

	KOMENTE	FO-ÇLRR-025
	<i>ver. 1.0</i>	<i>fajë 1 nga 19</i>

18.07.2017

Komente lidhur me: Raportet Konsultative për Vlerat Hyrëse për PRR2

Çështjet për komentim:

1. *Raporti për WACC*
2. *Raporti për jetëgjatësinë e asetëve*
3. *Raporti për humbjet në transmision*

Komentimi:

1. Raporti për WACC

Ashtu siç është përcaktuar në Raportin Konsultativ, kostoja e ekuitetit duhet të vlerësohet duke përdorur Modelin për Vënien e Çmimeve të Aseteve Kapitale (CAPM). Në përputhje me këtë, kostoja e ekuitetit para tatimit, llogaritet si më poshtë:

$$r_{Ei} = r_f + \beta_i * ERP_m$$

ku:

r_f norma pa risk (risk-free rate)

ERP_m premiumi për riskun në ekuitet që i aplikohet tërë tregut

β_i kovarianca mes kthimeve në ekuitetin e asetit individual dhe atyre të tregut si tërësi (beta e ekuitetit)

KOSTT pajtohet me këtë qasje; megjithatë do të donim të vëmë në pah disa aspekte sa i përket parametrevë të CAPM.

Norma pa-risk

- “Norma pa-risk” paraqet kthimin e nevojshëm për një investitor sipas supozimit të riskut zero në lidhje me një investim të caktuar. Norma pa risk zakonisht vlerësohet si rendimenti deri në maturitet i bonove të thesarit. Bonot specifike të përdorura për nxjerrjen e “normës pa-risk” duhet të përzgjidhen përmes kritereve të mëposhtme:
 - Koha deri në maturitetit duhet të korrespondoj me kohëzgjatjen e pritur të rrjedhës së parasë të projektit. Kurbat e rendimentit zakonisht kanë një trend të rritjes – koha më e gjatë deri në maturim nënkupton kthim më të lartë.;

- Bonot e thesarit me maturitet afat-gjatë duhet të përdoren gjatë vlerësimit të projektit sipas supozimit të “vijimësisë” (going concern), gjë të cilën KOSTT është duke e bërë. Kufizimi i bonove me maturitet më të gjatë shpesh rezulton me likuiditet të ulët;
- Duhet të vendoset nëse do të përdoret norma e gatshme pa risk apo të llogaritet një rendimet mesatar i bonove të thesarit për një periudhë të caktuar kohore. Përderisa normat e gatshme pasqyrojnë kushtet aktuale të tregut për mundësitë e investimit, vlera mesatare e normës pa risk për një periudhë të përshtatshme të përzgjedhur eliminon luhatjet afatshkurtra në tregjet financiare dhe kontribuon në një qëndrueshmëri më të lartë për një periudhë më të gjatë. Duhet të theksohet se gjendja aktuale ekonomike brenda Eurozonës pasqyron luhatjet afatshkurtra për shkak të lehtësimit sasior dhe është përkthyer në rendimente shumë të ulëta ndaj maturimeve të bonove përkatëse.
- Norma pa risk dhe premiumi i riskut të ekuitetit janë të lidhura ngushtë me njëri-tjetrin për qëllimin e llogaritjes së kostos të ekuitetit (shih më tej). **Prandaj është e nevojshme të ruhet qëndrueshmëria mes maturimit të bonove të thesarit të përdorura për nxjerrjen e normës pa risk dhe bonove të përdorura për matjen e premiumit të riskut të ekuitetit.**
- Si referencë ndaj një burimi të mirënjohur, do të donim t'i referohemi kompanisë konsulente Duff & Phelps, e cila përfaqëson një institucion me reputacion sa i përket vlerësimit të parametrave të inputit CAPM për vlerësimin e MPKK. Duff & Phelps në Doracakun për Valuimin vlerëson premiumin e riskut të ekuitetit bazuar në një rendiment mesatar prej dhjetë vitesh deri në maturim (YTM) të letrave me vlerë me maturim 20 vjeçar. **Prandaj, në këtë rast, ekuivalenti më i përshtatshëm i normës pa risk duhet të bazohet në një mesatare 10Y të YTM për bonot e thesarit me afat 20-vjeçar.**

Premiumi i riskut të ekuitetit (PRE)

- **Për ruajtjen e vazhdimësisë së parametrave individual, gjatë llogaritjes së kostos së ekuitetit, PRE duhet të përcaktohet ashtu që të përputhet me normën e realizuar pa risk.**
- Ky vlerësim bazohet në studime të ndryshme akademike. Veçanërisht, këtu i paraqesim hapat për vlerësimin e kostos së ekuitetit në botimet Duff & Phelps për ruajtjen e konsistencës me normë pa risk.
- Studimet e Duff & Phelps arrijnë në një premium të riskut të tregut prej 5.5% duke përdorur diferencën mesatare afatgjate mes indeksit të kthimit në treg dhe rendimentit të bonove të thesarit me maturim të gjatë (në veçanti 20Y). Ky premium i riskut të tregut rekomandohet të zbatohet së bashku me një rendiment mesatar afatgjatë të bonove qeveritare thesarit me maturim të ngjashëm (norma pa risk e normalizuar).
- Prandaj, këtu sugjerohet që të vlerësohet norma pa risk, si një mesatare 10Y e YTM të letrave me vlerë me maturim 20-vjeçar gjatë aplikimit të PRE prej 5.5%.

Sa i përket sugjerimeve të raportit ndaj parametrave CAPM, kemi vërejtur si në vijim:

