podatka dogovorjenega v pogodbi o uporabi sistema.
100. člen, 2. odstavek	2. odstavek 100. člena se spremeni, tako da se glasi: (2) Odjemalec, ki pogodbo o dostopu uporabi sistema sklepa za eno koledarsko leto čas veljavnosti soglasja za priključitev , lahko pri elektrooperaterju na podlagi utemeljenih dokazov vloži predlog razvrstitve v odjemno skupino glede na pričakovane letne obratovalne ure.	Pogodbo o dostopu je v EZ-1 nadomestila pogodba o uporabi sistema. Pogodba o uporabi sistema se sklepa za čas veljavnosti soglasja za priključitev.	DA	
101. člen	Predlagamo dopolnitev prvega odstavka (1) Obstoječega končnega odjemalca, ki izpolnjuje pogoje iz tega člena, sistemski operater uvrsti v ustrezno odjemno skupino na podlagi njegove pisne zahteve naslednji mesec po prejemu zahteve.	Naj bo jasno določen način posredovanja zahteve ter rok za izpolnitev te zahteve.	DA	
	101.člen, prvi (1) odstavek, dopolniti, da se glasi:	Izkušnje s pravniki z upravnega sodišča so pokazale, da ne razumejo termina »lasten vod« kot voda v lasti odjemalca,	DA	

	<p>(1) Elektrooperater uvrsti končnega odjemalca v odjemno skupino »priključitev na zbiralke RTP oziroma TP«, če je:</p> <p>a) Priključen z vodom v svoji lasti na zbiralke SN v RTP oziroma zbiralke NN v TP elektrooperaterja;</p> <p>b) Izvedena ustrežna meritev na prevzemno-predajnem mestu, ki se nahaja na SN oziroma NN zbiralkah v RTP oziroma TP;</p> <p>c) Izpolnjen kriterij minimalne priključne moči (P):</p> <ul style="list-style-type: none"> - $P \geq 8$ MW (na nivoju SN – zbiralke SN) in - $P \geq 130$ kW (na nivoju NN – zbiralke NN) 	<p>ampak vod, na katerega je priključen samo en odjemalec.</p>		
	<p>Elektrooperater uvrsti odjemalca na zbiralke NN v TP systemskega</p>	<p>Odvisno v čigavi lasti je infrastruktura.</p>	<p>DA</p>	

	operaterja ali elektrooperaterja?			
102. člen	<p>102. člen se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>Za proizvodne naprave iz obnovljivih virov in proizvodne naprave s soproizvodnjo toplote in električne energije z visokim izkoristkom, ki imajo nazivno moč manjšo od 50 kW in so priključene na prevzemno-predajnih mestih, elektrooperater pri obračunu omrežnine ne obračuna obračunske moči.</p>	Predlagamo bolj jasno opredelitev moči proizvodne naprave.	DA	
109. člen, 1. odstavek	<p>1. odstavek 109. člena se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>(1) Obračunska moč se pri končnem odjemalcu z merilno napravo, ki evidentira 15-minutne meritve in omogoča lokalni prikaz obračunskih vrednosti ločeno po tarifnih časih, ugotavlja kot povprečje treh največjih 15 minutnih povprečnih moči najvišja 15 minutna povprečna vednost v obračunskem mesecu v urah KT oziroma v urah VT, kjer se KT ne meri. Če končni odjemalec na VN ali SN doseže v času KT oziroma VT, kjer se KT ne meri, obračunska moč, ki je manjša od 15 odstotkov treh največjih 15 minutnih povprečnih moči, doseženih v času zunaj KT oziroma VT,</p>	Obračunska moč kot povprečje treh 15 minutnih vrednosti ne odraža moči, s katero odjemalec obremeni sistem v obračunskem obdobju in s tem povzroči nesorazmerne stroške sistema. Iz tega razloga je menimo tudi nepotreben kriterij 15% v času zunaj KT.	NE	Metoda obračuna temelji na obračunskih vrednostih maksimalnih konic, ki se določijo na podlagi treh največjih meritev. S tem omogočamo odjemalcu, da nadzoruje v celotnem obračunskem obdobju gibanje konice in s tem vpliva na njeno višino. V primeru, da bi uporabili samo eno konico bi to pomenilo, da sta obračunska moč in najvišja enaki, kar pa ne omogoča aktivne vloge samega odjemalca pri ohranjanju ali zniževanju konice v obračunskem obdobju .

