



KOMPANIA KOSOVARE PËR FURNIZIM ME ENERGJI ELEKTRIKE SH.A.
KOSOVO ELECTRICITY SUPPLY COMPANY J.S.C.
KOSOVSKO PREDUZEĆE ZA SNABDEVANJE ELEKTRIČNOM ENERGIJOM D.O.O.

Nr. 04 Dt. 21.01.2015
KESCO SH.A.
:HQ 1

Ndërtesa e Elektrokosovës	Elektroko:	Build:
Bulevardi Bill Clinton nr.3	Bill Clinton	levan:
Prishtinë 10000	Prishtina	
Republika e Kosovës	Republic	f Kosco.

FURNIZUESI PUBLIK

PROPOZIMI PËR TË HYRAT E LEJUARA MAKSIMALE PËR VITIN 2015 (Procesi i Përshtatjeve të Rregullta)

Janar, 2015

PËRMBAJTJA

Hyrje	3
Shthurja ligjore dhe funksionale	4
Balanca e Energjisë Elektrike	5
Përshtatjet dhe Përditësimet e Kostove	7
Kostot operative OPEX.....	9
Përshtatjet	9
Përshtatja për OPEX.....	9
Përshtatja për Taksën e Licencës	10
Përditësimet.....	10
Kostot e Personelit	11
Rritja e pagave.....	11
Kostot për shërbimet e përbashkëta.....	12
Përditësimi i Taksës për Licencë.....	13
Kostot e zhvlerësimit të lejuar DEPC.....	15
Përshtatjet	15
Përditësimet.....	15
Përshtatja për faturimin e humbjeve	16
Përshtatjet për kostot me shumicë.....	16
Përshtatjet për KREV.....	17
Komponentet tjera të kostove të Furnizuesit Publik	17
Kapitali punues	17
Borgji i keq	18
Margjina e shitjes me pakicë.....	19
Kostot që barten	19
Të hyrat e lejuara maksimale - MAR	20
Shtojca A.....	22
Shtojca B	24
Shtojca C.....	26

Hyrje

Furnizuesi Publik ka përgatitur propozimin për përshtatjen e të Hyrave të Lejuara Maksimale për vitin 2015 në formë elektronike dhe në letër, duke respektuar afatin kohorë të përcaktuar në shtojcën 4 të Rregullës për Vendosjen e Çmimeve të FPEE-së, që paraqet procesin e përshtatjeve të rregullta dhe udhëzimeve të ZRRE-së të dhëna në letrën e datës 27 nëntor 2014 për procesin e përshtatjeve vjetore.

FPEE-ja në këtë propozim ka përfshirë të gjitha dokumentet dhe dëshmitë relevante duke përfshirë vlerat që kanë të bëjnë me të gjitha komponentët e formulave të përshtatjeve të rregullta.

Në këtë aplikacion Furnizuesi Publik ka përfshirë të gjitha kostot e arsyeshme të tij me qëllim të funksionimit të tij normal dhe ofrimit më të mirë të shërbimit për të gjithë konsumatorët. Duke qenë se procesi tarifar është interaktiv ndërmjet ZRRE-së dhe të licencuarave të tjerë, ky aplikacion mund të përshtatet më qëllim të reflektimit të kostove që ndërlidhen me të licencuarit e tjerë.

Shthurja ligjore dhe funksionale

Ka pasur një kërkesë ligjore nga Zyra e Rregullatorit për Energji (ZRRë-së), sipas nenit 46 të Ligjit për Rregullatorin e Energjisë Nr. 03/L-085 dhe Marrëveshjes së Implementimit të nënshkruar ndërmjet aksionarit KEDS, përkatësisht Kosova Calik Limak Energy sh.a. dhe Qeverisë së Kosovës, për të bërë shthurjen dhe ndarjen ligjore të funksioneve të shpërndarjes së KEDS nga ato të furnizimit të paktën para 31 dhjetorit 2014.

Duke pasur parasysh këtë kërkesë, Bordi i Zyrës së Rregullatorit për Energji me 29 prill 2014 ka miratuar një Udhëzues Ligjor për shthurjen e KEDS-it, duke shpjeguar hapat e nevojshëm që duhet të ndërmerren për të përfunduar shthurjen e funksioneve të KEDS Shpërndarjes dhe Furnizimit. Në bazë të këtyre kërkesave Kosova Calik Limak Energy sh.a. ka krijuar një kompani të re të quajtur Kompania Kosovare për Furnizim me Energji Elektrike sh.a (KESCO), se cilës do t'i transferohen funksionet e furnizimit nga KEDS.

KESCO ka pranuar vendimin e ZRRë-së V_670_2014 për transferimin e Licencës së Furnizimit nga KEDS për të kryer funksionin e Furnizuesit Publik dhe ka filluar operimin nga 1 janari i vitit 2015. Si rrjedhojë, KEDS ka transferuar në këtë kompani të gjitha kontratat, pasuritë, punonjësit dhe detyrimet që kane pasur të bëjnë me biznesin e Furnizimit.

Shthurja e KEDS-it në dy kompani, në KEDS dhe KESCO, natyrisht se do të ndikoj në aspektin e kostove që asociohen me këto kompani. Bartja e funksioneve nga një kompani në kompaninë tjetër duhet të asociohet edhe me shtim, përkatësisht zvogëlim të kostove për kompaninë përkatëse. Me qëllim të eliminimit të rrezikut për rritjen e kostove për të dy entitetet ligjërisht të ndara, e që do të rezultonte në dyfishimin e funksioneve dhe respektivisht çmime më të larta për konsumatorët fundor, ZRRë me anë të vendimit V_619_2014 ka udhëzuar që shërbimet e përbashkëta (si: IT, financa, çështjet legjislative, etj) të kryhen nga OSSh, bazuar në një marrëveshje në mes të OSSh dhe Furnizuesit Publik. Ka disa përfitime nga zbatimi i konceptit të shërbimeve të përbashkëta, së pari koncepti mbështet zbatimin e legjislacionit evropian për paketën e dytë dhe të tretë të ndarjes së proceseve, së dyti siguron përfitime mbi centralizimin e proceseve dhe në këtë mënyrë sjell përfitime si p.sh mundësitë për të standardizuar dhe automatizuar proceset, përdorimin e përbashkët të infrastrukturës duke ndarë kështu kostot e tyre. Një përfitim tjetër është ndarja e infrastrukturës së SI dhe IT të cilat janë shumë të kushtueshme nëse zbatohen veçmas secila.

Ndarja e funksioneve ndërmjet kompanive KEDS dhe KESCO është bërë duke respektuar funksionet të cilat ato duhet ti kryejnë sipas kushteve të parapara në licencë. Të gjitha funksionet, si: ç'kyçje/ri-kyçjet, leximi i njehsorëve etj, që në të kaluarën janë kryer nga Furnizuesi Publik do të kalojnë si funksione të OSSh-së (KEDS) të parapara me licencë. Në



këtë kuptim viti 2015 do të jetë viti i parë i organizimit të FPEE-së sipas funksioneve të parapara në licencën e FPEE-së.

Balanca e Energjisë Elektrike

Energjia në dispozicion (gjenerimi i KEK-ut, gjenerimi në nivel të transmisionit, gjenerim në nivel të distribucionit, importet dhe eksportet), humbjet në sistemin e transmisionit, shpërndarjes dhe shitjet tek konsumatorët, të përdorura në këtë aplikim janë të paraqitura në tabelën 1.

2015 Balanca e Energjisë	
Përshkrimi	GWh
Gjenerimi bruto	5760
Ujmani	84
<u>Hyrja ne transmision</u>	<u>5844</u>
Import	508
<u>Ne disponim</u>	<u>6352</u>
Konsumatorët 220/110 kV	724
Mihjet	138
Shpenzimi vet. nga Transmisioni	134
Rrjeti Distributiv	4743
<u>Konsumi neto-max</u>	<u>5739</u>
Humbjet ne bartje	114
<u>Konsumi bruto</u>	<u>5853</u>
Eksporti	515
Teprica-Mungesa	-16
<u>Hyrja ne distribucion</u>	<u>4743</u>
Gjenerimi ne nivel te OSSH	47
Ne disponim	4789
Humbjet teknike dhe komerciale	1256
Veriu	280
<u>Shitjet ne OSSH</u>	<u>3253</u>
<u>Total shitjet për FPEE</u>	<u>3977</u>

Tab 1. Përmbledhja e Balancës së Energjisë Elektrike

Me qëllim të balancimit ndërmjet të konsumit dhe prodhimit sasia e nevojshme e importit të paraparë për vitin 2015 është 508 GWh. Duhet të theksohet se përveç sasisë së paraparë për import të rregullt mund të rezultojë edhe nevoja për import emergjent, sidomos gjatë sezonit dimëror, ndaljeve të shkurtra të paplanifikuara (rënie të njësive gjeneruese), ndaljeve të gjata të paplanifikuara të njësive gjeneruese, remonteve dhe revizioneve të njësive gjeneruese, ndërsa eksportet kryesisht do të bëhen në rast se nominimi për ditën në vijim rezulton të jetë i ekzagjeruar, faktori kryesor i të cilit shpesh është moti.

Gjatë përgatitjes së balancës së energjisë, sasia e nevojshme e eksportit kalkulohej si numër balancues me qëllim të balancimit të prodhimit dhe konsumit në kohë reale. Sasia e eksportit e paraparë për vitin 2015 është 515 GWh, e që është më e lartë krahasuar me atë të vitit 2014, ngase prodhimi i paraparë nga KEK-u për vitin 2015 është më i lartë. Duhet të theksohet se eksportet nuk bëhen për të përfituar nga eksportimi i energjisë me kosto të ulët në vendet e tjera.

Shitjet e paralogaritura për konsumatorët e rregulluar janë 3,977 GWh përfshirë shitjet tek konsumatorët në nivel të shpërndarjes prej 3,253 GWh dhe shitjet në nivel të transmisionit prej 724 GWh.

Shitjet e energjisë elektrike dhe komponentët tjerë të faturimit për vitin 2015 janë alokuar nëpër kategori të konsumatorëve duke përdorur të dhënat bazë të vitit 2014.

Parashikimi për alokimin e shitjeve ndërmjet tarifës së ultë dhe tarifës së lartë për vitin 2015 është bazuar duke përdorur të dhënat e realizuara për vitin 2014. Në tabelën në vijim shihet raporti i konsumit ndërmjet tarifës së lartë dhe tarifës së ultë për kategoritë tarifore me njëjshorë dy tariforë.

Raporti i konsumit ndërmjet tarifës së lartë dhe tarifës së ultë													
Grupi tarifor		Janar	Shkurt	Mars	Prill	Maj	Qershor	Korrik	Gusht	Shtator	Tetor	Nentor	Dhjetor
220 kV	TL	61%	62%	62%	61%	61%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%
	TU	39%	38%	38%	39%	39%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
110 kV	TL	60%	61%	55%	56%	56%	52%	54%	54%	55%	56%	53%	55%
	TU	40%	39%	45%	44%	44%	48%	46%	46%	45%	44%	47%	45%
35 kV	TL	60%	69%	68%	68%	68%	68%	67%	68%	68%	69%	69%	68%
	TU	40%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	32%	32%	31%	31%	32%
10 kV	TL	70%	70%	70%	69%	70%	70%	68%	71%	69%	70%	70%	70%
	TU	30%	30%	30%	31%	30%	30%	32%	29%	31%	30%	30%	30%
0.4 kV me energji reaktive	TL	72%	73%	74%	73%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	73%
	TU	28%	27%	26%	27%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	27%
0.4 kV Komercial	TL	55%	53%	55%	54%	54%	53%	53%	54%	55%	56%	58%	60%
	TU	40%	39%	40%	42%	42%	42%	43%	43%	42%	40%	39%	40%
Sht[piak 2 tarifor	TL	48%	48%	48%	48%	49%	50%	50%	51%	53%	54%	54%	53%
	TU	52%	52%	52%	52%	51%	50%	50%	49%	47%	46%	46%	47%
Total	TL	54%	54%	55%	54%	55%	56%	56%	57%	58%	58%	59%	58%
	TU	46%	46%	45%	46%	45%	44%	44%	43%	42%	42%	41%	42%

Tab 2. Raporti i konsumit ndërmjet TL dhe TU

Siç shihet nga tabela, ka një zhvendosje ndërmjet konsumit nga tarifa e ulët në tarifën e lartë, kjo ndodh për arsye të zëvendësimit të njëjshorëve të thjesht mekanik me ata elektronik, sidomos te kategoria e konsumatorëve shtëpiak. Megjithatë edhe në vitin 2015,

raporti i konsumit ndërmjet tarifës së lartë dhe tarifës së ultë nuk do ta tejkalojë raportin 60% me 40%. Përpos komponentit të energjisë, gjatë faturimit duhet pasur parasysh edhe komponentët tjerë të faturimit si në vijim:

- Numri i konsumatorëve
- Fuqia (kW) për kategori me njehsorë të ngarkesës
- Energjia reaktive (kVArh) për kategoritë përkatëse tarifore

Përcaktuesit e faturimit të realizuar për vitin 2014 dhe ata të parashikuar për vitin 2015 janë të paraqitur në shtojcat A dhe B.