Norma pa-risk

- Norma e propozuar prej 1.1% deri 3.0% është dukshëm më e ulët se ajo që përdoret për llogaritjen ekzistuese të hyrave të lejuara maksimale. Kufiri i ulët prej 1.1% përfaqëson nivelin e interesave për bonot e thesarit afatgjatë të Kosovës përderisa kufiri i lartë prej 3.0 % përfaqëson mesataren 10 vjeçare të normës së interesit nga bonot e thesarit të Hungarisë – që përfaqëson emetuesin më të rrezikshëm të borxhit të tregtuar afatgjatë në mesin e krahasuesve rajonal.
- Jemi të vetëdijshëm për faktin se Kosova ka filluar të emetoj borxhe afatgjata (deri në 5 vjet) me normë reale të interesit deri në 1.1%. Siç është theksuar më lartë, norma pa-risk duhet të paraqet bonot me maturim të gjatë gjatë vlerësimit të një projekti me një supozim të "Vijmësisë (going concern)" (siç është rasti me KOSTT). Prandaj, jemi të mendimit se përdorimi i borxhit të emetuar nga Kosova me maturim deri në vetëm 5 vite nuk është tregues relevant (për shembull, edhe për një ekonomi të zhvilluar si Gjermania apo SHBA, diferenca midis YTM e bonove 1vjeçare dhe bonove 20 vjeçare është aktualisht rreth 2%). Ekziston edhe çështja e likuiditetit të këtyre bonove, pasi nuk ka tregues të qartë se këto do të tregtohen vazhdimisht në tregjet e kapitalit të cilat edhe më tutje e minojnë përfaqësimin e normës se tyre pa risk, me qëllim të vlerësimit të kthimit në stoqe.
- Gjithashtu, mendojmë se Republika e Kosovës nuk mund të krahasohet drejtpërsëdrejti me Hungarinë për shkak të arsyeve të mëposhtme:
 - Si pjesë e Bashkimit Evropian (BE), Hungaria i nënshtrohet rregullave të BE-së për tregjet e saj të kapitalit; prandaj investitorët e perceptojnë atë si një rrezik më të ulët në krahasim me Kosovën.
 - Besueshmëria e kredive (edhe pse klasifikimi kreditor i Hungarisë është më shumë në zonën spekulative) ajo mbështetet edhe nga fakti se Hungaria është anëtare e BE.
 - Për më tepër, Hungaria ka një klasifikim të caktuar kreditor nga të gjitha kompanitë kryesore të klasifikimit të kredive (inter alia, Standard & Poor's dhe Moody's), që do të thotë se ato vëzhgohen nga këto kompani dhe investitorët deri në një shkallë mund të mbështeten në monitorimin nga këto kompani. Në anën tjetër, Kosova ende nuk ka një klasifikim nga një agjenci kryesore e klasifikimit që do të rriste profilin e përgjithshëm të riskut në vend, duke marrë parasysh se është themeluar kohëve të fundit.
 - Për këtë arsye, sugjerojmë që të mos marrim si referencë Hungarinë gjatë vlerësimit të normës pa-risk të Kosovës.
- Si alternativë, sugjerojmë vlerësimin e normës pa-risk të bazuar në një normë pa-risk nga një treg i zhvilluar me klasifikimin më të lartë të mundshëm (p.sh., SHBA apo Gjermaninë) dhe ta rrisim atë me shpërndarjen e vlerësuar të kredisë duke marrë parasysh rrezikshmërinë e përgjithshme të Kosovës.

Duke përdorur këtë qasje dhe bazuar në të dhënat e botuara së fundmi nga prof. Damodaran (i cili është një nga personat më të respektuar në fushën e valuimit në mbarë botën)¹, do të arrijmë në një normë pa-risk prej 8.81% në terma nominal, ose 6.78% në terma real (klasifikimi kreditor i Kosovës të jetë B2 - Moody's ose B - S & P dhe norma e inflacionit prej 1.9%) llogaritur si më poshtë:

- Norma afatgjatë e bonove të thesarit në SHBA = 2.45%
- Norma standarde për klasifikimin B2 = 6.36%
- Norma nominale pa-risk = 8.81%
- Norma reale pa-risk (duke aplikuar formulën Fisher²) = 6.78%

Prandaj, mendojmë se norma pa risk që sugjerohet në dokumentin për konsultim duhet të jetë në përputhje me inputet për PRR 1, pra 6.5% ose pak më e ulët. Një rënie prej 6.5% në 1.1-3.0% duket të jetë shumë e madhe, duke pasur parasysh zhvillimin e supozuar ekonomik të Kosovës dhe tregjeve të kapitalit në mbarë botën.

Premiumi i riskut të ekuitetit

- ZRRE propozon që të reduktohet PRE-ja e përdorur për të llogaritur MPKK në 4.5% në përputhje me vendimet e rregullatorëve në BE.
- Siç u tha më lart, është e rëndësishme të sigurohet qëndrueshmëri në mes të normës pa risk dhe premiumit të riskut të ekuitetit. Këto dy komponentë nuk mund të vlerësohen në mënyrë të pavarur, pasi PRE, sipas përkufizimit të saj, përfaqëson kthimin në tregun e përgjithshëm mbi normën pa risk. Prandaj, do të sugjeroja përdorimin e PRE të vlerësuar nga prof. Damodaran, i cili aktualisht paraqet vlerën prej 5.7% për tregun e SHBA3. Ky vlerësim është gjithashtu në linjë me Duff & Phelps që llogariti PRE të jetë 5.5%.
- Për krahasim, organi rregullator në Republikën Çeke ka vlerësuar PRE të jetë 5% dhe norma pa risk është vlerësuar duke përdorur mesatare YTM 10Y të bonove qeveritare 10-vjeçare të cilat kanë dhënë rendiment prej 3.82% në terma nominal, megjithëse kjo ishte në një periudhë me kushte inflacioni zero në ekonominë çeke. Theksojmë më tutje se Republika Çeke ka klasifikim AA të kredisë.

¹ Damodaran, A. (2017). Useful Data Sets: *Costs of Capital by Industry Sector - Europe*. Stern Business School - NYU. Retrieved 14 July 2017, from <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/waccEurope.xls> (Long term treasury rate) +

Damodaran, A. (2017). Useful Data Sets: *Risk Premiums for Other Markets*. Stern Business School - NYU. Retrieved 14 July 2017, from <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls> (Default spread in basis points - B2)

² RFR real = (1 + RFR nominal) / (1 + inflation) - 1

³ Damodaran, A. (2017). Useful Data Sets: *Implied Equity Risk Premiums - United States*. Stern Business School - NYU. Retrieved 14 July 2017, from <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/histimpl.xls> (Implied Premium (FCFE))

Beta e ekuitetit

- Pajtohemi që beta e përgjithshme e 1 mund të ulët. Megjithatë, për mendimin tonë ulja në 0.7% është shumë e ulët. Përkundrazi, sugjerojmë që beta e ekuitetit të vlerësohet nga burime përkatëse, dmth nga hulumtimi i Damodaran-it⁴. Bazuar në të dhënat e ofruara në faqen e internetit të Damodaran, beta e ekuitetit në sektorin e energjisë elektrike është 0.82. Nëse do të bazonim vlerësimin beta në beta të paleverazhuara (0.62 siç theksohet në të dhënat e Damodaran) do të nxjerrim betën e ekuitetit (duke pasur parasysh gearing siç është propozuar 0.4) prej 0.95. Pra, do të konsiderojmë se ulja e beta diku mes 0.82-0.95 nuk është e paarsyeshme.