	<p>kjer se KT ne meri, se mu za obračunsko moč obračuna 15 odstotkov treh največjih 15-minutnih povprečnih moči, doseženih v času zunaj KT oziroma VT;</p>											
109. člen	<p>Odjem na NN (gospodinjski odjem in ostali odjem NN)</p> <table border="1" data-bbox="456 552 730 1398"> <tr> <td data-bbox="456 552 506 1171">N a z i v n a j a k o s t o m e j e v a l c a t o k a</td> <td data-bbox="506 552 595 1171">Enof azni priklj uček</td> <td data-bbox="595 552 685 1171">Trifaz ni priklj uček</td> <td data-bbox="685 552 730 1171">M e r j e n j e m o č i</td> </tr> <tr> <td data-bbox="456 1171 506 1398">(A)</td> <td data-bbox="506 1171 595 1398">P r i k l j u n s č n m</td> <td data-bbox="595 1171 685 1398">O b r i k l j u n s č n m</td> <td data-bbox="685 1171 730 1398">O b r a č u n s k a m</td> </tr> </table>	N a z i v n a j a k o s t o m e j e v a l c a t o k a	Enof azni priklj uček	Trifaz ni priklj uček	M e r j e n j e m o č i	(A)	P r i k l j u n s č n m	O b r i k l j u n s č n m	O b r a č u n s k a m	<p>Iz naslova posebne obravnave priključne in obračunske moči pri gospodinjstvih EDP na letni ravni iz naslova omrežnine za distribucijsko omrežje izgubljajo več mio € (EM cca. 3,2 mio EUR) . Edina prava fizikalna kategorija je priključna moč. Z uvajanjem drugih vrednosti kW za obračunsko moč se po nepotrebnem ustvarja zmeda. Administrativno določanje reduciranih vrednosti obračunskih moči je preživeto, je diskriminatorno in ustvarja le zlorabe pri »gospodinjskem odjemu« in niti ne spodbuja učinkovite rabe energije (moči). Navedeno podvajanje dodatno vpliva na nerazumljivost sistema obračunavanja uporabe omrežja.</p> <p>V sedanjem ceniku je premajhen poudarek na moči. Omrežje je dimenzionirano glede na konično obremenitev. Na rast konične obremenitve vplivajo v največji meri klimatski dejavniki, pa tudi gospodarska aktivnost (povečevanje obremenitev obstoječih ter priključevanje novih odjemalcev in proizvajalcev). V času manjše porabe zaradi majhne gospodarske aktivnosti, se navedeno negativno odraža v smislu nižje</p>	NE	<p>Predlagana sprememba zahteva poglobljeno analizo. Veljavni tarifni model za obračun gospodinjskega odjema upošteva letno porabo oziroma njihov »load profil« v okviru statističnih meril EUROSTAT, kjer je gospodinjski odjem razvrščen po standardnih skupinah in sicer: Da – 600 kWh, 3kW; Db – 1200 kWh, 3-4kW; Dc – 3500 kWh, 4-9kW; Dd – 7500 kWh, 6-9kW; De – 20000 kWh; 9 kW.</p> <p>Slednje nakazuje, da so vrednosti obračunskih moči sorazmerne statistični vrednosti porabe in dosežene konice posameznega tipa gospodinjskega odjemalca, kar pa ni nujno povezano z njegovo naročeno oziroma priključno močjo. Slednje izhaja tudi iz prakse projektiranja oziroma</p>
N a z i v n a j a k o s t o m e j e v a l c a t o k a	Enof azni priklj uček	Trifaz ni priklj uček	M e r j e n j e m o č i									
(A)	P r i k l j u n s č n m	O b r i k l j u n s č n m	O b r a č u n s k a m									

		a m o č (k W)	o č (k W)	a m o č (k W)	o č (k W)			
		1 6 3	3	1 1	1 1	b r e z	omrežnine. Predlagamo, da se navedeno upošteva pri pripravi novih cenikov.	dimenzioniranja EE naprav, kjer se ob priključni moči upošteva še faktor obremenitve.