Përshtatjet dhe Përditësimet e Kostove

Për të mbuluar kostot e Furnizuesit Publik duhet të bëhen përshtatjet dhe përditësimet e nevojshme të kostove. Si rezultat i ndryshimit ndërmjet të Hyrave të Lejuara Maksimale të aprovuara dhe atyre aktuale për vitin 2014 janë të nevojshme të bëhen përshtatjet mekanike me qëllim që të merren parasysh kostot që janë jashtë kontrollit të FPEE-së. Kostot e aprovuara për periudhën rregullative për vitin 2015 duhet të përditësohen me qëllim të reflektimit të kostove të cilat nuk ishin parashikuar gjatë procesit të shqyrtimit periodik.

Gjatë shqyrtimit periodik për periudhën e parë rregullative nuk është bërë profilizimi i kostove, prandaj formula për parashikimin e kostove do të përdoret ashtu siç është aprovuar nga ZRrE në vitin e dytë të periudhës rregullative. Metodologjia e tillë është aplikuar edhe nga FPEE në shqyrtimin e fundit si pasojë e nevojës për përfshirje të disa kostove shtesë si rezultat i procesit të privatizimit të kompanisë.

Formula e përgjithshme për parashikimin e kostove për vitin 2015 e cila do të përdoret nga FPEE është:

$$K_{2015} = K_{2014} * (1 + CPI_{t-1}) * (1 - E_t) + K_{2015} \text{ përditësuar}$$

Ku:

K_{2015} - kostot e vitit 2015

K_{2014} - kostot e vitit 2014

CPI_{t-1} – norma e inflacionit për vitin 2014

E_t – faktori i efikasitetit për vitin 2015

K_{2015} përditësuara — kostot e përditësuara për vitin 2015 (kostot shitesë)

Faktori i efikasitetit nuk aplikohet për parashikimin e kostove të zhvlerësimit dhe kostot e kthimit. Formula e mësipërme do të përdoret për përshtatjen dhe përditësimet e kostove, siç janë:

- Kostot Operative
- Kostot e Zhvlerësimit

Kostot tjera të cilat duhet të përshtatet janë:

- Taksat e licencës
- Përshtatjet për kostot me shumicë ($WHPC_{t-1}$)
- Faktori i korigjimit të të hyrave ($KREV_{t-1}$)

Këto kosto do të përshtaten në përputhje me formulat të cilat janë të përcaktuara në Rregullën e Çmimeve të Furnizuesit Publik.

Duhet të theksohet se përveç përditësimeve të rregullta, të cilat do të shpjegohen në secilin seksion ndaras, të dhënat e aprovuara nga ZRrE gjatë shqyrtimit shumëvjeçar (OPEX, DEPC) do të përditësohen edhe për normën e përbërë të inflacionit. Kjo normë përfshinë normat zyrtare të BQK-së për vitet 2012 (2.5%) dhe 2013 (1.8%), respektivisht 4.35%.

Kostot operative OPEX

Kostot operative dhe të mirëmbajtjes për vitin e tretë relevant llogariten si shumë e vlerës së lejuar nga ZRrE-ja për vitin 2014 të shumëzuar me shkallën e inflacionit, plus kostot e parashikuara operative dhe të mirëmbajtjes për vitin e tretë relevant (2015).

FPEE për kalkulimin e kostove operative dhe të mirëmbajtjes do të përdorë formulën e aprovuar nga ZRrE në SHTE8, përkatësisht në vitin e dytë të periudhës rregullative, e cila është si në vijim:

$$OPMC = OPMC_{t-1} * (CPI_{t-1}) * (1 - E_t) + OPMC_t$$

Duhet pasur parasysh se tani të dhënat për vitin t paraqesin parashikimet për vitin 2015, ndërsa të dhënat për vitin t-1 paraqesin të dhënat për vitin 2014.

Përshtatjet

Përshtatjet për OPEX kalkuloohen në bazë të pjesës së parë të formulës së mësipërme, respektivisht sipas shprehjes:

$$OPMC = OPMC_{t-1} * (CPI_{t-1})$$

Për të bërë kalkulimin e përshtatjeve, norma e inflacionit të cilën do ta përdorë FPEE është norma zyrtare e publikuar në raportin e vitit 2013 të Bankës Qendrore të Republikës së Kosovës. Sipas këtij raporti norma e inflacionit e shënuar në Republikën e Kosovës për vitin 2013 është 1.8%¹. Kjo është vlerësuar si norma e përshtatshme nga FPEE për qëllim të kalkulimit të përshtatjeve për kostot e përkatëse.

Përshtatja për OPEX

Ne shqyrtimin e fundit tarifor SHTE8, ZRrE-ja kishte aprovuar nivelin e lejuar të shpenzimeve operative dhe të mirëmbajtjes për vitin 2014 në vlerën prej 13.9 mln€. Me aplikimin e normës së inflacionit prej 1.8%, OPEX i përshtatur për vitin 2014 është 14.2 mln€.

Përshtatja për kostot e operative	Vlera (€000s)
OPEX-i lejuar	13,939
Norma e inflacionit	1.8%
OPEX-i i përshtatur	14,190
Dallimi	250.90

Tab 3. Përshtatjet e OPEX-it për vitin 2014

¹ BQK, Raporti vjetor 2013, fq 33

Megjenëse me procesin e shthurjes kemi ndryshime në kostot e personelit, respektivisht ka ndodhur bartja e punëtorëve nga FPEE në OSSh, atëherë duhet të barten edhe kostot që asociohen me bartjen e personelit, përfshirë edhe përshtatjen për inflacion.

Në tabelën e mëposhtme janë paraqitur kostot për përshtatjen e inflacionet që duhet të transferohen ndërmjet KEDS dhe KESCO.

	2014 Aprovuar (mln€)	2014 Me inflacion (mln€)	Diferenca (mln€)	Riallokimi (%)	Kostot e rialokuara (mln€)
OSSH	18.63	18.97	0.34	80%	0.47
FPEE	13.94	14.19	0.25	20%	0.12
Total	32.57	33.16	0.59	100%	0.59

Tab 4. Alokimi i përshtatjeve për CPI për vitin 2014

Siç shihet nga tabela vlera e përshtatur për inflacion për vitin 2014 e cila duhet të bartet në OPEX-in final për vitin 2015 do të jetë 117 mijë Euro.

Përshtatja për Taksën e Licencës

Në shqyrtimin e fundit tarifor SHTE8, ZRrE-ja kishte aprovuar kostot e taksës për licencë në vlerë prej 99 mijë euro. Këto kosto në kohën e aprovimit janë kalkuluar si prodhim ndërmjet çmimit për licencë ndaj sasisë së paraparë për import. Për shkak se sasia e importit të realizuar për vitin 2014 është më e madhe se vlera e lejuar, rezulton në nevojën për përshtatjen e këtyre kostove. Sasia e realizuar e importit në vitin 2014 është 867,563 MWh, duke aplikuar çmimin prej 0.22€/MWh të taksës për licencë ndaj kësaj sasive të importit, rezulton se kostoja e përshtatur për taksën e licencës është 191 mijë euro. Dallimi ndërmjet taksës së aprovuar dhe taksës së përshtatur është 92 mijë euro, vlerë kjo e cila duhet t'i kompensohet FPEE-së.

Nga ajo që u tha më lartë, kostot për përshtatjet e OPEX-it për vitin 2014, të cilat duhet të barten në OPEX-in final për vitin 2015 janë 209 mijë Euro.

Përditësimet

Në shqyrtimin e fundit tarifor, ZRrE-ja kishte aprovuar nivelin e lejuar të shpenzimeve operative dhe të mirëmbajtjes për vitin 2015 në vlerën prej 12.5 mln€. Kjo ishte përcaktuar të jetë shuma e nevojshme për t'ju ofruar konsumatorëve një nivel të arsyeshëm të shërbimit bazuar vetëm në faktet që njiheshin në kohën e aplikimit të të Hyrave të Lejuara Maksimale nga mbajtësi paraprak i licencës së FPEE-së. Sidoqoftë, për shkak të kostove shtesë që kanë rrjedhur më pastaj (siç janë kostot nga privatizimi dhe tani edhe shthurja),

përshtatjet e nevojshme të OPEX-it për vitin 2015 janë përditësuar dhe janë përshkruar si më poshtë:

Kostot e Personelit

Numri i punëtorëve në FPEE do të jetë i ndryshëm nga niveli i aprovuar nga ZRrE-ja për vitin 2015, kjo për faktin se në vitin 2015 FPEE do të operojë pavarur nga OSSh dhe një pjesë e punëtorëve që kanë qenë pjesë e FPEE-së do të kalojnë tek OSSh, ashtu siç parashihet në Udhëzimin për shthurje ligjore të aprovuar nga ZRrE për ndarjen e funksioneve ndërmjet OSSh-së dhe FPEE-së. Numri i punëtorëve të FPEE-së do të jetë 240 punëtorë dhe se së bashku me bartjen e tyre në OSSh do të barten edhe kostot përcjellëse për punëtor, andaj FPEE pritet të ketë një nivel më të ultë të kostove operative nga ajo e aprovuar nga ZRrE-ja gjatë shqyrtimit periodik shumëvjeçar. Ky zvogëlim i kostove që ka të bëjë me transferimin punonjëseve është ekuivalent me vlerën e kostove të bartur tek OSSh-ja në mënyrë që të sigurohemi që mos ketë dyfishim të këtyre kostove. Vlera e këtyre kostove që barten nga FPEE tek OSSh është 7.6 mln€, të cilat do të zbriten nga OPEX i lejuar nga ZRrE për FPEE-në për vitin 2015.

Megjithatë, duke u bazuar në procesin e privatizimit, kur KEDS është ndarë nga KEK, FPEE do të llogarit edhe disa kostot shtesë, të cilat do të rrjedhin si rezultat i shthurjes dhe janë të justifikueshme. Vlera e këtyre kostove parashihet të jetë 250 mijë euro, të cilat përfshijnë kostot shtesë për menaxhmentin e ri të FPEE-së.

Kostot shtesë të personelit të cilat nuk janë paraparë gjatë shqyrtimit periodik shumëvjeçar por që janë marrë në konsideratë gjatë shqyrtimit të fundit tarifor janë kostot e kujdesit shëndetësor, e cila ka rrjedh si nevojë ligjore pas privatizimit të kompanisë në vitin 2013. Kostoja e sigurimit shëndetësor për punëtor gjatë vitit 2015 do të jetë 13.92€, ashtu siç ka qenë edhe në vitin paraprak, dhe si rezultat kostot shtesë për sigurim shëndetësor të cilat do t'i shtohen OPEX-it të FPEE-së për vitin 2015 janë 40 mijë euro.

Rritja e pagave

ZRrE, në vlerësimin e saj gjatë shqyrtimit periodik ka vendosur që kostot e personelit të mbesin në nivelin e njëjtë, përkundër rritjes së shitjeve dhe rritjes së numrit të konsumatorëve. Gjatë vitit 2014 ka pasur kërkesa të vazhdueshme nga sindikata e punëtorëve për rritje të pagave, të cilat kërkesa shpeshherë janë shoqëruar edhe me protesta të punëtorëve. Kërkesa për rritje të pagave është paraqitur pasi që sektori Publik si KEK dhe KOSTT, kanë rritur pagat e tyre pas kërkesës së qeverisë për rritjen e pagave në sektorin publik. Duke qenë nën presionin e vazhdueshëm të punëtorëve për rritje të pagave, në këtë aplikim ne i propozojmë ZRrE-së të merr parasysh një nivel të arsyeshëm të rritjes prej 5% të pagave e cila rritje do të ofrojë motivim për ta.

Rritja e pagave prej 5% përfshin të gjithë personelin, i cili i takon FPEE-së pas shturjes. Vlera e këtyre kostove është 85 mijë euro.

Kostot për shërbimet e përbashkëta

Në udhëzimin e ZRrE-së, për shturje ligjore, neni 6, ZRrE ka udhëzuar që shërbimet e përbashkëta të mbesin tek OSSH-ja, me qëllim të eliminimit të kostove të dyfishta:

“Shërbimet e përbashkëta do të kryhen nga OSSH ose kompania e cila e ka në pronësi OSSH, bazuar në marrëveshje për shërbimet e përbashkëta në mes të OSSH-së dhe FPEE-së”.

Meqë nuk ekziston ndonjë metodologji për matjen e kostove për ofrimin e këtyre shërbimeve, vlerësimi i kostove për shërbimet e përbashkëta nga KESCO është bërë në bashkëpunim me KEDS-in, bazuar në alokimin e kapaciteteve njerëzore dhe shpenzimeve tjera përcjellëse që nevojiten për ofrimin e këtyre shërbimeve nga KEDS. Në tabelën në vijim është paraqitur alokimi për ofrimin e shërbimeve të përbashkëta ndërmjet KEDS-it dhe KESCO-s, bazuar në përvojat e viteve të kaluara.