Kostoja e borxhit

- Në përgjithësi pajtohemi me qasjen e kalkulimit të kostos së borxhit. Gjithashtu sugjerojmë që të merret parasysh sugjerimi i normës pa risk siç është përmendur më lart.
- Sa i përket normave të interesit, KOSTT vlerëson se përshtatja e kostos lejuar të borxhit duke aplikuar normat aktuale të kredisë nuk është e përshtatshme për këtë periudhë, si dhe nuk përfaqëson koston reale në tregun e kredive në Kosovë dhe më gjerë.

Qasja e përgjithshme

E kuptojmë se MPKK për KOSTT përfaqëson udhëzimin e Qeverisë për ZRRE-në që, si pronar i KOSTT, kishte për qëllim të synonte një kthim më të ulët në ekuitet se sa do të kërkonte një pronar privat, duke synuar përfitimin nga konsumatorët e energjisë elektrike. Siç është theksuar në dokumentin e konsultimit, vlera e propozuar e MPKK për KOSTT paraqet atë që supozohet nëse një kthim real para-tatimit në ekuitetin prej 2%, siç përcaktohet nga Qeveria për PRR 1, zbatohet edhe për periudhën e dytë rregullatore (PRR 2). **ZRRE kërkon udhëzime nga Qeveria lidhur me parimin adekuat që duhet të aplikohet për PRR 2.**

Jemi të mendimit se më nuk është e përshtatshme të aplikohet një kthim i rregullt në ekuitet prej 2.0% dhe aktualisht është e përshtatshme që KOSTT-it t'i lejohet të fitojë një kthim komercial në ekuitet. Kthimi komercial në ekuitet duhet të përcaktohet duke iu referuar asaj të vendosur nga KEDS.

2. Raporti për jetëgjatësinë e asetëve

KOSTT ka analizuar propozimet e dala nga Raporti Konsultativ për Jetëgjatësinë e Asetëve dhe vlerëson se janë pothuajse të njejtat me propozimet e bëra nga KOSTT në këtë drejtim.

⁴ Damodaran, A. (2017). Useful Data Sets: *Levered and Unlevered Betas by Industry - Europe*. Stern Business School NYU. Retrieved 14 July 2017, from <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaEurope.xls> (Beta; Unlevered Beta)

Për arsye qartësie mund të cekim se shtyllat i përkasin kategorisë së dytë të aseteve për amortizim e jo kategorisë së tretë andaj ky është i vetmi koment që kemi ndaj këtij raporti.

Tabela 1: Kategoritë e aseteve të transmisionit dhe jetëgjatësia e tyre të propozuara për KOSTT

Asetet		Jetëgjatësia e asetit (vjet)
I	Ndërtesat, rrugët, rrjetet e kanalizimeve, furnizimi me ujë, puset, ashensorët	50
II	Rrjeti i TL, shtyllat	40
III	Rrjeti i tensionit të ulët, nënstacionet, transformatorët, etj.	30
IV	Kamionet, korpa dhe makineri për punë	10
V	Kontrolli dhe Telekomunikimi, pajisje të ndryshme, mbrojtja nga zjarri	8
VI	Mobilet, pajisjet për zyrë	7
VII	Pajisjet e TI, softuerë, patente, licenca, vetura etj.	5

3. Raporti për humbjet në transmision

Komentet e KOSTT-it në lidhje me propozimin e ZRRE-së për nivelin e lejuar të humbjeve në rrjetin e transmisionit për periudhën 2018-2023

3.1 Shqyrtimi i humbjeve paraprake dhe trendi aktual

Zhvillimi i humbjeve në rrjetin e transmisionit është karakterizuar me ulje të vazhdueshme që nga viti 2007 e deri me 2012 si rrjedhojë e përforcimit të rrjetit në të gjithë territorin e Republikës së Kosovës. Pas 2012 zhvillimi i humbjeve në rrjet futet në zonën e ngopjes, ashtu siç është paraqitur në figurën 1.

Pas zhvendosjes së kufirit teknik dhe komercial në mes të KOSTT dhe OSSH nga prilli i vitit 2012, në kuadër të humbjeve të rrjetit të transmisionit shtohen edhe humbjet e shkaktuara në transformatorët distributiv 220/35/10 kV dhe 110/35/10 kV.

Në bazë të analizave të kryera teorike si dhe matjeve vlerësohet se nga 18 GWh deri 20 GWh i atribuohet humbjeve të shkaktuara pikërisht në këta transformator. Vlerësimi i këtyre humbjeve është shpjeguar në analizën e paraqitur në shtojcën B e këtij dokumenti.

Ndërsa në vitin 2016 janë realizuar humbje rreth 10.44 GWh me të larta se ne vitin 2015.

Nga analiza e paraqitur në shtojcën A mund të konkludohet që ngritja prej **10.44 GWh** e humbjeve në vitin 2016 krahasuar me vitin 2015 i atribuohet:

- 6.552 GWh projektit Linja dyfishe Peja 1- Peja3 dhe projekteve tjera të implementuara
- 3.888 GWh humbjeve të shkaktuara nga puna pa ngarkesë e linjës 400 kV NS Kosova B-NS Tirana 2 si dhe niveli jo i duhur i saktësisë së matjeve te grupeve matëse te mëhershme te KEDS në jo-pajtueshmëri me kodin e matjeve.

Në figurën 2 është paraqitur vartësia e humbjeve në transmision nga rrjedhat e energjisë në rrjetin transmetues. Edhe për kundër faktit që energjia hyrëse ne rrjetin e transmisionit nuk ka ndryshuar shumë gjatë viteve 2013-2016, ka një kërcim të theksuar te humbjeve gjatë vitit 2016 që shpjegohet nga konkludimi i mësipërm qe gjatë kohës së implementimit te projekteve specifike shkaktohen kondita jo të favorshme operuese si rrjedhoj e hapjes së unazave 110 kV e që drejtpërsëdrejti ndikon në ngritjen e humbjeve ne rrjet.