		2 0 5	5	1 4	1 4			
		2 5 6	6	1 7	1 7			
		3 2 7	7	2 2	2 2			
		3 5 8	8	2 4	2 4			
		4 0 -	-	2 8	2 8			
		5 0 -	-	3 5	3 5			
		6 3 -	-	4 3	4 3			
		8 0 -	-	5 5	-	z		
		1 0 0	-	6 9	-			
		1 2 5	-	8 6				
		1 6 0	-	1 0	-			
		2	-	1	-			

	0 0			3 8					
Nov člen	<p>Za 109. členom naj se doda nov člen:</p> <p>Ob prekoračitvi priključne moči sistemski operater odjemalcu, ki prekoračuje priključno moč, zaračuna neupravičen odjem tako, da razliko med doseženo in priključno močjo obračuna po 10-kratni ceni obračunske moči odjemne skupine odjemalca. Sistemski operater distribucijskega omrežja tako zaračunana sredstva nameni za razvoj omrežja.</p>	<p>Prekoračevanje priključne moči se, v skladu s 4. alinejo 57. člena Splošnih pogojev za dobavo in odjem, šteje za neupravičen odjem, za kar je mogoče v skladu z 151. členom EZ-1 uporabniku omrežja tudi ustaviti distribucijo električne energije.</p> <p>V praksi je ukrep ustavitve dobave zgolj nad dovoljeno priključno močjo tehnično nemogoče izvesti. Zaračunavanje neupravičenega - prekoračenega odjema po ustrezni ceni je lahko edini učinkovit instrument vzpodbujanja odjemalcev, k uskladitvi priključne moči z močjo, ki jo dejansko dosegajo. Odjemalcu je dana možnost, da se v primeru občasnih prekoračitev sam odloča ali bo zahteval povečanje priključne moči ali pa bo občasno plačeval prekoračitev priključne moči po tako določeni ceni, seveda le ob predpogoju, da tehnični parametri omrežja, kar presoja sistemski operater, takšno prekoračevanje prenesejo.</p>	NE	<p>Ni v skladu z 151. členom EZ-1, ki predlaganega tovrstnega ukrepa ne določa.</p>					
110. člen	<p>110. člen se spremeni tako, da se glasi:</p> <p>Končnemu odjemalcu, ki se na eni lokaciji in iz ene RTP ali TP napaja po več priključkih in ima več merilnih mest ter se mu sumarno merita električna energija in konična obremenitev, se pri obračunu omrežnine upošteva hkratna sumarna</p>	<p>Iz 110.člena predlagamo se briše izraz ena lokacija saj obstajajo sumarna merilna mesta, ki se napajajo dvostransko iz dveh ali več RTP-jev ali TP.</p>	DA/Delno	<p>Namen člena je, da omogočimo odjemalcu na eni lokaciji, ki je lahko napajan iz več različnih RTP ali TP, da se mu omogoči sumarno merjenje električne energije.</p> <p>Agencija se ne more strinjati s predlogom, da</p>					

	konična obremenitev na vseh merilnih mestih znotraj posameznega napetostnega nivoja.			se omogoči sumarna meritev odjemalcu, ki deluje na več lokacijah.