Departamenti	OSSH	FPEE
IT	50%	50%
Zyra ligjore	40%	60%
Financat	50%	50%
Marketingu	30%	70%
Administrata	65%	35%
Burimet njerëzore	90%	10%
Prokurimi	90%	10%

Tab 5. Faktorët e alokimit të kostove për shërbimet e përbashkëta

Në bazë të këtyre faktorëve të alokimit rezulton që kostot për shërbimet e përbashkëta për FPEE-në të jenë 2.9 mln€, të cilat përfshijnë kostot e lejuara nga ZRrE për FPEE dhe OSSH-në² gjatë shqyrtimit shumëvjeçar të tarifave, dhe kostove shtesë të njohura gjatë procesit të privatizimit (alokimi i HQ-së KEK/KEDS), të cilat janë aprovuar nga ZRrE-ja gjatë shqyrtimit të fundit tarifar, ashtu siç janë paraqitur në tabelën nr. 6.

² “NYT KEK-technical assessment final v.1 (7)”.



Kostot për Shërbimet e përbashkëta (HQ)	(€)
OSSH aprovimi nga MYT	1,721,000
OSSH alokimi për HQ KEK/KEDS	1,280,415
FPEE aprovimi nga MYT	1,768,000
OFPEE alokimi për HQ KEK/KEDS	1,134,757
Total HQ për FPEE dhe OSSH	5,904,172
Net kostot e HQ-së për OSSH	-3,001,415
Kostot e FPEE-së për pagesën për shërbimet përbashkëta	2,902,757

Tab 6. Kostot për Shërbimet e përbashkëta

Kostot për shërbimet e përbashkëta për FPEE-në duhet të trajtohen si të hyra për OSSH-në.

Përditësimi i Taksës për Licencë

Neni 9 paragrafi 3 i Rregullës për Taksat përcakton se: "Taksa vjetore e licencimit, do të imponohet vetëm ndaj prodhuesve të energjisë ose importuesve dhe do të përllogaritet si duhet mbi bazat e futjes së energjisë neto në rrjet".

Duke u bazuar në dispozitën e cekur më lartë dhe tregun aktual të energjisë elektrike në Kosovë, importues i vetëm i energjisë elektrike në Kosovë është Furnizuesi Publik, i cili përveç aktiviteteve tjera është përgjegjës edhe për importin e energjisë elektrike, andaj taksa vjetore e licencimit ngarkohet tek Furnizuesi Publik.

Përditësimi i taksës për licencën e Furnizuesit Publik për vitin 2015 është 111.7 mijë euro , e cila është llogaritur si në vijim:

Taksa e përshtatur për licencë = 507,960 MWh * 0.22 €/MWh = 111.7 mijë Euro;

Ku 507,960 MWh është sasia e paraparë e importit për vitin 2015 dhe 0.22 €/MW është çmimi për taksën e licencës.

Sipas sqarimeve të dhëna më sipër, OPEX-i i parashikuar për vitin 2015 është paraqitur në tabelën nr 7.



Linja	Aprovuar 2015 (€)	Përditësuar 2015 (€)
OPEX-i i aprovuar për FPÉE-në	12,459,726	12,459,726
Inflacioni i përbërë 2012 -2013		4.35%
Kostoja e inflacionit		541,375
Pjesa e HQ-së e përfshirë në shërbimet e përbashkëta		-1,768,000
OPEX-i fillestar		11,233,101
Sigurimi shëndetësor		40,090
Taksa për licencë		111,751
OPEX-i i FPÉE-së pa kostot e HQ-së		11,384,942
Transferimi i punëtorëve për OSSh-në		-7,563,712
Shërbimet e përbashkëta (HQ)		2,902,757
Taksimi ndërmjet kompanive		250,000
Kostoja për rritjen e pagave 5%		85,311
Kostot shitesë për shthurje		250,000
Total OPEX-i (OPMC_t)		7,309,298

Tab 7. Përditësimi i OPEX-it për vitin 2015

$$OPMC = OPMC_{t-1} * (CPI_{t-1}) * (1 - E_t) + OPMC_t$$

$$OPMC = 0.12 + 7.30 = 7.31 \text{ mln€}$$

Dallimi ndërmjet OPEX-it të aprovuar nga ZRrE-ja dhe kërkesës së FPÉE-së për vitin 2015, është kryesisht si rrjedhojë e procesit të shthurjes ligjore dhe funksionale të kompanisë.

Kostot e zhvlerësimit të lejuar DEPC

Kostot e zhvlerësimit të lejuar për vitin tretë relevant llogariten si shumë e vlerës së lejuar nga ana e ZRrE-së për vitin 2014 të shumëzuar me shkallën e inflacionit, plus kostot e parashikuara të zhvlerësimit të lejuar për Vitin e tretë Relevant, respektivisht vitin 2015. Pasi që kostot e zhvlerësimit të lejuar nuk janë profilizuar, ZRrE në vitin e dytë të procesit të përshtatjeve të rregullta ka korrigjuar këtë formulë, andaj edhe FPEE do të përdorë të njëjtën formulë me qëllim të kalkulimit të zhvlerësimit të lejuar, e që është:

$$DEPC = DEPC_{t-1} * (CPI_{t-1}) + DEPC_t$$

Përshtatjet

ZRrE në vitin 2014 ka aprovuar kostot e zhvlerësimit të lejuar në vlerë prej 198 mijë euro. Me aplikimin e normës së inflacionit prej 1.8%, zhvlerësimi i lejuar i përshtatur për vitin 2014 është 201 mijë euro. Gjatë kalkulimit të kostove përfundimtare të zhvlerësimit të lejuar për vitin 2015, vlera e kostove të përshtatura për vitin 2014 është si diferencë ndërmjet vlerës së lejuar dhe vlerës së përshtatur për vitin 2014, ose si 1.8% e vlerës së lejuar për vitin 2014, e që është 3,555 euro.

Përshtatja për kostot e zhvlerësimit	Vlera (€000s)
Zhvlerësimi i lejuar	197.5
Norma e inflacionit	1.8%
Zhvlerësimi i përshtatur	201.1
Dallimi	3.6

Tab 8. Përshtatjet për DEPC për vitin 2014

Përditësimet

Vlera e kostos së zhvlerësimit të përditësuar për vitin 2015 përfshinë vlerën e kostos së përshtatur për vitin 2014, kostot e përshtatura për inflacionin e përbërë (2012-2013).

Zhvlerësimi 2015	Vlera (€000s)
DEPC (mln€)	276.5
Inflacioni i përbërë 2012 -2013	4.35%
Total DEPC 2015 (mln€)	288.5

Tab 9. Përditësimi për kostot e zhvlerësimit 2015



Kostot e totale të zhvlerësimit të lejuar pasi që janë marrë parasysh kostot e përshtatjeve të zhvlerësimit të lejuar për vitin 2014 dhe kostot e përditësuara për vitin 2015, do të jenë 292 mijë euro siç shihet edhe në kalkulimet e mëposhtme:

$$DEPC = DEPC_{t-1} * (CPI_{t-1}) + DEPC_t$$

$$DEPC = 0.004 + 0.288 = 0.292 \text{ mln€}$$

Përshtatja për faturimin e humbjeve

Si rezultat i ndryshimit të kostove me shumicë për shkak të shqyrtimit të jashtëzakonshëm, ka ndryshuar edhe çmimi me shumicë nga 27.3€/MWh në 29.5€/MWh³. Nëse në vend të çmimit prej 27.3€/MWh do të aplikohet çmimi prej 29.5€/MWh për kalkulimin e kostove të humbjeve për periudhën nga 1 shtator deri më 31 dhjetor, vlera e kostove të humbjeve për të cilën duhet kompensuar FPEE do të jetë 1.30 mln€.

Linja	Dallimi Çmimit €/MWh	Humbjet (MWh) Shtator-Dhjetor	Kostot mln€
KOSTT (Shtator - Dhjetor)	29.5-27.3=2.2	37,889	0.08
OSSH (Shtator - Dhjetor)	29.5-27.3=2.2	483,043	1.06
Norma e Interesit			13.14%
Total		520,932	1.30

Tab 10. Përshtatjet për kostot e humbjeve

Përshtatjet për kostot me shumicë

Në mënyrë që të kemi qasje të drejtë gjatë kalkulimit të kostove me shumicë si dhe pastaj për kalkulimin e faktorit korrigjues të të hyrave, vlera meritore e kostove me shumicë është përdorur ashtu siç është aprovuar nga ZRrE në shqyrtimin e jashtëzakonshëm. Mënyra e kalkulimit për përshtatjet e kostove me shumicë është e shtjelluar në pjesën e parë të aplikacionit të dorëzuar në ZRrE më 9 dhjetor 2014. Vlera e kostove me shumicë e cila duhet përshtatur për vitin 2014 pas përfundimit të vitit kalendarik 2014 është 8.4 mln€. Kjo vlerë duhet të zbritet gjatë kalkulimit të MAR-it përfundimtar të FPEE-së.

³ Shqyrtimi i jashtëzakonshëm i tanifave të energjisë elektrike në kuadër të SHITE6-Përgjigjet ndaj komentëve



Përshtatjet për KREV

Faktori i përshtatjes së të hyrave (KREVT), pas shqyrtimit të jashtëzakonshëm do të llogaritet duke përdorur formulën në vijim:

$$KREV_t = (MAR_{t-1} - ARR_{t-1}) * (1 + I_t)$$

Ku janë:

ARR_{t-1} Të hyrat aktuale të rregulluara gjatë vitit relevant t-1

MAR_{t-1} Të hyrat e lejuara maksimale siç përcaktohen në vitin relevant t-1

Norma e interesit për Vitin Relevant t, paraqet vlerën e përcaktuar nga Rregullatori gjatë Azhurnimeve Vjetore siç përdoret për të gjitha përshtatjet.

Faktori i përshtatjes së të hyrave (KREV) duhet të pasqyrohet si në vijim:

ARR_{t-1} = 219 mln€ (siç është dokumentuar në shtojcën A)

MAR_{t-1} = 252.3 mln€ (pas vendimit për shqyrtimin të jashtëzakonshëm)

I_t = 13.14% (siç është përdorur nga ZRrE-ja në SHTE8)

Duke shfrytëzuar kalkulimet e mësipërme përshtatja do të jetë:

$$KREV_t = (252.3 - 219) * (1 + 13.14\%) = 37.5 \text{ mln€}$$

Komponentët tjerë të kostove të Furnizuesit Publik

Vlera e kostove të komponentëve tjerë të cilat do të paraqiten në këtë pjesë kalkulohen bazuar në formulat e specifikuar në Rregullën e Çmimeve të FPEE-së. Këto vlera janë vlera hyrëse dhe ato caktohen në fillim të periudhës rregullative, prandaj të njëjtat vlera të vendosura për këtë periudhë rregullative do të përdoren në këtë aplikim.

Kapitali punues

Përveç kostove me pakicë, Rregulla e Çmimeve lejon që FPEE-ja të përfshijë një lejim të kapitalit punues në tarifat me pakicë. Baza për lejimin e kapitalit punues përfshinë:

- a) Kostot e shitjes me pakicë
- b) Kostot e energjisë me shumicë
- c) Ngarkesat e transmisionit që i paguhen OST-së



- d) Ngarkesat e shfrytëzimit të sistemit të shpërndarjes që i paguhen OSSh-së
- e) Taksën e licencës së ZRrE-së

Kostoja e kapitalit punues bazuar në Rregullën e Çmimeve llogaritet sipas shprehjes si në vijim:

$$WCLC = (1 / 12) * I_t * (RETR_t + WHPC_t + PSTC_t - NTR_t)$$

Vlera e kostove të kapitalit punues për vitin 2015 është 2.7 mln€, siç është paraqitur në tabelën në vijim:

Kostot e kapitalit punues		(mln€)
RETR _t	OPMC _t	7.31
	DEPC _t	0.29
WHPC _t	KEK Gjenerimi (Fikse dhe variable)	150.14
	Ujmani	2.31
	Import	33.02
	Eksporti	-14.43
	Subvencionet	0.00
	Margjina e shitjeve me pakicë	3.78
	Përshtatjet për kostot me shumicë 2014	(8.38)
	Total (€)	166.45
PSTC _t	Kostot e OST-së	12.89
	Kostot e OSSh-së	56.09
I _t		13.14%
WCLC		2.66

Tab 11. Kostot e kapitalit punues për vitin 2015

Borgji i keq

Sipas Rregullës së Çmimeve për FPEE-në, borxhi i keq është niveli i përafërt dhe i arsyeshëm i borxheve të këqija që mund t'i ketë FPEE-ja gjatë një viti relevant.

Për përcaktimin e kostove të borxhit të keq së pari duhet të llogaritet MAR-i fillestar i cili nuk përfshin borxhin e keq. Pas aplikimit të borxhit të keq prej 5%, ashtu siç është përcaktuar në bazë të vendimit V_399_2012, caktohet MAR-i përfundimtar i FPEE-së për vitin relevant t. Ndryshimi ndërmjet MAR-it përfundimtar (i cili përfshin 5% e borxhit të keq) dhe MAR-it fillestar paraqet kostot e lejuara të borxhit të keq për vitin relevant.