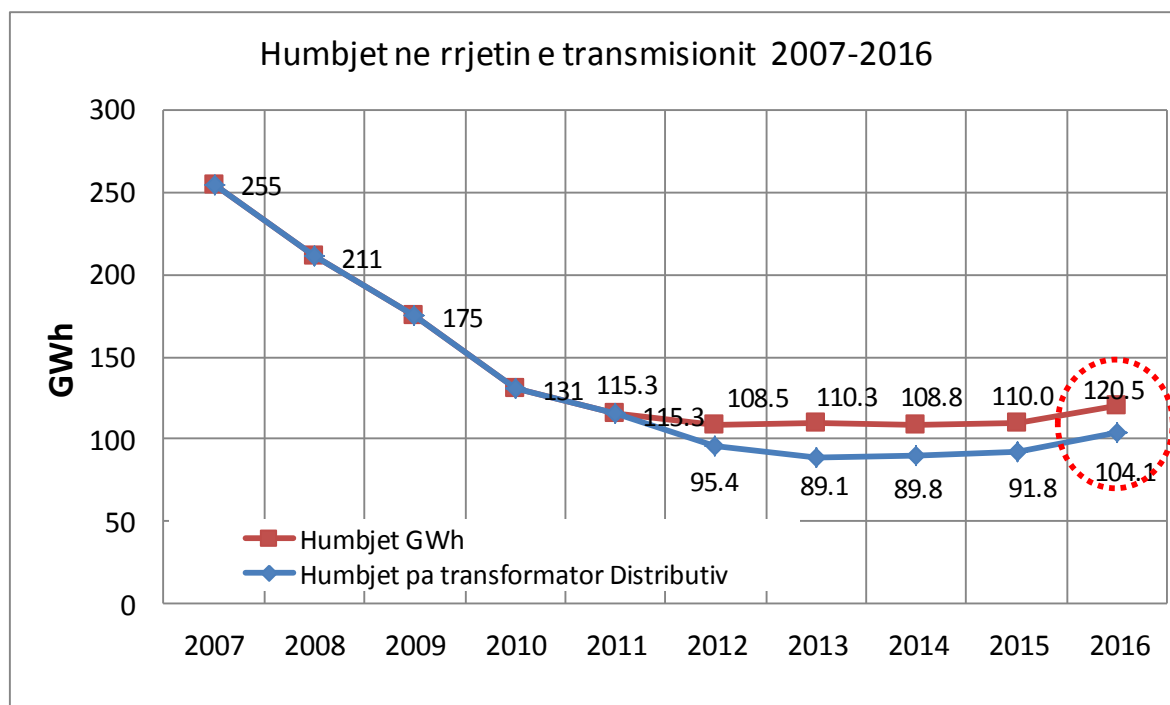


Figura 1. Humbjet e energjisë aktive ne rrjetin e transmisionit 2007-2015

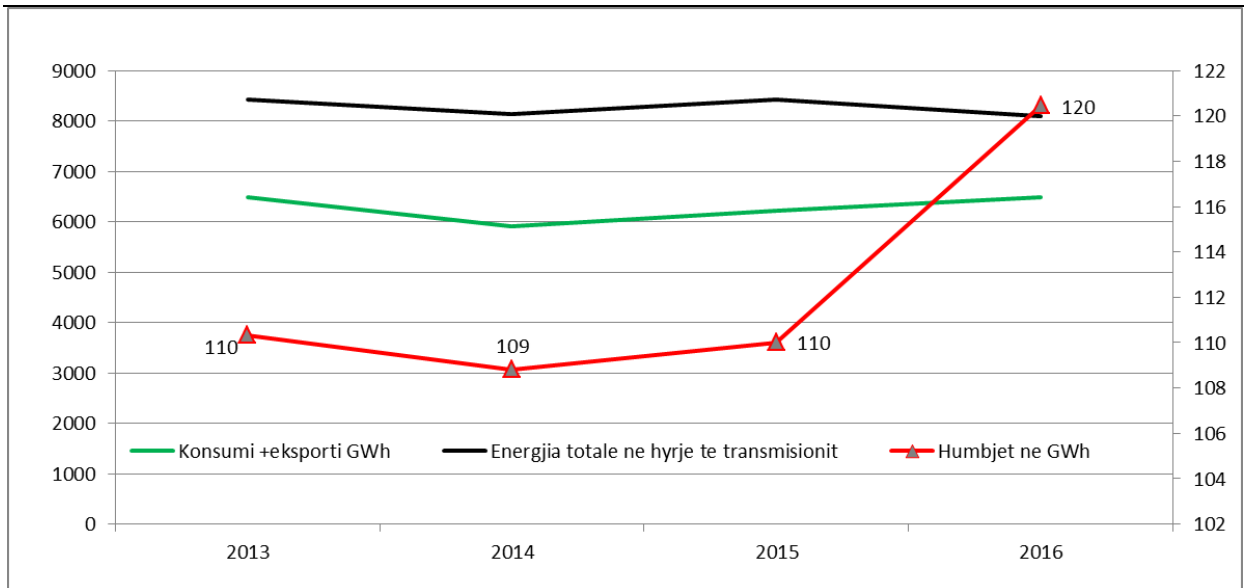


Figura 2. Varësia e humbjeve ne transmision 2013-2016 nga rrjedhat e energjisë ne rrjet

3.2 Trendi i humbjeve për vitin aktual 2017

Për shkak të specifikave komplekse të realizimit të projektit Linja dyfishe Peja 1- Peja3, GIS nënstacioni ne NS Peja 3, si dhe projekti i ri-vitalizimit të linjës 110 kV NS Deçan-NS Peja 2, unaza 110 kV ka ngelë e hapur pothuajse deri në maj të këtij viti. Në tabelën 1 është paraqitur trendi i humbjeve për periudhën e realizuar. Nga të dhënat e matura mund të vërehet që deri ne fund te qershorit 2017 humbjet në total janë për 2.3 GWh me te larta se humbjet ne vitin 2016 për periudhën e njëjtë kohore. Edhe këto humbje shtesë janë të ndikuara nga konfiguracioni i rrjetit, nga puna pa ngarkesë e linjës 400 kV Kosovë Shqipëri dhe nga josaktesia e matjeve nga pjesa e mbetur e grupeve matëse që janë në jo-pajtueshmëri me Kodin e Matjeve. Pasi që pas majit rrjeti operon me kondita kryesisht normale me konfiguracion optimal, pritet që humbjet e mbetura të jenë me të vogla se sa në periudhën e njëjtë të vitit 2016, por trendi tregon që do të jenë më të larta se 1.8%.

Futja ne operim e dy transformatorëve 300 MVA ne NS Peja 3 dhe NS Ferizaj 2, do te ndikoj në ngritjen e humbjeve te shkaktuara kryesisht ne humbjet ne hekur.