111. člen		V 111. členu predlagamo, da se doda formula za izračun čezmerno prevzete jalove energije.	DA	
111. člen, 2. odstavek	2. odstavek 111. člena se spremeni, tako da se glasi: (2)Čezmerna prevzeta jalova energija je razlika med dejansko izmerjeno jalovo energijo in dovoljeno prevzeto ali oddano jalovo energijo v 15-minutnem merilnem intervalu in ustreza faktorju $\text{tg } \varphi \geq +0,32868$ ali $\text{tg } \varphi \leq -0,32868$.	Glede na trenutno definicijo bi se prekomerna jalova energija obračunala le v intervalih, kjer vredost $\text{tg } \varphi$ ustreza vrednosti $\pm 0,32868$, kar ni pravilno, zato predlagamo ustrezno dopolnitev.	Delno	Meja za dovoljeno prevzeto ali oddano jalovo energijo je točno določena s faktorjem $\text{tg } \varphi = +0,32868$ ali $\text{tg } \varphi = -0,32868$. Stavek je preoblikovan na način, da podaja operaterju jasen način, da je prekomerno prevzeta jalova energija velja od $\text{tg } \varphi = 0,32868$.
113. člen	113. člen se spremeni tako, da se glasi: Znesek omrežnine za priključno moč ki ga plača končni odjemalec za priključitev na sistem, je odvisen priključne moči in tarifne postavke za omrežnino za priključno moč ob upoštevanju uvrstitve končnega odjemalca v skupino končnih odjemalcev, pri čemer se upošteva pripadajoč faktor. €	Tipkarska napaka.	DA	
119. člen	Tabela s tarifami za obračunavanje omrežnine za priključno moč: - Naziv prve kolone v tabeli »odjemna skupina« treba	Omrežnina za priključno moč se obračunava glede na skupino končnih odjemalcev.	NE	EZ-1 določa, da se omrežnina za prenosni in distribucijski sistem obračunava le končnim odjemalcem. Menimo, da

	spremeniti v »skupina končnih odjemalcev)			ni treba prenormirati določila akta na področjih, kjer je EZ-1 dovolj določen.
123. člen		<p>Predlagamo, da se oleg pilotne kritične konične v pilotnih projektih dovoli tudi pilotna spodbujevalna manjša tarifa, znotraj sedanjih časov VT in izven sedanjih časov KT.</p> <p>Pri pregledu razpoložljivih dnevnih diagramov obremenitev RTP, TP in tudi celotnega EE sistema (http://www.eles.si/prevzem-in-proizvodnja.aspx) lahko ugotovimo, da bi bil smiseln in enostaven ukrep pri vseh odjemalcih (poslovni, gospodinjstva) spodbujati porabo v času popoldanskih dolin, izven ELES - ovih KT-jev, s katerimi ELES želi nižati dopoldanski hrib celotnega EES (http://www.eles.si/ure-kt.aspx).</p> <p>V zvezi s tem bi uvedli dodatno spodbujevalno manjšo tarifo (po enaki ceni kot nočna, vikend oz. praznična MT) tudi v času treh ur v popoldanskem času sedanjega VT-ja (med zaključkom KT in začetkom MT ob 22.00), katere obdobje bi za eno leto (polletje oz. kvartal) vnaprej določalo distribucijsko podjetje glede na razmere v omrežju. Sedanji časi MT bi v dneh od ponedeljka do petka ostali nespremenjeni, v soboto pa bi bili tarifni časi enaki kot v delovnih dneh. S tem se razmerje med skupnimi tedenskimi časi VT in MT v veliki meri ohrani.</p>	NE	<p>Cilj odprave regulatornih ovir za izvajanje pilotnih projektov je iskanje rešitev, ki bodo pozitivno vplivale na stroške obratovanja, vzdrževanja in vlaganja v nove investicije operaterja (zamikanje investicij v kasnejše obdobje ali odprava potrebe po letih) ob aktivni vlogi odjemalcev pri njihovem prilagajanju odjema. Predlagan ukrep nima vseh potrebnih lastnosti »smart-grid« projekta (statična komponenta je prevladujoča – določanje tarife na letni/kvartalni ravni), poleg tega pa zaradi zmanjšane vpliva stroška za uporabo omrežja na končni znesek razlika v tarifah MT in VT verjetno ni zadostno velika, da bi lahko pričakovali zadosten odziv uporabnikov. Takšen ukrep bi bilo verjetno potrebno izvajati koordinirano z dobavitelji električne energije, da bi</p>