Margjina e shitjes me pakicë

Margjina e shitjes me pakicë do të jetë një përqindje fikse që aplikohet në kostot e lejuara të energjisë me shumicë dhe kostot e lejuara të kapacitetit me shumicë. Ajo duhet të caktohet në atë nivel që:

- a) T'i sigurojë FPEE-së përfitim të arsyeshëm që ta kompensojë për rreziqet që ndërmerret gjatë ofrimit të shërbimit standard për konsumatorët e rregulluar, dhe
- b) T'i sigurojë FPEE-së kthim të arsyeshëm nga asetet fikse neto të saj të përdorura gjatë ofrimit të shërbimit standard për konsumatorët e rregulluar. Kjo duhet të llogaritet duke iu referuar koston së kapitalit të të licencuarve të tjerë në Kosovë.

Me qëllim të mos përfitimit nga kostoja e energjisë së humbur në OST dhe OSSh, FPEE-ja nuk i ka përfshirë këto kosto gjatë përcaktimit të margjinës së shitjeve me pakicë.

Kostot që barten

Rregulla e Çmimeve për FPEE-në specifikon tri kosto që barten:

- Ngarkesat e Transmisionit,
- Ngarkesat e Shfrytëzimit të Sistemit të Shpërndarjes
- Taksën e Licencës

Sipas vendimit të ZRrE-së, kostot e FPEE-së, që parashihen për KOSTT për vitin 2015 janë 16,5mln€, ndërsa kostoja e humbjeve për të cilën FPEE-ja duhet kompensuar nga KOSTT është kalkuluar në bazë të sasisë së humbjeve në transmision që parashihen në bazë të balancës së energjisë për vitin 2015 dhe çmimit mesatar me shumicë. FPEE supozon se ZRrE-ja do të duhet të rregullojë ngarkesat për vitin 2015 të vlerësuara më sipër në bazë të vendimit që do të merr për ngarkesat e KOSTT-it.

Vlerat e parashikuara të kostove të OSSh-së për vitin 2015 që do të barten tek FPEE është 97.6 mln€. Çdo ndryshim i mundshëm nga ana e ZRrE-së për OSSh-në do të duhet të relektohet në parashikimin e MAR-it final të FPEE-së.

Taksa e Licencës që u përket konsumatorëve të rregulluar është 0.112 mln€, përderisa mënyra e kalkulimit të taksës së licencës siç është sqaruar në kalkulimet e mësipërme.

Të hyrat e lejuara maksimale - MAR

Totali i të Hyrave të Lejuara Maksimale (MAR) për vitin 2015 që do të mbulohen nga tarifat e rregulluara me pakicë do përfshijnë kostot e të gjithë të licencuarve në këtë sektor, si në vijim:

- a) Gjeneratori Publik
- b) Kostoja e Energjisë Elektrike me Shumicë - e dokumentuar në Përditësimin e Çmimit me Shumicë të Energjisë Elektrike për vitin 2015
- c) Kostot e Transmisionit, të cilat duhet të adresohen nga KOSTT-i, por që në këtë dokument janë paraqitur si kosto të vlerësuara, bazuar në vlerat e aprovuara nga ZRrE-ja gjatë shqyrtimit periodik shumëvjeçar
- d) Shfrytëzimi i Sistemit të Shpërndarjes – të cilat duhet të adresohen nga KEDS, por që në këtë dokument janë përdorur nga aplikimi i tij i titulluar ‘Propozimi për të Hyrat e Lejuara Maksimale për vitin 2015’, dhe
- e) Kostot e Furnizuesit –që janë dokumentuar në seksionin e mësipërm të këtij aplikimi

Në tabelën e mëposhtme është paraqitur përmbledhja e kërkesës së të Hyrave të Lejuara Maksimale për FPEE-në për vitin 2015, pas njohjes së të gjitha elementeve të kostove sipas përbërësve në shtojcën 1 të Rregullës së Çmimeve të FPEE-së

$$MAR_t = (RETR_t + WCLC_t + WHPC_t + PSTC_t - NTFR_t + KREV_t) / (1 - BDTA_t)$$

Kërkesa për të Hyrat e Lejuara Maksimale 2013

Linja	Përshkrimi	mln€
RETRt	OPM _{Ct}	7.31
	DEPC _t	0.29
WCLCt	Kapitali punues	2.66
WHPct	KEK Gjenerimi (Fiks dhe variabile)	152.78
	Ujmani	2.31
	Import	33.02
	Eksporti	-14.43
	Subvencionet	0.0
	Margjina e shitjes me pakicë RETMt	3.86
	Përshtatjet për kostot me shumicë për vitin 2014	-8.38
	Total (€)	169.16
PSTCt	Kostot e OST-së	16.33
	Kostot e OSSh-së	97.63
	Humbjet në OST	-3.43
	Humbjet në OSSh	-41.54
OTHER	Gjeneratorët e tjerë në nivel të OSSh	2.04
KREvt	MAR _{t-1}	252.39
	ARR _{t-1}	219.13
	It	13.14%
ADJ _{t-1}	Përshtatjet për Inflacion	0.12
	Përshtatja për Taksën e Licencës	0.09
	Përshtatja për Koston e Humbjeve	1.30
BDTA	Borxhi i keq përqindje	5.00%
MAR Përfundimtar		305

Tab 12 Kërkesa për MAR-in e vitit 2015

Përcaktuesit e Faturimit të vitit 2015 janë bazuar në shitjet që përfshihen në Bilancin Energjetik dhe janë paraqitur në shtojcën B. Kur tarifat aktuale me pakicë, që janë në fuqi nga shtatori i viti 2014, aplikohen në përcaktuesit e faturimit, rezulton se të ardhurat e faturuara do të jenë 253mln€. Në mënyrë që të mbulohen MAR-i i kërkuar nga FPEE-ja për vitin 2015 prej 305 mlr€, kërkohet një rritje e MAR-it prej 52 mln€.

Duhet të theksohet, se ndryshimet thelbësore që sjellin dallime ndërmjet MAR-it të vitit 2014 dhe MAR-it të vitit 2015, të cilat janë jashtë kontrollit të FPEE-së, janë si në vijim:

- Hyrja në fuqi me vonesë e tarifave me pakicë (Korrik 2014)
- Shpërthimi i termocentralit Kosova A, e cila ka ndikuar në rritjen e vëllimit të importit, zvogëlimin e eksportit dhe mos-aplikimin e plotë të këtij ndikimi.
- Konsum më i ultë në vitin 2014 krahasuar me konsumin e aprovuar nga ZRrE-ja.

5 Domestic 2-rate mtr.	Customer Bill	€	2,321,803	789,168	1,609,899	€ 2.27	€ 2.37	€ 2.50	€ 5,270,493	€ 1,870,304	€ 4,024,748	€ 11,165,545
	< 200 kWh											
	Summer											
	Peak	€/kWh	96,417,348	69,725,369	37,266,629	€ 0.0363	€ 0.0380	€ 0.0399	€ 3,499,950	€ 2,649,564	€ 1,486,938	€ 7,636,452
	Off-Peak	€/kWh	90,328,286	62,823,467	31,000,705	€ 0.0181	€ 0.0189	€ 0.0199	€ 1,634,942	€ 1,187,364	€ 616,914	€ 3,439,220
	Winter											
	Peak	€/kWh	91,566,438	0	108,544,156	€ 0.0505	€ 0.0528	€ 0.0555	€ 4,624,105	€ 0	€ 6,024,201	€ 10,648,306
	Off-Peak	€/kWh	88,174,301	0	85,893,611	€ 0.0254	€ 0.0266	€ 0.0279	€ 2,239,627	€ 0	€ 2,396,432	€ 4,636,059
	200-600 kWh											
	Summer											
	Peak	€/kWh	100,045,491	69,166,249	33,922,387	€ 0.0501	€ 0.0524	€ 0.0551	€ 5,012,279	€ 3,624,311	€ 1,869,124	€ 10,505,714
	Off-Peak	€/kWh	108,366,646	71,213,655	31,972,542	€ 0.0251	€ 0.0262	€ 0.0276	€ 2,720,003	€ 1,865,798	€ 882,442	€ 5,468,243
	Winter											
	Peak	€/kWh	107,786,595	0	123,216,581	€ 0.0700	€ 0.0732	€ 0.0770	€ 7,545,062	€ 0	€ 9,487,677	€ 17,032,738
	Off-Peak	€/kWh	119,436,965	0	108,660,175	€ 0.0351	€ 0.0367	€ 0.0386	€ 4,192,237	€ 0	€ 4,194,283	€ 8,386,520
	> 600 kWh											
	Summer											
	Peak	€/kWh	27,870,141	16,820,717	6,642,098	€ 0.0727	€ 0.0760	€ 0.0800	€ 2,026,159	€ 1,278,371	€ 531,368	€ 3,835,902
	Off-Peak	€/kWh	34,303,661	19,869,995	7,272,215	€ 0.0365	€ 0.0382	€ 0.0401	€ 1,252,084	€ 759,034	€ 291,616	€ 2,302,733
	Winter											
	Peak	€/kWh	52,780,503	0	45,292,493	€ 0.1016	€ 0.1062	€ 0.1117	€ 5,362,499	€ 0	€ 5,059,171	€ 10,421,671
	Off-Peak	€/kWh	65,841,451	0	45,650,872	€ 0.0507	€ 0.0530	€ 0.0558	€ 3,338,162	€ 0	€ 2,547,319	€ 5,885,480
Total Tariff Category Revenues									€ 48,717,601	€ 13,234,760	€ 39,412,231	€ 101,364,582
6 Domestic 1 rate mtr.	Customer Bill	€	99,372	28,895	46,653	€ 2.27	€ 2.37	€ 2.50	€ 225,574	€ 68,481	€ 116,633	€ 410,688
	< 200 kWh											
	Summer	€/kWh	6,077,946	3,925,337	1,778,446	€ 0.0322	€ 0.0337	€ 0.0354	€ 195,710	€ 132,284	€ 62,957	€ 390,951
	Winter	€/kWh	6,255,918	0	4,132,263	€ 0.0451	€ 0.0472	€ 0.0496	€ 282,142	€ 0	€ 204,960	€ 487,102
	200-600 kWh											
	Summer	€/kWh	4,036,825	2,632,087	1,025,940	€ 0.0446	€ 0.0466	€ 0.0491	€ 180,042	€ 122,655	€ 50,374	€ 353,071
	Winter	€/kWh	4,615,021	0	2,921,070	€ 0.0624	€ 0.0653	€ 0.0686	€ 287,977	€ 0	€ 200,385	€ 488,363
	> 600 kWh											
	Summer	€/kWh	768,321	356,996	123,325	€ 0.0649	€ 0.0679	€ 0.0714	€ 49,864	€ 24,240	€ 8,805	€ 82,909
	Winter	€/kWh	1,278,630	0	519,977	€ 0.0905	€ 0.0946	€ 0.0995	€ 115,716	€ 0	€ 51,738	€ 167,454
Total Tariff Category Revenues									€ 1,337,026	€ 347,660	€ 695,862	€ 2,380,538
7 Domestic Un-metered	Customer Bill	€	1,317	234	467	€ 23.41	€ 24.48	€ 25.75	€ 30,831	€ 5,728	€ 12,025	€ 48,585
	< 400 kWh											
	Summer	€/kWh	141,768	92,664	46,332							
	Winter	€/kWh	360,556	0	136,204							
	400-800 kWh											
	Summer	€/kWh	86,864	57,672	28,480							
	Winter	€/kWh	379,496	0	65,440							
	Customer Bill	€	654	81	160	€ 42.37	€ 44.31	€ 46.60	€ 27,710	€ 3,589	€ 7,456	€ 38,755
	> 800 kWh											
	Summer	€/kWh	8,449	4,828	2,414							
	Winter	€/kWh	54,315	0	7,242							
	Total Tariff Category Revenues									€ 62,254	€ 9,616	€ 20,109
8 Public Ltg	Customer Bills	€	7,190	2,541	5,229	€ 3.18	€ 3.33	€ 3.50	€ 22,864	€ 8,462	€ 18,302	€ 49,627
	Summer	€/kWh	4,611,912	1,297,751	3,346,380	€ 0.0917	€ 0.0959	€ 0.1009	€ 422,912	€ 124,454	€ 337,650	€ 885,016
	Winter	€/kWh	4,611,912	1,297,751	3,346,380	€ 0.0917	€ 0.0959	€ 0.1009	€ 422,912	€ 124,454	€ 337,650	€ 885,016
	Total Tariff Category Revenues									€ 868,689	€ 267,370	€ 693,601
Total Annual Revenues for all Tariff Categories Above									€ 101,654,144	€ 30,268,801	€ 87,202,874	€ 219,126,819