Tabela 1. Trendi aktual i zhvillimit te humbjeve ne transmision dhe krahasimi me vitin 2016

2017	Energjia në Disponim (Prodhimi + Importi)	Energjia e Realizuar (Eksporti +Konsumi)	Humbjet për 2017	Humbjet për 2016	Dallimi i Humbjeve 2017-2016
Muaji	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janar	804,064,108	787,156,933	16,907,175	11,831,051	5,076,124
Shkurt	646,027,608	634,369,719	11,657,889	9,879,777	1,778,112
Mars	724,920,555	715,968,867	8,951,688	11,216,186	-2,264,498
Prill	635,222,038	627,883,402	7,338,636	6,404,808	933,828
Maj	674,951,220	667,054,728	7,896,492	9,358,811	-1,462,319
Qershor			6,474,188	8,232,592	-1,758,404
Korrik				8,625,409	
Gusht				8,612,794	
Shtator				8,209,191	
Tetor				10,196,211	
Nëntor				11,740,330	
Dhjetor				16,150,536	
Të Realizuara			59,226,068	120,457,696	2,302,843

3.3 Ndikimi i projekteve në transmision 2018-2023 në zhvillimin e humbjeve në rrjet

Në kuader të projekteve të planit 5 vjeçar me ndikim në humbjet në rrjetin e transmisionit dallojmë projektet e kategorive:

- Përforcim rrjeti
- Përkrahje ngarkese

Nëse analizohen projektet në 5 vjeçarin e ardhshëm , kryesisht dominojnë projektet e përkrahjes së ngarkesës:

- Transformatori i tretë në NS Lipjan (2017)
- NS Prishtina 6, 2x 40 MVA (2018)
- NS Fushe Kosova 2x 40 MVA(2018)
- NS Mitrovica 2 2x 40 MVA (2018)
- NS Drenasi 2x 40 MVA (2019)
- NS Dragashi 2x 40 MVA (2019)
- NS Malisheva 2x 40 MVA (2020)
- Transformatori i dytë në NS Klina (2020)
- Transformatori i dytë në NS Gjilani 5 (2020)

Ndërsa Projektet e përforcimit të rrjetit do të jenë:

- j. Linja e re Rahovec- Therandë
- k. Linja e re Prizren 2- Prizren 1
- l. Rivitalizimi Prizren 1-Prizreni 3

Ndikimi i reduktimit të humbjeve nga projektet e nënstacioneve të reja kryesisht do të vërehen në rrjetin distributiv, ndërsa në rrjetin e transmisionit pritet të ketë rritje të humbjeve kryesisht nga shtimi i transformatorëve të fuqisë, edhe pse në linjat 110 kV do të ketë reduktim të humbjeve për shkak të ri-shpërndarjes së rrjedhave të fuqisë por dukshëm më i vogël se sa humbjet shtesë në transformator.

Në bazë të analizave të rrjedhave të fuqisë sipas konsumit të parashikuar 2018-2023, si dhe sekuençës së futjes në operim të projekteve të lartpërmendura ndikimi i shtimit të transformatorëve të rinj në humbjet në rrjet do të jetë si në vijim:

Transformatorët e rinj:

- **Ne /2017** 2 transformatorët 300 MVA, **Humbjet shtese 1.2 GWh**
- **Ne /2018** 1 transformator 40MVA në Lipjan, **Humbjet shtese 0.2 GWh**
- **Ne /2019** 6 transformator 40MVA, **Humbjet shtese 1.8 GWh**
- **Ne /2020** 8 transformator 40MVA, **Humbjet shtese 2.4 GWh**

Projektet e reja me ndikim në reduktim të humbjeve:

- **Ne /2019** Linja Theranda-Rahoveci Linja Prizren1- Prizren 2 dhe rivitalizimi Prizren1-Prizren 3 Prishtina 6 dhe Fushe Kosova, **Kursimi vjetor 1.2GWh**
- **Ne /2020** NS Malisheve 2 ndikon në rialokim të rrjedhave dhe një reduktim prej 330MWh vjetore Dragashi=450 MWh, **Kursimi vjetor 0.78GWh**

Pra në vitin 2017 pritet humbje shtesë për 1.2 GWh

Në vitin 2018 pritet ngritje e humbjeve për $1.2+0.2=1.4$ GWh në referencë me 2017

Në vitin 2019 pritet ngritje e humbjeve për $1.2+0.2+(1.8-1.2)=2$ GWh në referencë me 2017

Në vitin 2020 pritet ngritje e humbjeve për $1.2+0.2+(1.8-1.2)+(2.4-0.78)=3.62$ GWh në referencë me 2017.

Me këtë rast është supozuar se linja 400 kV Kosova B-Tirana 2 do të jetë në operim në vitin 2018.

Duke konsideruar edhe ngritjen e kërkesës për energji elektrike në bazë të parashikimit nga Bilanci 10 Vjeçar atëherë projekcioni i humbjeve deri në 2023 parashikohen që të jenë:

Tabela 2. Parashikimi i humbjeve në rrjetin e transmisionit 2018-2023

Viti	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Humbjet GWh	115	117	118	119	120	122

3.4 Komentet e KOSTT në lidhje me propozimin e ZRrE-se për humbjet ne transmision për PRR 2.

3.4.1 Humbjet e lejuara sipas propozimit të ZRrE-së për PRR 2

Sipas propozimit të ZRRE-së citojmë:

“ZRRE-ja propozon që vendoset niveli i lejuar i humbjeve në transmetim për PRR 2 në **1.7%**, vlera aktuale e arritur në fillim të PRR 1. Ky është një nivel që KOSTT-i ka demonstruar se mund ta arrijë. Kjo gjithashtu nuk e shpërblen KOSTT-in për rritjen e humbjeve nga ky nivel ashtu siç është parë gjatë periudhës së PRR 1”.

KOSTT ka analizuar parashikimin nga Bilanci Elektroenergetik afatgjatë dhe propozimin e ZRRE-së prej 1.7% të humbjeve të lejuara për 5 vitet e ardhshme. Kështu e humbjet ne njësi të emëruara në GWh janë vlerësuar si në tabelën në vijim:

Tabela 3. Parashikimi i humbjeve sipas propozimit të ZRrE-se 1.7%

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Humbjet e propozuara nga ZRrE-ja per PRR2	1.70%	1.70%	1.70%	1.70%	1.70%	1.70%
Humbjet ne GWh	105.2	108.7	109.5	110.7	111.7	112.9
Konsumi net nacional GWh	5585	5785	5837	5905	5964	6034
Exportet GWh	606	606	606	606	606	606
Konsumi +eksporti GWh	6191	6391	6443	6512	6570	6640
Energjia totale ne hyrje te transmisionit	8400	8602	8655	8724	8784	8856

Në bazë të vlerësimit të humbjeve të realizuara në vitet paraprake, identifikimit të faktorëve ndikues, trendit aktual dhe parashikimit të konsumit dhe eksporteve, humbjet e lejuara në terma relativ 1.7% në referencë me Net Konsumi Nacional+Eksporti nuk janë dukshëm nën vlerën e humbjeve të parashikuara.