		S tem ne pridemo v nasprotje s sistemskimi KT ukrepi ELES-a ki se lahko ohranijo, v veliki meri pa se ohranja poštna znamka, saj bi vsak odjemalec z ustrezno merilno napravo imel popoldansko MT v času treh ur, različna so samo obdobja po posameznih območjih. To pomeni tudi nadgradnjo stare popoldanske fiksne 3 urne MT, katere ukinitve v letu 2004 ni bila ustrezno argumentirana, večina poznavalcev pa je še danes do ukinitve kritična. Navdušili bi odjemalce, ki želijo ogrevanje oz. hlajenje izvajati samo v času MT, in so mogoče do leta 2004 to že počeli. Spodbudili bi tudi popoldansko porabo v času večje proizvodnje SFE, sploh v poletnem času.		zagotovili osnovo za nek resen impulz za prilagoditev odjema. Poleg tega gre za sistemski ukrep, ki ga je smiselno preučiti v kontekstu morebitnih sprememb sistemske tarife za naslednji RO, vendar izključno na podlagi zadovoljivih informacij (podatki diagramov RTP, TP). Trenutno ni ustreznih osnov in podlag za uvedbo.																				
Priloga 1., točka 1.	Tabela v točki 1. priloge 1 se spremeni, tako da se glasi:	S spremembo tabele zajamemo vse razrede, saj se faktor učinkovitosti izračunava na 4 decimalna mesta.	Delno	Faktorji povprečne učinkovitosti se izrazijo s 4 decimalkami, kot sledi:																				
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Faktor povprečne učinkovitosti</th> <th>Letni faktor individualne distribucije</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>od 0,965 do vključno 1,00</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>od 0,910 do vključno 0,95</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>od 0,865 do vključno 0,90</td> <td>0,02</td> </tr> <tr> <td>od 0,00 do vključno 0,85</td> <td>0,03</td> </tr> </tbody> </table>	Faktor povprečne učinkovitosti	Letni faktor individualne distribucije	od 0,9 65 do vključno 1,00	0,00	od 0,9 10 do vključno 0,95	0,01	od 0,8 65 do vključno 0,90	0,02	od 0,00 do vključno 0,85	0,03			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Faktor povprečne učinkovitosti</th> <th>Letni faktor individualne distribucije</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>od 0,9600 do vključno 1,0000</td> <td>0,00</td> </tr> <tr> <td>od 0,9100 do vključno 0,9599</td> <td>0,01</td> </tr> <tr> <td>od 0,8600 do vključno 0,9099</td> <td>0,02</td> </tr> <tr> <td>od 0,00 do</td> <td>0,03</td> </tr> </tbody> </table>	Faktor povprečne učinkovitosti	Letni faktor individualne distribucije	od 0,9600 do vključno 1,0000	0,00	od 0,9100 do vključno 0,9599	0,01	od 0,8600 do vključno 0,9099	0,02	od 0,00 do	0,03
Faktor povprečne učinkovitosti	Letni faktor individualne distribucije																							
od 0,9 65 do vključno 1,00	0,00																							
od 0,9 10 do vključno 0,95	0,01																							
od 0,8 65 do vključno 0,90	0,02																							
od 0,00 do vključno 0,85	0,03																							
Faktor povprečne učinkovitosti	Letni faktor individualne distribucije																							
od 0,9600 do vključno 1,0000	0,00																							
od 0,9100 do vključno 0,9599	0,01																							