Shtojca B- Përcaktuesit e Faturimit për Vitin 2015

Tariff Group	Billing Determinants		Billing Determinants for the Year 2015	Existing tariffs	Revenues 2015
	Description of Measured Unit	Monthly Billing Unit			With Current Tariff
220kV HV Industrial	Customer Bills	€	12	€ 200.75	€ 2,409
	KW	€/kW	960,000	€ 15.88	€ 15,244,800
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	219,600,000	€ 0.0245	€ 5,380,200
	Off-Peak	€/kWh	97,254,000	€ 0.0245	€ 2,382,723
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	218,400,000	€ 0.0245	€ 5,350,800
	Off-Peak	€/kWh	96,724,000	€ 0.0245	€ 2,369,738
	Varhr	€/kVARh		€ 0.000	
	Total Tariff Category Revenues				€ 30,730,670
0 HV Industrial 110kV	Customer Bills	€	24	€ 100.38	€ 2,409
	KW	€/kW	183,500	€ 6.70	€ 1,229,450
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	28,733,933	€ 0.0230	€ 660,880
	Off-Peak	€/kWh	22,961,067	€ 0.0189	€ 433,964
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	21,380,157	€ 0.0778	€ 1,663,376
	Off-Peak	€/kWh	17,308,843	€ 0.0323	€ 559,076
	Varhr	€/kVARh			
	Total Tariff Category Revenues				€ 4,549,156
1 (35 kV)	Customer Bills	€	238	€ 13.27	€ 3,158
	KW	€/kW	76,217	€ 6.96	€ 530,473
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	11,298,233	€ 0.0352	€ 397,698
	Off-Peak	€/kWh	5,379,781	€ 0.0317	€ 170,539
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	11,645,346	€ 0.0813	€ 946,767
	Off-Peak	€/kWh	5,724,694	€ 0.0430	€ 246,162
	Varhr	€/kVARh	4,723,629	€ 0.0079	€ 37,317
	Total Tariff Category Revenues				€ 2,332,113
2 (10 kV)	Customer Bills	€	2,567	€ 5.49	€ 14,093
	KW	€/kW	610,257	€ 5.99	€ 3,655,439
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	72,893,493	€ 0.0406	€ 2,959,476
	Off-Peak	€/kWh	32,259,166	€ 0.0370	€ 1,193,589
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	80,390,825	€ 0.0911	€ 7,323,604
	Off-Peak	€/kWh	34,362,525	€ 0.0491	€ 1,687,200
	Varhr	€/kVARh	42,543,589	€ 0.0079	€ 336,094
	Total Tariff Category Revenues				€ 17,169,496
3 Category I (0.4 kV)	Multi-Tariff				
	Customer Bill	€	22,860	€ 3.09	€ 70,637
	KW	€/kW	1,478,476	€ 3.49	€ 5,159,881
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	105,389,612	€ 0.0562	€ 5,922,896
	Off-Peak	€/kWh	37,395,166	€ 0.0530	€ 1,981,944
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	104,312,278	€ 0.1012	€ 10,556,403
	Off-Peak	€/kWh	37,552,825	€ 0.0638	€ 2,395,870
	Varhr	€/kVARh	72,849,335	€ 0.0079	€ 575,510
	Total Tariff Category Revenues				€ 26,663,141
4 Category II 1 Tariff	Single Tariff				
	Customer Bill	€	96,224	€ 3.50	€ 336,784
	Summer	€/kWh	8,126,805	€ 0.0806	€ 655,020
	Winter	€/kWh	11,607,205	€ 0.1246	€ 1,446,258
4 Category II (0.4 kV) 2 Tariff	Customer Bills		713,073	€ 3.50	€ 2,495,756
	KW	€/kW			
	Summer				
	Peak	€/kWh	112,539,665	€ 0.0983	€ 11,062,649
	Off-Peak	€/kWh	88,166,198	€ 0.0491	€ 4,328,960
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	136,958,500	€ 0.1500	€ 20,543,775
	Off-Peak	€/kWh	96,511,770	€ 0.0750	€ 7,238,383
	Total Tariff Category Revenues (1 Tariff and 2 Tariff)				€ 48,107,585

An

5 Domestic 2-rate mtr.	Customer Bill	€	4,720,860	€ 2.50	€ 11,802,150
	< 200 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	219,279,602	€ 0.0399	€ 8,749,256
	Off-Peak	€/kWh	198,612,126	€ 0.0199	€ 3,952,381
	Winter				€ 0
	Peak	€/kWh	225,714,974	€ 0.0555	€ 12,527,181
	Off-Peak	€/kWh	196,738,210	€ 0.0279	€ 5,488,996
	200-600 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	218,783,018	€ 0.0551	€ 12,054,944
	Off-Peak	€/kWh	227,991,557	€ 0.0276	€ 6,292,567
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	261,030,039	€ 0.0770	€ 20,099,313
	Off-Peak	€/kWh	258,326,449	€ 0.0386	€ 9,971,401
	> 600 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	55,473,820	€ 0.0800	€ 4,437,906
	Off-Peak	€/kWh	66,379,054	€ 0.0401	€ 2,661,800
	Winter				
	Peak	€/kWh	111,892,723	€ 0.1117	€ 12,498,417
	Off-Peak	€/kWh	127,471,219	€ 0.0558	€ 7,112,894
Total Tariff Category Revenues					€ 117,649,207
6 Domestic 1 rate mtr.	Customer Bill	€	174,920	€ 2.50	€ 437,300
	< 200 kWh				
	Summer	€/kWh	18,336,471	€ 0.0354	€ 649,111
	Winter	€/kWh	17,546,221	€ 0.0496	€ 870,293
	200-600 kWh				
	Summer	€/kWh	11,929,816	€ 0.0491	€ 585,754
	Winter	€/kWh	12,714,958	€ 0.0686	€ 872,246
	> 600 kWh				
	Summer	€/kWh	1,931,586	€ 0.0714	€ 137,915
	Winter	€/kWh	2,958,874	€ 0.0995	€ 294,408
Total Tariff Category Revenues					€ 3,847,027
7 Domestic Un-metered	Customer Bill	€	2,018	€ 25.75	€ 51,964
	< 400 kWh				
	Summer	€/kWh	2,484,439		
	Winter	€/kWh	2,273,479		
	Customer Bill	€	895	€ 46.60	€ 41,707
	400-800 kWh				
	Summer	€/kWh	1,530,817		
	Winter	€/kWh	1,794,429		
	Customer Bill	€	64	€ 78.53	€ 5,026
	> 800 kWh				
	Summer	€/kWh	139,281		
	Winter	€/kWh	201,350		
Total Tariff Category Revenues					€ 98,696
8 Public Ltg	Customer Bills	€	14,960	€ 3.50	€ 52,360
	Summer	€/kWh	9,536,888	€ 0.1009	€ 962,272
	Winter	€/kWh	9,536,888	€ 0.1009	€ 962,272
	Total Tariff Category Revenues				
Total Annual Revenues for all Tariff Categories Above					€ 253,123,994

Shtojca C - Zhvlerësimi

Regulatory Asset Base (RAB)

Used for determining allowed depreciation

		2012	2013	2014	2015	2016	2017
Pre-2012 assets							
Average life (years)		3.00					
Opening value	€ million	2.119	1.4	0.7	0.0	0.0	0.0
Additions	€ million	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Depreciation	€ million	-0.7	-0.7	-0.7	0.0	0.0	0.0
Closing value	€ million	1.4	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Mid-year value	€ million	1.8	1.1	0.4	0.0	0.0	0.0
New assets							
Average life (years)		5					
	Capex			-----	Depreciation	-----	
2012	0.4	0.04	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
2013	0.4		0.04	0.08	0.08	0.08	0.08
2014	0.4			0.04	0.08	0.08	0.08
2015	0.4				0.04	0.08	0.08
2016	0.4					0.04	0.08
2017	0.4						0.04
Opening value	€ million	0.0	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0
Additions	€ million	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Depreciation	€ million	0.0	-0.1	-0.2	-0.3	-0.4	-0.4
Closing value	€ million	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9
Mid-year value	€ million	0.2	0.5	0.7	0.9	1.0	1.0
Total RAB							
Opening value	€ million	2.12	1.77	1.34	0.83	0.95	0.99
Additions	€ million	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
Depreciation	€ million	-0.75	-0.82	-0.90	-0.28	-0.36	-0.43
Closing value	€ million	1.77	1.34	0.83	0.95	0.99	0.95
Mid-year value	€ million	1.9	1.6	1.1	0.9	1.0	1.0

KOMPANIA KOSOVARE PËR FURNIZIM ME ENERGJI ELEKTRIKE SH.A.
KOSOVO ELECTRICITY SUPPLY COMPANY J.S.C.
KOSOVSKO PREDUZEĆE ZA SNABDEVANJE ELEKTRIČNOM ENERGIJOM D.O.O.

KESCO SH.A.

Nr. 04 Dt. 21.01.2015
HQ 1

PUBLIC SUPPLIER

PROPOSAL FOR MAXIMUM ALLOWED REVENUES FOR THE YEAR 2015 (Regular Adjustments Process)

January, 2015



Content

Introduction	3
Legal and Functional Unbundling.....	4
Energy Balance.....	5
Cost adjustments and updates	7
Operational costs - OPEX.....	8
Adjustments.....	9
OPEX Adjustments.....	9
Adjustments for Licensee Fee.....	10
Updates.....	10
Personnel costs	11
Salary Increase	11
Costs for shared services.....	12
Updates for the License Fee.....	13
Allowed Depreciation Costs DEPC.....	14
Adjustments.....	14
Updates.....	15
Adjustments for cost of losses	15
Wholesale cost adjustments	16
KREV Adjustments.....	16
Other cost components of the Public Supplier	17
Working Capital.....	17
Table 11 Cost of the working capital for the year 2015	17
Bad Debt	18
Retail Margin	18
Pass-through costs	18
Maximum Allowed Revenues -MAR.....	19
Appendix A.....	21
AppendixB	23
Appendix C.....	25

Introduction

Public Supplier drafted the proposal for Maximum Allowed Revenues for the year 2015 both in hard copy and electronic form, within the time-frame defined at Schedule 4 of the Pricing Rule of the Public Energy Supplier, which represents the Regular Adjustment Process, and guidelines from ERO provided in the official letter dated 27 November 2014 regarding the process of annual adjustments.

PES in its proposal has incorporated all required and needed documents and evidences, including values regarding all components of the formula on regular adjustments.

In this application, Public Supplier has incorporated all its reasonable costs with the purpose of its normal operation as well as offer better service to its entire customer. Given the fact that tariff process is interactive process between ERO and other licensees, this application can be adjusted with the aim of reflecting costs that are interlinked with other licensees.

Legal and Functional Unbundling

There was a legal requirement from the Energy Regulatory Office, based on the article 46 of the Law on Energy Regulatory Nr. 03/L-085 and the Implementation Agreement signed between shareholder KEDS, respectively Kosova Calik Limak Energy j.s.c and Kosovo Government, for the legal and functional unbundling between Distribution System Operator and Public Supplier before 31 December 2014.

Taking into consideration this legal request, ERO Board on 29 April 2014 has approved the Guideline for Legal unbundling for KEDS, by explaining necessary steps that need to be taken in order to finish the unbundling process of KEDS, respectively the unbundling of distribution and supply functions. Based on these request, Kosovo Calik Limak Energy j.s.c has established a new entity named Kosovo Electricity Supply Company j.s.c. (KESCO) whom the supply functions will be transferred from KEDS.

KESCO has already received from ERO the decision V_670_2014 for transferring the supply license from KEDS, to perform all the functions of the Public Supplier, and has started to operate from 1 January 2015. As a result, KEDS has transferred in this newly established company all new contracts, wealth, employees and obligation that are related to business supply.

Unbundling of KEDS in two companies, in KEDS and KESCO surely will affect the costs associated with these companies. Transferring functions from one company to the other one will be associated with the increase, respectively decrease of costs per each respective company. With the aim of eliminating the risk for increased costs for both legal unbundled entities, which would result in double functions and respectively higher prices for end users, ERO through decision V_619_2014 has guided that shared services (such as: IT, finance, legal issues, etc.) will be performed by DSO, based on an agreement which will be drafted between DSO and Public Supplier. There are several advantages from the implementation of the concept for shared services: firstly the concept supports the implementation of the European Legislation for the second and third package of the unbundling processes; secondly ensures benefits from the centralization process and in this content provides benefits such as the possibilities to standardize and automate processes, using the same infrastructure and hence sharing its costs. Another benefit is the sharing the IT and IS infrastructure which would be more costly if applied separately.

Functional unbundling between KEDS and KESCO is done by respecting functions that both companies need to perform, based on the conditions set in the license. All functions, such as: disconnection/re-connections, meter reading, managing technical and non-technical losses that previously were done by the Public Supplier, now will be transferred to DSO (KEDS) as foreseen with license. In this regard the year 2015 is the first organizational year

for PES, which is fully effective based on functions and processes determined in PES license.

Energy Balance

Available energy (KEK generation, generation in the transmission level, generation in distribution level, import, and export) losses in transmission system, distribution system and sales to customers that are used in this application are all represented in the table 1.

2015 Energy Balance	
Description	GWh
Gross Generation	5760
Ujmani	84
Energy Entering in transmission	5844
Import	508
Availability	6352
Customers 220/110 kV	724
Mining	138
Self consumption of transmission	134
Distribution Network	4743
Net Consumption-max	5739
Transmission losses	114
Gross Consumption	5853
Export	515
Surplus/Deficit	-16
Energy Entering in Distribution	4743
Generation at distribution level	47
Availability	4789
Technical and Commercial Losses	1256
North	280
Sales in distribution level	3253
Total PES sales	3977

Table 1 Summary of the energy balance

With the aim of balancing consumption and production, the forecasted amount of import for 2015 is 507.9GWh. It should be emphasized that besides the amount of regular import, it might result a need for emergency import, especially during winter season, due to the short unplanned outages of the generation units, long unplanned outages of the generation units, overhauls and revisions of the generating units, whereas exports will occur in cases when nominations for the following day turnout to be exaggerated, mainly due to the weather conditions.