3.4.2 Komentet e KOSTT-it

Vlera relative prej 1.7% propozuar sipas ZRrE-së për nivelin e lejuar të humbjeve në rrjetin e transmisionit për periudhën e ardhshme 5 vjeçare nuk mund të realizohet duke konsideruar faktorët si në vijim:

- Projektet e reja të Nënstacioneve (NS Prishtina 6, F Kosova, Mitrovica, Drenasi, Dragashi, transformatorët shtesë në NS Gjilani 5, NS Klina dhe NS Lipjan) ndikojnë në reduktimin e humbjeve në rrjetin distributiv por për shkak të shtimit të transformatorëve në një masë ndikojnë në ngritjen e humbjeve në rrjetin e transmisionit.
- Vazhdimi i projekteve të reja që do të ndikojnë në konfiguracion të rrjetit gjatë kohës së implementimit (2018/2020) dhe rrjedhimisht në ngritjen e humbjeve në rrjet.

Humbjet në GWh të rezultuara nga humbjet e lejuara në njësi relative (përqindje), do të ndryshojnë varësisht nga shuma e net konsumit nacional plus eksporti. Komponenta e eksportit do të ketë ndikim në vlerën e lejuar nëse pasqyrohet në GWh. Andaj në këtë aspekt mund të shfaqet risku shtesë i mos realizimit të humbjeve në GWh që pasqyrohen nga propozimi prej 1.7% e cila varet ndjeshëm nga komponenta e eksportit, pasi që eksporti kryesisht realizohet përmes rrjetit horizontal i cili është më eficient se rrjeti vertikal.

Në tabelën 3 është paraqitur vlerësimi i humbjeve në bazë të analizave të zhvillimit të humbjeve nga KOSTT-i.

Tabela 3. Parashikimi i humbjeve për PRR 2 sipas KOSTT-it

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Vlera Mesatare
Humbjet e vleruara nga KOSTT per PRR2	1.86%	1.83%	1.83%	1.83%	1.83%	1.84%	1.84%
Humbjet ne GWh	115.0	117.0	118.0	119.0	120.0	122.0	
Konsumi net nacional GWh	5585	5785	5837	5905	5964	6034	
Exportet GWh	606	606	606	606	606	606	
Konsumi +eksporti GWh	6191	6391	6443	6512	6570	6640	
Energjia totale ne hyrje te transmisionit	8400	8602	8655	8724	8784	8856	

Në bazë të vlerësimit të humbjeve të realizuara në vitet paraprake, identifikimit të faktorëve ndikues, trendit aktual dhe parashikimit të konsumit dhe eksporteve, KOSTT propozon që humbjet e lejuara në terma relativ duhet të jenë rreth 1.84%.

SHTOJCA A:

Kalkulimi i humbjeve vjetore ne transformatorët distributiv

Humbjet e shkaktuara ne transformatorët energjetik janë:

- Humbjet pa ngarkesë (ne hekur)
- Humbjet në ngarkesë (në Bakër)

Në fakt humbjet në hekur paraqesin vartësi ndaj tensionit sipas shprehjes : $P_{fe} = G \cdot U_n^2$

Këto humbje kanë një pjesëmarrje te madhe ne humbjet totale ne transformator pasi që ato shkaktohen për sa kohë që transformatori është i energjizuar. Duke konsideruar qe tensioni gjatë ngarkesave maksimale bie nën vlerën nominale, ndërsa gjatë ngarkesave minimale ngritët mbi vlerën nominale mund të supozojmë që këto humbje janë konstante.

Humbjet e shkaktuara nga ngarkesa (rryma) përcaktohen nga shprehja: $P_{cu} = P_{cun} \left(\frac{S}{S_n} \right)^2$

Çka do të thotë se ato varën nga niveli i ngarkimit të transformatorit.

Në bazë të matjeve nga sistemi i njehsorëve dhe sistemit SCADA/EMS, mund të vërehet se varësisht nga niveli i ngarkimit të nënstacioneve, ka raste kur humbjet në hekur dominojnë humbjet në bakër dhe anasjelltas. Pas vendosjes së pikave matëse mbi 60% ne kufirin e ri komercial ne mes KOSTT dhe KEDS (35 kV dhe 10 kV) dhe procesimit të të dhënave nga dy grupet matëse me saktësi 0.2s në primar dhe sekondar të transformatorit është bërë e mundur që të vlerësohen saktësisht humbjet e zhvilluara në transformatorët distributiv. Në tabelën B-2 janë paraqitur këto matje për nënstacionet që tanimë kanë të instaluar grupet e reja matëse ne anën e tensionit të mesëm. Humbjet ndryshojnë varësisht nga lloji, viti, kapaciteti i transformatorëve dhe sillet ne brezin nga 0.2% deri ne 0.7% të energjisë elektrike që rrjedh nëpër transformator.

Duke marrë vlerën mesatare të gjithë transformatorëve del që rreth **0.44%** te energjisë që kërkohet nga distribucioni paraqesin humbjet totale ne transformatorët distributiv që ndërlidhin KOSTT me KEDS.

Tabela A-1 Humbjet vjetore te energjisë te vlerësuara në transformatorët distributiv KOSTT/KEDS

Viti	2013	2014	2015	2016
Distribucion konsumi [GWh]	4606.5	4505	4496.7	4582.5
Humbjet ne transformator [GWh]	21.7	19.8	19.8	18.3

Tabela A-2 Humbjet e matura vjetore te energjisë në transformatorët distributiv KOSTT/KEDS