od 0,8600 do vključno 0,9099	0,02																							
od 0,00 do	0,03																							

				<p>vklučno 0,8599</p>	
		<p>V TEJ TOČKI JE MENIMO TREBA DODATI INDIVIDUALNO UČINKOVITOST ZA SISTEMSKEGA IN DISTRIBUCIJSKEGA OPERATERJA (POVEZAVA S 4. ODSTAVKOM 23. ČLENA).</p>	NE	<p>Glede na to, da je v Sloveniji samo en sistemski operater, zanj primerjalne analize učinkovitosti ni mogoče izvesti. Prav tako ni mogoče izvesti primerjalne analize za SODO d.o.o. zaradi specifične organiziranosti te dejavnosti v Sloveniji.</p>	
Priloga 1, točka 2	<p>Točka 2. priloge 1 se spremeni, tako da se glasi:</p> <p>Za obstoječo elektroenergetsko infrastrukturo in ostala sredstva se upošteva tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo v višini 4,13 odstotka.</p> <p>Za novo elektroenergetsko infrastrukturo se upošteva tehtani povprečni strošek kapitala pred obdavčitvijo v višini 7,14 odstotka.</p> <p>Za novo elektroenergetsko infrastrukturo zgrajeno (aktivirano) v obdobju 1.1.2011 – 31.12.2015 se upošteva tehtani povprečni strošek kapitala pred</p>	<p>Menimo, da ni dopustno, da se donos, ki je veljal v času aktiviranja osnovnega sredstva naknadno spreminja. Ta donos je bil upoštevan kot predpostavka ob odločanju za izvedbo investicij. Upoštevan je bil tudi v Poslovnih načrtih, ki so bili osnova za pridobivanje kreditov. Nižji donos lahko vpiva na neizpolnjevanje zavez do bank.</p>	NE	<p>Sprememba tehtanega povprečnega stroška kapitala pred obdavčitvijo je posledica spremenjenih makroekonomskih parametrov v zadnjih letih, ki se odražajo predvsem v nižjih stroških dolžniškega kapitala.</p>	

	obdavčitvijo v višini 7,8 odstotka.			
Priloga 1, točka 3.	Točka 3. v Prilogi 1 se spremeni, tako da se glasi: Za obrestovanje presežka ali primanjkljaja omrežnine posameznega leta regulativnega obdobja se upošteva letna obrestna mera v višini dveh štirih odstotkov.	Menimo, da ni razloga za prepolovitev obrestne mere za primanjkljaj omrežnine, glede na to, da je 4% manj od (nespremenjenega) upoštevanega povprečnega stroška kapitala (4,13%). To bi v še izraziteje neenak položaj postavilo podjetje z velikim primanjkljajem omrežnine, glede na podjetje, ki je po enakih merilih ni imelo primanjkljaja omrežnine. Manjkajo tudi vrednosti in uteži v celotni točki 3.	NE	Obrestna mera je določena na podlagi ocene gibanja donosnosti državnih evrskih obveznic Republike Slovenije, izdanih v letih 2014-2015.
Priloga 2, točka 1.4	f_{q-NN} indeks izhodiščne ravni neprekinjenosti napajanja predstavlja utežen indeks odstopanja od referenčne vrednosti Evropske unije. Izračunan je iz statistične korelacije med ravni neprekinjenosti napajanja trinajstih najbolj značilnih držav Evropske unije ter deležem kabelskega dela SN-sistema za parametra neprekinjenosti napajanja SAIDI in SAIFI (višja vrednost indeksa pomeni slabšo neprekinjenost napajanja od pričakovane glede na delež pokablenosti SN-sistema). Odstopanje je obteženo v razmerju SAIDI:SAIFI = 2:1. Za oba parametra neprekinjenosti napajanja se upoštevajo le	Trenutno se višja sila prizna glede na dokazno gradivo, ne pa z omenjeno metodo, zato prosimo za dodatno pojasnilo spremembe.	Pojasnilo	Rezultati omenjene metode »2,5-beta Methodology« iz standarda IEEE 1366 so bili delno upoštevani že v študijah, ki jih je izdelal EIMV (2073/1 in 2073/2, 2011), ki sta obravnavali vplivne dejavnike na kakovost oskrbe v RO 2013-2015. Agencija je za prihajajoč RO 2016-2018 ponovno pristopila k posodobitvi okoljskih in omrežnih dejavnikov, pri čemer se metodologija iz omenjenih študij ni spremenila. Izsledki in rezultati omenjenih študij so bili predstavljeni in so objavljeni na spletnih straneh agencije