When drafting power balance, the needed amount for export is calculated as balancing number, with the aim of balancing energy production and consumption in real time. Export amount forecasted for the year 2015 is 515 GWh, which is higher compared with the amount in 2014, because energy production from KEK for the year 2015 is higher. It should be emphasized that export is not done to benefit from low costs of the electricity export in other countries.

In total forecasted sales for regulated customer are 3,977 GWh, which includes sales to the customers in the distribution level of 3,253 GWh and sales in the transmission level of 724 GWh.

Electricity sales and other billing determinants for the year 2015 are allocated into customer categories by using historical data from 2014.

Forecast of the allocation of sales between low tariff and high tariff for 2015 is based on the actual data of the year 2014. The table below shows the consumption ratio between high tariff and low tariff for customer categories with two rate meters.

		Consumption ratio between high and low tariff											
		Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Tariff Group													
220 kV	HT	61%	62%	62%	61%	61%	62%	62%	62%	62%	62%	62%	62%
	LT	39%	38%	38%	39%	39%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
110 kV	HT	60%	61%	55%	56%	56%	52%	54%	54%	55%	56%	53%	55%
	LT	40%	39%	45%	44%	44%	48%	46%	46%	45%	44%	47%	45%
35 kV	HT	60%	69%	68%	68%	68%	68%	67%	68%	68%	69%	69%	68%
	LT	40%	31%	32%	32%	32%	32%	33%	32%	32%	31%	31%	32%
10 kV	HT	70%	70%	70%	69%	70%	70%	68%	71%	69%	70%	70%	70%
	LT	30%	30%	30%	31%	30%	30%	32%	29%	31%	30%	30%	30%
0.4 kV with reactive energy	HT	72%	73%	74%	73%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	73%
	LT	28%	27%	26%	27%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	26%	27%
0.4 kV Commercial	HT	55%	53%	55%	54%	54%	53%	53%	54%	55%	56%	58%	60%
	LT	40%	39%	40%	42%	42%	42%	43%	43%	42%	40%	39%	40%
Households 2 rate meters	HT	43%	48%	48%	48%	49%	50%	50%	51%	53%	54%	54%	53%
	LT	52%	52%	52%	52%	51%	50%	50%	49%	47%	46%	46%	47%
Total	HT	54%	54%	55%	54%	55%	56%	56%	57%	58%	58%	59%	58%
	LT	46%	46%	45%	46%	45%	44%	44%	43%	42%	42%	41%	42%

Table 2 Consumption ratio between HT and LT

As we can see from the table, there is a shift between consumption from low tariff towards high tariff, which has resulted so mainly due to the replacement of simple mechanic meters with new electronic ones, especially for the household category. However even in 2015 the consumption ratio between high and low tariff is not expected to exceed ratio of 60%-40%.

Besides energy component, when billing we should take into consideration other billing components, such as:

- Number of customers
- Demand (kW) per category with load meter
- Reactive energy (kVArh) per relevant tariff categories

Actual billing determinants for the year 2014 and forecasted ones for the year 2015 are presented in the Appendix A and B.

Cost adjustments and updates

In order to cover the costs of the Public Supplier we need to do necessary cost adjustments and updates. As a result of differences between approved Maximum Allowed Revenues and actual ones for the year 2014 we need to perform mechanical adjustments, in order to take into account additional costs that are beyond Public Supplier's control. Costs approved during regulatory period for the year 2015 is necessary to be updated, with the aim of reflecting real costs that were not anticipated during the process of periodic review.

During periodic review for the first regulatory period cost profiling was not done, therefore the formula for forecasting costs will be used as it was approved by ERO in the second year of regulatory review. The same methodology was applied by PES in the last review as a necessity to incorporate some additional costs that derived as a result of the privatization process.

The general formula for forecasting costs for the year 2015, which will be used by PES is:

$$K_{2015} = K_{2014} * (1 + CPI_{t-1}) * (1 - E_t) + K_{2015 \text{ updated}}$$

Where:

K_{2015} -costs of the year 2015

K_{2014} -costs of the year 2014

CPI_{t-1} – inflation rate for the year 2014

E_t – efficiency factor for the year 2014

$K_{2015 \text{ updated}}$ – updated costs for the year 2015 (additional costs)

Efficiency factor is not applied for neither for forecasted depreciation costs, nor for forecasted return costs. The above mentioned formula will be used for adjustments and updated of the following costs:

- Operational Costs
- Depreciation Costs

Other costs which need to be adjusted are:

- Licensee Fee
- Adjustments for Wholesale Costs ($WHPC_{t-1}$)
- Revenue Correction Factor ($KREV_{t-1}$)

These costs will be adjusted based on formulas determined in the PES Pricing Rule.

It should be mentioned that besides regular updated, which will be further explained in detail in every section separately, the ERO approved data during the multiyear tariff review (OPEX, DEPC) will be updated also for the compound inflation rate. This rate includes official rates from KCB for the years 2012 (2.5%) and 2013 (1.8%), respectively 4.35%.

Operational costs - OPEX

Operational and maintenance costs for the third relevant year are calculated as the sum allowed by ERO for the year 2014 multiplied by inflation rate, plus forecasted operational and maintenance costs for the third relevant year (2015).

PES will use the same formula for calculating operational and maintenance costs as approved by ERO in ETR8, respectively in the second year of the regulatory review, which is as follows:

$$OPMC = OPMC_{t-1} * (CPI_{t-1}) * (1 - \Xi_t) + OPMC_t$$

It should be taken into consideration that data for the year t represent forecasted data for the year 2015, whereas data for the year $t-1$ represent actual data for the year 2014.

Adjustments

OPEX adjustments are calculated based on the first part of the above mentioned formula, respectively conform expression below:

$$OPMC = OPMC_{t-1} * (CPI_{t-1})$$

In order to calculate adjustments, inflation norm which will be used by DSO will be the official inflation rate published in the 2013 yearly Report of the Central Bank of Kosovo. Based on this report the inflation rate in the Republic of Kosovo for the year 2013 is 1.8%¹. This was evaluated as reasonable rate from PES with the aim of calculating adjustments for relevant costs.

OPEX Adjustments

In the last tariff review ETR8, ERO has approved the allowed level of operational and maintenance costs for the year 2014 in the amount of €13.9 mil. By applying inflation rate of 1.8%, adjusted OPEX for the year 2014 is €14.2mil.

Përshtatja për kostot e operative	Vlera (€000s)
Allowed OPEX	13,939
Inflation Rate	1.8%
Adjusted OPEX	14,190
Dallimi	250.90

Table 3 OPEX adjustments for the year 2014

Since, as a result of unbundling process personnel costs have changed, respectively some employees were transferred from PES to DSO, then also other costs associated with the transfer of employees should be transferred, including the adjustments for inflation.

The table below represented adjusted costs for inflation, which should be transferred between KEDS and KESCO.

¹ CBK, Yearly Report 2013, pg 53

	2014 Approved (mil€)	2014 With inflation (mil€)	Difference (mil€)	Reallocation (%)	Reallocated costs (mil€)
DSO	18.63	18.97	0.34	80%	0.47
PES	13.94	14.19	0.25	20%	0.12
Total	32.57	33.16	0.59	100%	0.59

Table 4 Allocation of adjustment for inflation rate

As we can see from the table above the adjusted value for OPEX for the year 2014, which should be added to the final forecasted OPEX for the year 2015 will be 117 thousand Euros.

Adjustments for Licensee Fee

In the last tariff review process ETR8, ERO has approved the costs for licensee fee in the amount of 99 thousand Euros, which in the time of approval were calculated as multiplication of the licensee price and forecasted amount of import. Since the amount of import realized in 2014 is higher than the allowed value, then these costs should be adjusted. The actual amount of import in the year 2014 is 867,563 MWh, and by applying the licensee price of 0.22€/MWh to the actual amount of import it results that the adjusted costs for the licensee fee is 191 thousand Euros. The difference between the approved licensee fee and the adjusted one is 92 thousand Euros, which should be compensated to PES.

Based on the above mentioned data, costs for OPEX adjustments for the year 2014, which should be added to the final 2015 OPEX are 209 thousand Euros.

Updates

During periodic review, ERO has approved the allowed level operational and maintenance expenses for the year 2015 in the amount of €12.5mil. This was supposed to be the necessary amount for offering customers a reasonable level of services based only on fact that were known at that time of application for Maximum Allowed Revenues by previous license holder of PES. However, due to additional costs which occurred later on (such as privatization costs and now unbundling), updates for 2015 OPEX were adjusted and are presented as below:



Personnel costs

Number of employees in PES will be different from the one approved by ERO for the year 2015, this due to the fact that in 2015 PES will operate independently from DSO, and a part of the employees that used to be part of PES will be transferred to DSO, as it is foreseen in the Guideline for Legal Unbundling approved by ERO for the functional unbundling between DSO and PES. The number of employees in PES will be 240 employees, together with their transfer other costs related to employees will be transferred too, therefore PES is expected to have a lower operation costs from the one approved by ERO in the multiyear periodic review. The decrease of these costs, related to the employee transfer is equivalent with the costs transferred to DSO, with the aim of ensuring the elimination of any possible cost duplication. The value of these costs that will be transferred from PES to DSO is €7.6mil, which will be decreased from allowed OPEX for PES by ERO for the year 2015.

However, based on the privatization process, when KEDS unbundled from KEK, PES should account some additional costs, which will result with the unbundling process and are justifiable. The values of these costs are forecasted to be 250 thousand Euros, which include additional costs for the new management of PES.

Additional personnel costs that were not forecasted during the multiyear period review, but that were taken into consideration during the last tariff review are costs of health insurance, which has derived as a legal request after the privatization of the company in the year 2013. The cost of health insurance per employee will be 13.92 €/month, as it was in the previous year. As a result these additional costs for health insurance which will be added to the PES's OPEX for the year 2015 are 40 thousand Euros.

Salary Increase

ERO in its period review evaluation has decided that personnel costs should remain the same, despite the increase on sales and number of the customers. During the year 2014, there were continues requests from the labor union for increasing salaries, which often were accompanied with protest. The request for increasing salaries became an issue after the increase of salaries in public sector such as KEK and KOSTT, after governmental request for increasing salaries in the public sector. Being in a continues pressure from the employees for increasing salaries, in this application we propose to ERO to take into consideration a reasonable level for salary increase of 5% which would be a motivation for them.

Salary increase for 5% includes all employees that belong to PES after the unbundling process. The value of these costs is 85 thousand Euros.

Costs for shared services

In the ERO guideline for legal unbundling, article 6, ERO has suggested that shared services should remain at DSO, with the aim of eliminating duplication of costs:

"Shared services will be performed by the DSO, based on the agreement, which will be bind for shared services between the DSO and the PES".

Since no methodology exist for evaluating costs of the shared services, the evaluation of the costs for shared services by KESCO is done in cooperation with KEDS, based on the allocation of human resources and other associated costs that are needed in order to offer these services from KEDS. The table below represents the allocation factors between KEDS and KESCO for shared services, based on the previous experiences (historical data).

Department	DSO	PES
IT	50%	50%
Legal office	40%	60%
Finance	50%	50%
Marketing and PR	30%	70%
Administrative	65%	35%
Human Resources	90%	10%
Procurement	90%	10%

Table 5 Cost allocation factors for shared services

Based on these allocation factors, results that costs for shared services for PES will be €2.9mil, which includes allowed costs from ERO for PES and DSO² during the multiyear tariff review, and the additional costs accepted after the privatization process (HQ allocation KEK/KEDS), which were approved by ERO also in the last tariff review, represented in table 6.

Cost of Shared Services (HQ)	(€)
DSO approved MYT	1,721,000
DSO HQ allocation KEK/KEDS	1,280,415
PES approved MYT	1,768,000
PES HQ allocation KEK/KEDS	1,134,757
Total DSO and PES HQ	5,904,172
Net DSO HQ cost	-3,001,415
PES costs for the payment of shared services	2,902,757

Table 6 Costs for shared services

Costs for shared services for PES should be treated as revenue for DSO.

² MYT KEK-technical assessment final v1 (7)

Updates for the License Fee

Article 9, paragraph 3 of the Rules on Tax determines that: "Annual licensing taxes shall be imposed only on the producers of energy or on the importers and shall be calculated properly, according to the net inclusion of energy into the network".

Based on the above mentioned article and the actual electricity market in Kosovo, the only electricity importer in Kosovo is the Public Supplier, who besides other activities is responsible also for importing electricity, therefore the annual license fee shall be applied to the Public Supplier.

The update of the license fee for the Public Supplier for the year 2015 is 111.7 thousand Euros, which was calculated as below:

Updated license fee = 507,960 MWh * 0.22 €/MWh = 111.7 thousand Euros

Where, 507,960 MWh is the forecasted amount for import in 2015, and 0.22 €/MWh is the price for licensee fee.