RAPORT MBI KRAHASIMIN E ENERGJISË: Primar - Sekondar					
	PREJ:	20/07/2016 08:21	DERI:	20/06/2017 08:21	
Nënstacioni	Fusha	110 kV	10/35 kV	Humbjet	Dallimi në % d = c/a
		kWh	kWh	kWh	
		a	b	c = a-b	
NS Berivojca	TR-1				
	TR-2	49,125,956	48,864,350	261,606	0.53%
NS Deçani	TR-1				
	TR-2				
	TR-3	66,991,551	67,248,776	257,225	0.38%
NS Podujeva	TR-1				
	TR-2	76,818,324	76,358,415	459,909	0.60%
NS Prishtina 2	TR-1	0	0	0	NaN
	TR-2	0	0	0	NaN
	TR-3	44,819,632	44,605,200	214,432	0.48%
NS Prishtina 3	TR-1				
	TR-2	89,869,780	89,308,406	561,374	0.62%
NS Prishtina 5	TR-1	84,948,864	84,451,238	497,627	0.59%
	TR-2	51,530,160	51,285,518	244,643	0.47%
NS Prishtina 7	TR-1				
	TR-2	81,745,686	81,270,420	475,266	0.58%
NS Prizreni 1	TR-1				
	TR-2	94,649,984	94,341,618	308,366	0.33%
	TR-3	0	0	0	NaN
NS Prizreni 3	TR-1	89,705,506	89,433,829	271,677	0.30%
	TR-2	85,936,114	85,631,044	305,070	0.35%
NS Gjakova 1	TR-1	56,856,294	56,471,373	384,921	0.68%
	TR-2	63,760,092	63,422,268	337,824	0.53%
NS Gjakova 2	TR-1	57,823,700	57,596,569	227,131	0.39%
	TR-2	56,285,152	56,065,564	219,588	0.39%
NS Gjilani	TR-1	94,908,858	94,511,256	397,602	0.42%
	TR-2				
NS Vushtrria 1	TR-1				
NS Vushtrria 2	TR-1	85,880,740	85,622,591	258,149	0.30%
	TR-2	65,018,646	64,803,191	215,455	0.33%
NS Peja 1	TR-1	40,873,712	40,677,693	196,019	0.48%
	TR-2				
NS Peja 2	TR-1	68,059,530	67,902,214	157,316	0.23%
	TR-2	55,866,558	55,758,911	107,647	0.19%
NS Vitia	TR-1	63,110,850	62,844,474	266,376	0.42%
	TR-2	42,473,420	42,307,146	166,274	0.39%
NS Palaj	TR-1	121,473	120,624	849	0.70%
	TR-2	6,992,832	6,946,800	46,032	0.66%
	TR-3	106,781,697	106,083,852	697,845	0.65%
Shuma		1,680,955,111	1,673,933,339	7,536,222	0.448%

SHTOJCA B

Ndikimi i implementimit të projekteve – 2016 në rritjen e humbjeve në Rrjetin e Transmisionit

1. Përmbledhje

Ndryshimi i konfiguracionit në pjesë të caktuara të rrjetit, si hapje e linjave, furnizimi radial etj. dhe i cili ndodhë për kohë relativisht të gjatë rezulton me rritjen e humbjeve në rrjetin e transmisionit. Kjo ndodhë për shkak të ndryshimit të rrjedhave të fuqisë aktive dhe reaktive në linja dhe transformator, e cila afekton në profilin e tensionit në nyjet e caktuara të sistemit dhe rrjedhimisht ngritë humbjet në rrjet. Humbjet në rrjet janë në funksion me katrorin e rrymës, kjo nënkupton varshmëri kuadratike të humbjeve në funksion të ngritjes së rrjedhave të fuqisë në elementin e afektuar nga ndryshimi i konfiguracionit.

Ndryshimet në konfiguracion në SEE të Kosovës aplikohen kryesisht gjatë kohës së implementimit të projekteve, ku disa nga elementet si linjat dhe transformatorët për shkaqe të implementimit të projekteve mbesin jashtë operimit për një kohë të caktuar, varësisht nga procesi i instalimit të pajisjeve të reja. Në procesin e implementimit të projekteve që ndërlidhen me ngritje të kapacitetit transmetues dhe re-vitalizim të nënstacioneve, gjatë vitit 2016 janë realizuar një numër i konsiderueshëm i projekteve realizimi i të cilave ka kërkuar shkyçje të linjave dhe transformatorëve. Realizimi i projektit: **linja dyfishe 110 kV Peja 1- Peja 3**, është bërë fillimisht me demontimin e linjës ekzistuese dhe ndërtimin e linjës dyfishe tërësisht të re. Kjo ka rezultuar me hapjen e unazës 110 kV Peja 3-Peja1-Peja2-Deqan_Gjakova1, duke filluar nga data 09.04.2016 dhe ka vazhduar deri me datë 22.12.2016.

Konsumi i nënstacioneve NS Peja 1, NS Peja 2, NS Deçani është furnizuar në mënyrë radiale nga NS Gjakova 1, duke rezultuar me ngritje të humbjeve në rrjetin e transmisionit. Simulimet kompjuterike tregojnë që gjatë ngarkesës maksimale operimi me unazën e hapur, ka rezultuar me ngritje të humbjeve për **3.5 MW**, krahasuar me operimin me unazë të mbyllur. Duke zbatuar metodologjinë standarde të kalkulimit të humbjeve të energjisë elektrike, bazuar në lakoren e kohëzgjatjes së ngarkesës totale të vendit, si dhe karakteristikave të saj, dhe duke bërë krahasimin e operimit me unazë të hapur dhe të mbyllur, analiza tregon ngritje të humbjeve rreth **10.44 GW** si rezultat i ndryshimit të konfiguracionit të rrjetit të shkaktuar nga implementimi i projekteve në vitin 2016.

Humbjet e matura gjatë vitit 2016 kanë rezultuar të jenë **120.45 GWh**, ndërsa në vitin 2015 humbjet kanë qenë **110 GWh**, që do të thotë ngritje e humbjeve për 8.4 GWh e shkaktuar kryesisht nga demontimi i linjës 110 kV Peja 1-Peja3, si dhe 2 GWh nga implementimi i projekteve tjera që janë zhvilluar gjatë vitit 2016, si:

- Ri-vitalizimi i NS Vitia
- Transformatori i dytë 300 MVA ne NS Peja 3
- Transformatori i dytë 300 MVA ne NS Ferizaj 2
- Instalimi i transformatorëve 40 MVA, 110/10(20) kV ne NS Skenderaj
- Ri-vitalizimi i pajisjeve të TL ne NS Prizreni 3
- Ri-vitalizimi i pajisjeve të TL ne NS Gjakova 2
- Instalimi i transformatorit të tretë 40 MVA, 110/10(20) kV ne NS Prishtina 2

2. Analiza e zhvillimit të humbjeve gjatë vitit 2016

Në vazhdim janë kalkuluar humbjet në rrjetin e transmisionit duke përdor metodologjinë standarde të kalkulimit të humbjeve .

Së pari janë kalkuluar humbjet në rrjetin e transmisionit me të gjitha elementet në punë, ndërsa të njëjtat kalkulime janë bërë duke marrë parasysh edhe hapjen e disa elementeve gjatë procesit të implementimit të projekteve dhe të cilat kanë ndikim në humbje.

Në tabelën 1 shihen të dhënat krahasuese nga bilanci elektroenergjetik i realizuar për dy vitet paraprake 2015 dhe 2016.

Tab.1 Krahasimi i Bilancit të Energjisë elektrike për dy vitet paraprake 2016 dhe 2015

	Prodhimi [GWh]	Tranziti [GWh]	Konsumi i brendshëm neto [GWh]	Humbjet [GWh]	Humbjet nga tranziti [GWh]	Humbjet nga Konsumi [GWh]
VITI 2015	5,595.347	2,136.123	5,552.847	110.012	14.953	95.059
VITI 2016	5,919.109	1,700.767	5,305.920	120.458	11.905	105.458
NDRYSHIMI	323.762	-435.356	-246.927	10.446	-3,047	10,44

Ndërsa në figurën 1 është paraqitur krahasimi i humbjeve mujore të realizuara për dy vitet paraprake 2015 dhe 2016.