	<p>prekinitve zaradi lastnih vzrokov, pri čemer se od skupne vrednosti parametrov neprekinjenosti napajanja, kjer so upoštevani vsi vzroki, odštejeta deleža tujih vzrokov in priznane višje sile. Priznana višja sila se izračuna po uveljavljeni in standardizirani statistični metodologiji (IEEE Standard 1366-2003: »2.5-Beta Methodology«), prilagojeni za obravnavo mesečnih vrednosti parametrov neprekinjenosti napajanja.</p>			<p>Indeks fq-NN neposredno nastopa pri dokazovanju posamezne višje sile; v tem delu ostaja metodologija, ki predvideva hrambo dokaznega gradiva, nespremenjena.</p> <p>Statistična analiza »2,5-beta« iz standarda IEEE 1366 temelji na »ex-ante« postopku, pri čemer se upošteva statistični pristop nad historičnimi podatki.</p>																
<p>Priloga 2, točka 1.6</p>	<p>Tabela zajamčenih standardov neprekinjenosti napajanja naj se spremeni:</p> <table border="1" data-bbox="376 885 810 1246"> <thead> <tr> <th>Napetostni nivo</th> <th>Vrsta izvoda RTP/RP na SN omrežju</th> <th>Priključitev odjemalca na SN izvod RTP</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>VN</td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td rowspan="3">SN</td> <td>Podeželski</td> <td rowspan="3">neposredno</td> </tr> <tr> <td>Mešani</td> </tr> <tr> <td>Mestni</td> </tr> <tr> <td rowspan="3">NN</td> <td>Podeželski</td> <td rowspan="3">posredno</td> </tr> <tr> <td>Mešani</td> </tr> <tr> <td>Mestni</td> </tr> </tbody> </table>	Napetostni nivo	Vrsta izvoda RTP/RP na SN omrežju	Priključitev odjemalca na SN izvod RTP	VN			SN	Podeželski	neposredno	Mešani	Mestni	NN	Podeželski	posredno	Mešani	Mestni	<p>Zviševanje zajamčenih standardov za število in trajanje nenačrtovanih dolgotrajnih prekinitiv za vsako regulativno obdobje je menimo prestrogo (zanesljivosti napajanja obstoječe EDI v tem obdobju nikakor ni zvišala za enak gradient), zato predlagamo, da se v tabeli upoštevajo dosedanje meje. Vlaganje v omrežje se ne more kar po treh letih obrestovati.</p> <p>Predlagamo, da se tabela ustrezno spremeni na podlagi celostne analize zatečenega stanja parametrov neprekinjenosti za preteklo obdobje 10-letnega načrta razvoja DO, ki jo je treba še opraviti.</p>	<p>Delno</p>	<p>Analiza podatkov o neprekinjenosti napajanja in praktično nič pritožb ter posledično nobenih zahtev po izplačilu nadomestila kaže na to, da so morda postavljeni minimalni standardi preohlapni. Agencija se je zato odločila, da malenkostno zaostri kriterije minimalnih standardov neprekinjenosti napajanja.</p> <p>Agencija je sprejela odločitev, da zaostri zajamčene standarde neprekinjenosti napajanja samo v delu skupnega trajanja dolgotrajnih</p>
Napetostni nivo	Vrsta izvoda RTP/RP na SN omrežju	Priključitev odjemalca na SN izvod RTP																		
VN																				
SN	Podeželski	neposredno																		
	Mešani																			
	Mestni																			
NN	Podeželski	posredno																		
	Mešani																			
	Mestni																			

				prekinitev zaradi lastnega vzroka, pri čemer ohranja skupno število dolgotrajnih prekinitev iz lastnega vzroka ter število vseh kratkotrajnih prekinitev.
--	--	--	--	---