Based on the above mentioned data the updated OPEX for PES for the year 2015 is summarized in the table nr.7.

Line	Approved 2015 (€)	Updated 2015 (€)
Approved PES OPEX	12,459,726	12,459,726
Compound Inflation 2012 -2013		4.35%
Inflation costs		541,375
HQ OPEX included in Shared Services		-1,768,000
Initial OPEX		11,233,101
Health insurance		40,090
Licensee Fee		111,751
PES OPEX 2015 without HQ cost		11,384,942
Transfer of personnel cost related to DSO		-7,563,712
Shared Services (HQ)		2,902,757
Intercompany charge		250,000
Cost of salary increase of 5%		85,311
Additional unbundling costs		250,000
Total OPEX-i (OPMC _i)		7,309,298

Table7 OPEX updates for the year 2015

Ar

$$OPMC = OPMC_{t-1} * (CPI_{t-1}) * (1 - Et)$$

$$OPMC = 0.12 + 7.30 = 7.31 \text{ mil€}$$

The difference between ERO approved OPEX and OPEX request by PES for the year 2015 is mainly due to the legal and functional unbundling process of the company.

Allowed Depreciation Costs DEPC

The allowed depreciation costs for the third relevant year are calculated as sum of the allowed costs by ERO for the year 2014 multiplied with the inflation rate, plus the forecasted depreciation costs for the third relevant year, respectively for the year 2015. Since the allowed depreciation costs are not profiled, ERO in the second year of the regular annual adjustments has corrected this formula; and as such, DSO in this application will use the same corrected formula with the aim of calculating allowed depreciation costs, which is:

$$DEPC = DEPC_{t-1} * (CPI_{t-1}) + DEPC_t$$

Adjustments

ERO in the year 2014 has approved depreciation costs in the value of 198 thousand Euros. By applying the inflation rate of 1.8%, the allowed depreciation costs for the year 2014 are 201 thousand Euros. When calculating the final costs of allowed depreciation for 2015, cost adjustments for the year 2014 will be added as a difference between the allowed costs and the adjusted value for the year 2014, or as 1.8% of the allowed value for the year 2014, which is €3,555.

Adjustments for depreciation costs	Values (€000s)
Allowed Depreciation	197.5
Inflation Rate	1.8%
Adjusted depreciation	201.1
Difference	3.6

Table 8 DEPC adjustments for 2014

Updates

The updated depreciation costs for the year 2015 includes values of the adjusted costs for the year 2014, and updated costs for compound inflation (2012-2013).

Depreciation 2015	Value (€000s)
DEPC (mil€)	276.5
Compound inflation 2012 -2013	4.35%
Total DEPC 2015 (mil€)	288.5

Table 9 Updates for depreciation costs 2015

The total allowed depreciation costs, after taking into consideration the adjustments of the allowed depreciation costs for the year 2014, and updated costs for the year 2015, will be 292 thousand Euros, as it is shown in the calculation below:

$$DEPC = DEPC_{t-1} * (CPI_{t-1}) + DEPC_t$$

$$DEPC = 0.004 + 0.288 = 0.292 \text{ mil€}$$

Adjustments for cost of losses

As a result of changes in wholesale costs because of the extraordinary review, the prices of the wholesale costs has changed too from 27.3€/MWh to 29.5€/MWh³. Instead of the price 27.3€/MWh for calculating cost of losses, the price of 29.5€/MWh should have been applied for calculating losses for the period 1 September until 31 December 2014, the value of cost of losses which should be compensated to PES is €1.3mil.

Line	Price Difference €/MWh	Losses (MWh) Sep - Dec	Costs mil€
KOSTT (September - December)	29.5-27.3=2.2	37,889	0.08
DSO (September - December)	29.5-27.3=2.2	483,043	1.06
Interest Rate			13.14%
Total		520,932	1.30

Table 10 Adjustments for cost of losses 2015

³ Extraordinary Review of the electricity tariffs within ETR8, Answers on comments.

Wholesale cost adjustments

With the aim of having the same and right approach when calculating wholesale costs and later on also for calculating the revenue correction factor, the merited wholesale costs which is used for adjustments is the same one approved by ERO on the extraordinary review. The methodology for calculating wholesale costs is explained in detail in the first part of the application submitted to ERO on 9 December 2014. The value of the wholesale costs which should be adjusted for the year 2014 after the end of calendared year 2014 is €8.4 mil. This value should be decreased when calculating the final PES MAR.

KREV Adjustments

Revenue correction factor (KREV_t) after extraordinary review, should be calculated using the following formula:

$$KREV_t = (MAR_{t-1} - ARR_{t-1}) * (1 + I_t)$$

Where:

ARR_{t-1} Actual Regulated Revenues in Relevant Year t-1

MAR_{t-1} Maximum Allowed Revenues as determined in Relevant Year t-1

Interest rate for the relevant year t represents the value defined by Regulator during Annual Adjustments, as it is used for all adjustments.

Revenue adjustment factor (KREV) should be reflected as below:

ARR_{t-1} = €219mil (as it is documented in Appendix A)

MAR_{t-1} = €252.3mil (after decision on extraordinary review)

I_t = 13.14% (as it is used by ERO in ETR8)

Using the above stated formula, adjustments for KREV will be:

$$KREV_t = (252.3 - 219) * (1 + 13.14\%) = 37.5 \text{ mil€}.$$

Other cost components of the Public Supplier

The value of other cost components that will be explained in this section are calculated based on formulas specified in the PES Pricing Rules. These input values are set in the beginning of the regulatory period, therefore the same values will be used in this application as the ones set for this regulatory review.

Working Capital

Besides retail costs, PES Pricing Rule allows PES to calculate allowed working capital costs in the retail tariffs. Base of the working capital allowance include:

- a) Retail costs
- b) Wholesale energy costs
- c) Transmission charges that are paid to TSO
- d) Distribution use of system charges that are paid to DSO
- e) ERO Licensing tax

Working Capital Costs according to PES Pricing Rules is calculated based on the following expression:

$$WCLC = (1 / 12) * I_t * (RETR_t + WHPC_t + PSTC_t - NTFR_t)$$

The value of the working capital for the year 2015 is €2.7mil, as it is presented in the table below:

Costs of the working capital		(mil€)
RETR _t	OPMC _t	7.31
	DEPC _t	0.29
WHPCT	KEK Generation (Fix and variable)	150.14
	Ujmani	2.31
	Import	33.02
	Export	-14.43
	Subsidies	0.00
	Retail Margin	3.78
	Wholesale cost adjustments for 2014	(8.38)
	Total (€)	166.45
PSTC _t	TSO costs	12.89
	DSO Costs	56.09
I _t		13.14%
WCLC		2.66

Table 11 Cost of the working capital for the year 2015

Bad Debt

Based on PES Pricing Rules, bad debt is an estimate and reasonable level of bad debts incurred by the PES during a relevant year.

In order to calculate bad-debt costs first Initial MAR shall be calculated which doesn't include bad-debt. After applying bad debt of 5% as it is defined with the decision V_399_2012, the final PES MAR shall be calculated for the relevant year. The difference between final MAR (which includes bad-debt of 5%) and initial MAR represents allowed bad debt costs for the relevant year.

Retail Margin

Retail margin is a fix percentage that is applied to allowed wholesale energy costs and allowed wholesale capacity cost. It shall be determined at a level that it:

- a) Provides PES a reasonable return, in order to compensates it for the risks it takes to provide standard services to the regulated customers, and
- b) Provides PES a reasonable return on its net fixed assets used when providing standard service to the regulated customers. This shall be calculated by referring to the cost of capital of other licensees in Kosovo.

In order not to benefit from the costs of energy losses in TSO and DSO, PES didn't include these costs when calculating its retail margin.

Pass-through costs

PES Pricing Rules determines three pass-through costs:

- Transmission Charges,
- Charges for Distribution Use of System, and
- Licensing Tax that belong to regulated customers.

Based on ERO decision, PES costs forecasted for the KOSTT for the year 2015 are €16.5mil, whereas costs of losses for which PES needs to be compensated from KOSTT are calculated based on the amount of transmission losses, foreseen in the energy balance for the year 2015, and the average wholesale price. PES assumes that ERO will regulate estimates charges for the year 2015, estimated above e based on the decision it will take for KOSTT charges.

Estimated DSO costs for the year 2015 that will be passed to PES are €97.6million. Any possible change from ERO for DSO costs should be reflected in the final MAR forecast for the Public Supplier.

Licensing Fee that belongs to regulated customers is €0.112 mil, whereas the methodology of calculating license fee costs is explained above in this document.

Maximum Allowed Revenues -MAR

The total Maximum Allowed Revenues (MAR) for the year 2015 will be covered from the regulated retail tariffs, and it includes costs of the all licensees in this sector, such as:

- a) Public Generator
- b) Wholesale energy costs – documented in the Updates for the Wholesale Electricity Price Application for the year 2015
- c) Transmission Costs – which should be addressed from KOSTT, but which costs in this document were used as estimated costs, based on the approved values by ERO during the multiyear periodic review
- d) Distribution System Operator – which should be addressed from KEDS, but which costs in this application were used from KEDS's application named "Proposal for the Maximum Allowed Revenues for the year 2015), and
- e) Costs of the Public Supplier – which are documented in the above sections of this application

The table below represented the summary of the requirement for the Maximum Allowed Revenues for PES for the year 2015, after knowing all cost elements, conform all components in the Appendix 1 of the PES Pricing Rules.

$$MAR_t = (RETR_t + WCLC_t + WHPC_t + PSTC_t - NTFR_t + KREV_t) / (1 - BDTA_t)$$

Request for the Maximum Allowed Revenues

Line	Description	€000s
RETR _t	OPMC _t	7.31
	DEPC _t	0.29
WCLC _t	Working Capital	2.66
WHPC _t	KEK Generation (Fix and variable)	152.78
	Ujmani	2.31
	Import	33.02
	Export	-14.43
	Subsidies	0.0
	Retail Margin RETM _t	3.86
	Adjustments for wholesale costs for 2014	-8.38
	Total (€)	169.16
PSTC _t	TSO Costs	16.33
	DSO Costs	97.63
	TSO losses	-3.43
	DSO losses	-41.54
OTHER	Other Distribution Connected Generators	2.04
KREV _t	MAR _{t-1}	252.39
	ARR _{t-1}	219.13
	It	13.14%
ADJ _{t-1}	Adjustment for inflation	0.12
	Adjustments for License Fee	0.09
	Adjustments for Cost of Losses	1.30
BDTA	Bad Debt as percentage	5.00%
Final MAR		305

Table 12 MAR request for 2015

Billing determinants for the year 2015 are based on sales forecasted in the Energy Balance are presented in Appendix B. When actual retail tariffs that are on power since September 2014 are applied to the billing determinants, it results that billing revenues will be €253mil. In order to cover the requested MAR from PES for the year 2015 in the amount of €305 mil, the required growth for MAR is €52 mil.

It should be emphasized that the main changes between 2014 MAR and 2015 MAR, which are beyond PES's control, are due to reasons stated below:

- The delayed entry into effect of the retail electricity tariffs (July 2014),
- Explosion in power plant A, which resulted with the increased volume of import, decrease of export and non-application of the total impact
- Lower consumption in 2014 than the consumption approved by ERO.

5 Domestic 2-rate mtr.	Customer Bill	€	2,321,803	789,158	1,609,899	€ 2.27	€ 2.37	€ 2.50	€ 5,270,493	€ 1,870,304	€ 4,024,748	€ 11,165,545
	< 200 kWh											
	Summer	€/kWh	96,417,348	69,725,369	37,266,629	€ 0.0363	€ 0.0380	€ 0.0399	€ 3,499,950	€ 2,649,564	€ 1,486,938	€ 7,636,452
	Off-Peak	€/kWh	90,328,286	62,823,467	31,000,705	€ 0.0181	€ 0.0189	€ 0.0199	€ 1,634,942	€ 1,187,364	€ 616,914	€ 3,439,220
	Winter											
	Peak	€/kWh	91,566,438	0	108,544,156	€ 0.0505	€ 0.0528	€ 0.0555	€ 4,624,105	€ 0	€ 6,024,201	€ 10,648,306
	Off-Peak	€/kWh	88,174,301	0	85,893,611	€ 0.0254	€ 0.0266	€ 0.0279	€ 2,239,627	€ 0	€ 2,396,432	€ 4,636,059
	200-600 kWh											
	Summer											
	Peak	€/kWh	100,045,491	69,166,249	33,922,387	€ 0.0501	€ 0.0524	€ 0.0551	€ 5,012,279	€ 3,624,311	€ 1,869,124	€ 10,505,714
	Off-Peak	€/kWh	108,366,646	71,213,655	31,972,542	€ 0.0251	€ 0.0262	€ 0.0276	€ 2,720,003	€ 1,865,798	€ 882,442	€ 5,468,243
	Winter											
	Peak	€/kWh	107,786,595	0	123,216,581	€ 0.0700	€ 0.0732	€ 0.0770	€ 7,545,062	€ 0	€ 9,487,677	€ 17,032,738
	Off-Peak	€/kWh	119,436,965	0	108,660,175	€ 0.0351	€ 0.0367	€ 0.0386	€ 4,192,237	€ 0	€ 4,194,283	€ 8,386,520
	> 600 kWh											
	Summer											
	Peak	€/kWh	27,870,141	16,820,717	6,642,098	€ 0.0727	€ 0.0760	€ 0.0800	€ 2,026,159	€ 1,278,374	€ 531,368	€ 3,835,902
	Off-Peak	€/kWh	34,303,661	19,869,995	7,272,215	€ 0.0365	€ 0.0382	€ 0.0401	€ 1,252,084	€ 759,034	€ 291,616	€ 2,302,733
	Winter											
	Peak	€/kWh	52,780,503	0	45,292,493	€ 0.1016	€ 0.1062	€ 0.1117	€ 5,362,499	€ 0	€ 5,059,171	€ 10,421,671
	Off-Peak	€/kWh	65,841,451	0	45,650,872	€ 0.0507	€ 0.0530	€ 0.0558	€ 3,338,162	€ 0	€ 2,547,319	€ 5,885,480
Total Tariff Category Revenues									€ 48,717,601	€ 13,234,750	€ 39,412,231	€ 101,364,682
6 Domestic 1 rate mtr.	Customer Bill	€	99,372	28,895	46,653	€ 2.27	€ 2.37	€ 2.50	€ 225,574	€ 68,481	€ 116,633	€ 410,688
	< 200 kWh											
	Summer	€/kWh	6,077,946	3,925,337	1,778,446	€ 0.0322	€ 0.0337	€ 0.0354	€ 195,710	€ 132,284	€ 62,957	€ 390,951
	Winter	€/kWh	6,255,918	0	4,132,263	€ 0.0451	€ 0.0472	€ 0.0496	€ 282,142	€ 0	€ 204,960	€ 487,102
	200-600 kWh											
	Summer	€/kWh	4,036,825	2,632,087	1,025,940	€ 0.0446	€ 0.0466	€ 0.0491	€ 180,042	€ 122,655	€ 50,374	€ 353,071
	Winter	€/kWh	4,615,021	0	2,921,070	€ 0.0624	€ 0.0653	€ 0.0686	€ 287,977	€ 0	€ 200,385	€ 488,363
	> 600 kWh											
	Summer	€/kWh	768,321	356,996	123,325	€ 0.0649	€ 0.0679	€ 0.0714	€ 49,864	€ 24,240	€ 8,805	€ 82,909
	Winter	€/kWh	1,278,630	0	519,977	€ 0.0905	€ 0.0946	€ 0.0995	€ 115,718	€ 0	€ 51,738	€ 167,454
Total Tariff Category Revenues									€ 1,337,026	€ 347,660	€ 696,852	€ 2,380,538
7 Domestic Un-metered	Customer Bill	€	1,317	234	467	€ 23.41	€ 24.48	€ 25.75	€ 30,831	€ 5,728	€ 12,025	€ 48,585
	< 400 kWh											
	Summer	€/kWh	141,768	92,664	46,332							
	Winter	€/kWh	380,556	0	138,204							
	400-800 kWh											
	Summer	€/kWh	86,864	57,672	28,480							
	Winter	€/kWh	379,496	0	65,440							
	Customer Bill	€	654	81	160	€ 42.37	€ 44.31	€ 46.60	€ 27,710	€ 3,589	€ 7,456	€ 38,755
	> 800 kWh											
	Summer	€/kWh	8,449	4,828	2,414	€ 71.40	€ 74.66	€ 78.53	€ 3,713	€ 299	€ 628	€ 4,640
	Winter	€/kWh	54,315	0	7,242							
Total Tariff Category Revenues									€ 62,254	€ 9,616	€ 20,109	€ 91,979
8 Public Ltg	Customer Bills	€	7,190	2,541	5,229	€ 3.18	€ 3.33	€ 3.50	€ 22,864	€ 8,462	€ 18,302	€ 49,627
	Summer	€/kWh	4,611,912	1,297,751	3,346,380	€ 0.0917	€ 0.0959	€ 0.1009	€ 422,912	€ 124,454	€ 337,650	€ 885,016
	Winter	€/kWh	4,611,912	1,297,751	3,346,380	€ 0.0917	€ 0.0959	€ 0.1009	€ 422,912	€ 124,454	€ 337,650	€ 885,016
	Total Tariff Category Revenues								€ 868,689	€ 257,370	€ 693,601	€ 1,819,660
Total Annual Revenues for all Tariff Categories Above									€ 101,664,141	€ 30,268,801	€ 87,202,874	€ 219,126,819

AppendixB- Billing Determinants for the year 2015

Tariff Group	Billing Determinants		Billing Determinants for the Year 2015	Existing tariffs	Revenues 2015 With Current Tariff
	Description of Measured Unit	Monthly Billing Unit			
220kV HV Industrial	Customer Bills	€	12	€ 200.75	€ 2,409
	KW	€/kW	960,000	€ 15.88	€ 15,244,800
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	219,600,000	€ 0.0245	€ 5,380,200
	Off-Peak	€/kWh	97,254,000	€ 0.0245	€ 2,382,723
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	218,400,000	€ 0.0245	€ 5,350,800
	Off-Peak	€/kWh	96,724,000	€ 0.0245	€ 2,369,738
	Varhr	€/kVARh		€ 0.000	
	Total Tariff Category Revenues				€ 30,730,670
0 HV Industrial 110kV	Customer Bills	€	24	€ 100.38	€ 2,409
	KW	€/kW	183,500	€ 6.70	€ 1,229,450
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	28,733,933	€ 0.0230	€ 660,880
	Off-Peak	€/kWh	22,961,067	€ 0.0189	€ 433,964
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	21,380,157	€ 0.0778	€ 1,663,376
	Off-Peak	€/kWh	17,308,843	€ 0.0323	€ 559,076
	Varhr	€/kVARh			
	Total Tariff Category Revenues				€ 4,549,156
1 (35 kV)	Customer Bills	€	238	€ 13.27	€ 3,158
	KW	€/kW	76,217	€ 6.96	€ 530,473
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	11,298,233	€ 0.0352	€ 397,698
	Off-Peak	€/kWh	5,379,781	€ 0.0317	€ 170,539
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	11,645,346	€ 0.0813	€ 946,767
	Off-Peak	€/kWh	5,724,694	€ 0.0430	€ 246,162
	Varhr	€/kVARh	4,723,629	€ 0.0079	€ 37,317
	Total Tariff Category Revenues				€ 2,332,113
2 (10 kV)	Customer Bills	€	2,567	€ 5.49	€ 14,093
	KW	€/kW	610,257	€ 5.99	€ 3,655,439
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	72,893,493	€ 0.0406	€ 2,959,476
	Off-Peak	€/kWh	32,259,166	€ 0.0370	€ 1,193,589
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	80,390,825	€ 0.0911	€ 7,323,604
	Off-Peak	€/kWh	34,362,525	€ 0.0491	€ 1,687,200
	Varhr	€/kVARh	42,543,589	€ 0.0079	€ 336,094
	Total Tariff Category Revenues				€ 17,169,496
3 Category I (0.4 kV)	Multi-Tariff				
	Customer Bill	€	22,860	€ 3.09	€ 70,637
	KW	€/kW	1,478,476	€ 3.49	€ 5,159,881
	Summer		0		
	Peak	€/kWh	105,389,612	€ 0.0562	€ 5,922,896
	Off-Peak	€/kWh	37,395,166	€ 0.0530	€ 1,981,944
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	104,312,278	€ 0.1012	€ 10,556,403
	Off-Peak	€/kWh	37,552,825	€ 0.0638	€ 2,395,870
	Varhr	€/kVARh	72,849,335	€ 0.0079	€ 575,510
	Total Tariff Category Revenues				€ 26,663,141
4 Category II 1 Tariff	Single Tariff				
	Customer Bill	€	96,224	€ 3.50	€ 336,784
	Summer	€/kWh	8,126,805	€ 0.0806	€ 655,020
	Winter	€/kWh	11,607,205	€ 0.1246	€ 1,446,258
4 Category II (0.4 kV) 2 Tariff	Customer Bills		713,073	€ 3.50	€ 2,495,756
	KW	€/kW			
	Summer				
	Peak	€/kWh	112,539,665	€ 0.0983	€ 11,062,649
	Off-Peak	€/kWh	88,166,198	€ 0.0491	€ 4,328,960
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	136,958,500	€ 0.1500	€ 20,543,775
	Off-Peak	€/kWh	96,511,770	€ 0.0750	€ 7,238,383
	Total Tariff Category Revenues (1 Tariff and 2 Tariff)				€ 48,107,585



5 Domestic 2-rate mtr.	Customer Bill	€	4,720,860	€ 2.50	€ 11,802,150
	< 200 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	219,279,602	€ 0.0399	€ 8,749,256
	Off-Peak	€/kWh	198,612,126	€ 0.0199	€ 3,952,381
	Winter				€ 0
	Peak	€/kWh	225,714,974	€ 0.0555	€ 12,527,181
	Off-Peak	€/kWh	196,738,210	€ 0.0279	€ 5,488,996
	200-600 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	218,783,018	€ 0.0551	€ 12,054,944
	Off-Peak	€/kWh	227,991,557	€ 0.0276	€ 6,292,567
	Winter		0		
	Peak	€/kWh	261,030,039	€ 0.0770	€ 20,099,313
	Off-Peak	€/kWh	258,326,449	€ 0.0386	€ 9,971,401
	> 600 kWh				
	Summer				
	Peak	€/kWh	55,473,820	€ 0.0800	€ 4,437,906
	Off-Peak	€/kWh	66,379,054	€ 0.0401	€ 2,661,800
	Winter				
	Peak	€/kWh	111,892,723	€ 0.1117	€ 12,498,417
	Off-Peak	€/kWh	127,471,219	€ 0.0558	€ 7,112,894
Total Tariff Category Revenues					€ 117,649,207
6 Domestic 1 rate mtr.	Customer Bill	€	174,920	€ 2.50	€ 437,300
	< 200 kWh				
	Summer	€/kWh	18,336,471	€ 0.0354	€ 649,111
	Winter	€/kWh	17,546,221	€ 0.0496	€ 870,293
	200-600 kWh				
	Summer	€/kWh	11,929,816	€ 0.0491	€ 585,754
	Winter	€/kWh	12,714,958	€ 0.0686	€ 872,246
	> 600 kWh				
	Summer	€/kWh	1,931,586	€ 0.0714	€ 137,915
	Winter	€/kWh	2,958,874	€ 0.0995	€ 294,408
Total Tariff Category Revenues					€ 3,847,027
7 Domestic Un-metered	Customer Bill	€	2,018	€ 25.75	€ 51,964
	< 400 kWh				
	Summer	€/kWh	2,484,439		
	Winter	€/kWh	2,273,479		
	Customer Bill	€	895	€ 46.60	€ 41,707
	400-800 kWh				
	Summer	€/kWh	1,530,817		
	Winter	€/kWh	1,794,429		
	Customer Bill	€	64	€ 78.53	€ 5,026
	> 800 kWh				
	Summer	€/kWh	139,281		
	Winter	€/kWh	201,350		
Total Tariff Category Revenues					€ 98,696
8 Public Ltg	Customer Bills	€	14,960	€ 3.50	€ 52,360
	Summer	€/kWh	9,536,888	€ 0.1009	€ 962,272
	Winter	€/kWh	9,536,888	€ 0.1009	€ 962,272
	Total Tariff Category Revenues				
Total Annual Revenues for all Tariff Categories Above					€ 253,123,994



Appendix C-Depreciation

Regulatory Asset Base (RAB)

Used for determining allowed depreciation

		2012	2013	2014	2015	2016	2017
Pre-2012 assets							
Average life (years)		3.00					
Opening value	€ million	2.119	1.4	0.7	0.0	0.0	0.0
Additions	€ million	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Depreciation	€ million	-0.7	-0.7	-0.7	0.0	0.0	0.0
Closing value	€ million	1.4	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Mid-year value	€ million	1.8	1.1	0.4	0.0	0.0	0.0
New assets							
Average life (years)		5					
	Capex				----- Depreciation -----		
2012	0.4	0.04	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08
2013	0.4		0.04	0.08	0.08	0.08	0.08
2014	0.4			0.04	0.08	0.08	0.08
2015	0.4				0.04	0.08	0.08
2016	0.4					0.04	0.08
2017	0.4						0.04
Opening value	€ million	0.0	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0
Additions	€ million	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Depreciation	€ million	0.0	-0.1	-0.2	-0.3	-0.4	-0.4
Closing value	€ million	0.4	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9
Mid-year value	€ million	0.2	0.5	0.7	0.9	1.0	1.0
Total RAB							
Opening value	€ million	2.12	1.77	1.34	0.83	0.95	0.99
Additions	€ million	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40
Depreciation	€ million	-0.75	-0.82	-0.90	-0.28	-0.36	-0.43
Closing value	€ million	1.77	1.34	0.83	0.95	0.99	0.95
Mid-year value	€ million	1.9	1.6	1.1	0.9	1.0	1.0