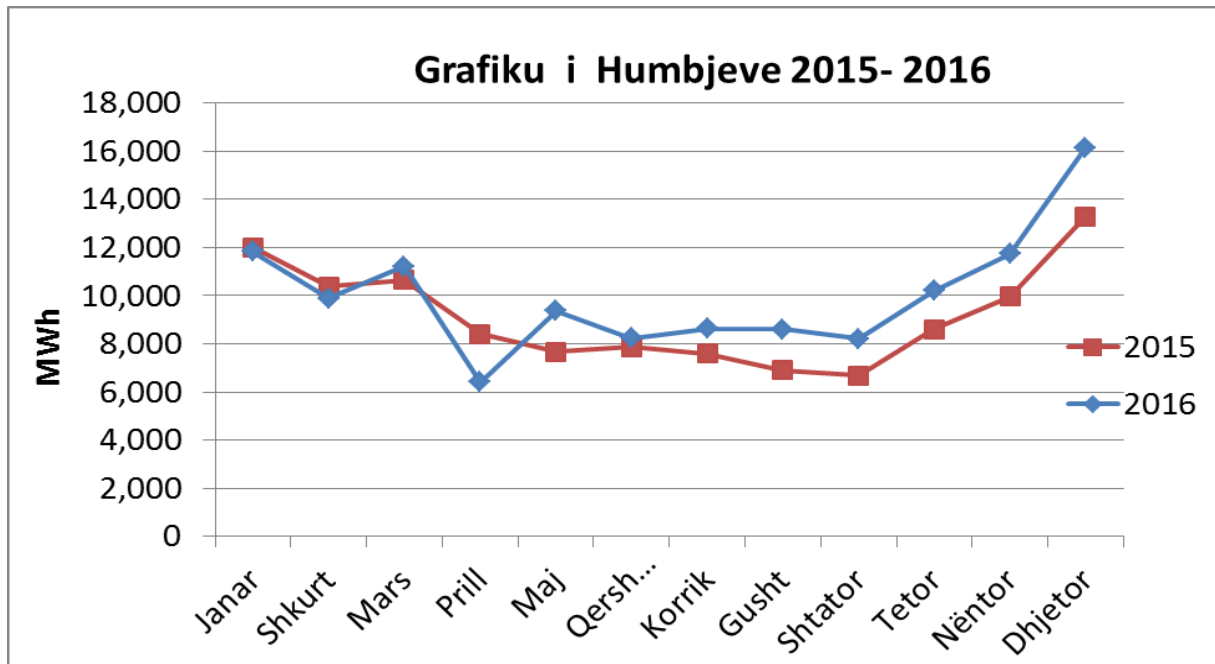


Figura 1. Krahasimi i humbjeve mujore të realizuara për dy vitet paraprake 2015 dhe 2016.

Edhe përkundër faktit që konsumi në vitin 2015 ka qenë më i lartë se në vitin 2016, ky ndryshim kryesisht është vërejtur në rrjedhat e fuqisë në linjat 220 kV e shkaktuar nga reduktimi për 374 GWh i kërkesës së Feronikelit krahasuar me vitin 2015 ($585\text{GWh}_{2015}-211\text{GWh}_{2016}=374\text{GWh}$).

Pra në fakt në pjesën tjetër të konsumit ka pasur rritje relativisht të vogël për $374-247=127\text{GWh}$ dhe kryesisht ky konsum është furnizuar përmes nënstacioneve 110/X kV.

2.1.1 Llogaritja e inkrimetit të humbjeve

Përmes simulimeve kompjuterike në PSS/E është fituar inkrimenti i ngritur i humbjeve për 3.5 MW si rezultat i ndërtimit të linjës së dyfishtë Peja 1-Peja 3.

$$\text{INKRIMENTI } (\Delta P) = \Delta P_{\text{unazae_hapur}} - \Delta P_{\text{unazae_mbyllur}} = 3.5\text{ MW}$$

Pra humbjet e fuqisë në sistemi janë analizuar me kondita të njëjta të gjenerimit dhe ngarkesës, duke krahasuar rastin me unazën e hapur dhe atë me unazën e mbyllur në pjesën e rrjetit të zonës së Dukagjinit.

Duke njohur diagrami vjetor të ngarkesës për çdo orë për vitin 2016 (nga ditari dispeçerik) dhe atë nga data 09.04.2016 deri me datë 22.12.2016 kur linja Peja 1- Peja 3 nuk ka qenë në operim atëherë kalkulimi i orëve totale të humbjeve vjetore të energjisë i T_{Δ} rezulton të jetë:

$$T_{\Delta} = \frac{\sum_{j=2352}^{8544} P_j^2 \cdot (t_j - t_{j-1})}{P_{\max}^2} = 1872 \text{ orë}$$

Inkrimenti i humbjeve është ndërlidhur me orët e operimit të sistemit me unazën e hapur, pra në bazë të kohës së implementimit të projektit rezulton që unaza ka operuar e hapur për **6192 orë** gjatë vitit 2016. Prandaj në analizë është konsideruar lakorja e reduktuar e kohëzgjatjes së ngarkesës e treguar në figurën 2.

Atëherë inkrimenti i humbjeve të energjisë i llogaritur është:

$$INKRIMENTI (\Delta W) = T_{\Delta} \cdot INKRIMENTI (\Delta P) = 1872 \text{ h} \cdot 3.5 \text{ MW} = 8424 \text{ MWh} = 6.552 \text{ GWh}$$

Nga rezultatet e fituara rezulton që realizimi i projektit: **Linja dyfishe 110 kV Peja 1- Peja 3**, ka ndikuar në ngritjen e humbjeve për **6.552 GWh**

Duke krahasuar bilancet paraprake 2014, 2015 dhe 2016 si dhe konfigurimin e rrjetit për vitet në fjalë, mund të konsiderojmë që ngritja prej **10.44 GWh** e humbjeve në vitin 2016 krahasuar me vitin 2015 i atribuohet:

- 6.552 GWh projektit Linja dyfishe Peja 1- Peja3 dhe projekteve tjera të implementuara
- 3.888 GWh humbjeve të shkaktuara nga puna pa ngarkesë e linjës 400 kV NS Kosova B-NS Tirana 2 si dhe niveli jo i duhur i saktësisë së matjeve të grupeve matëse të mëhershme të KEDS në jo-pajtueshmëri me kodin e matjeve.

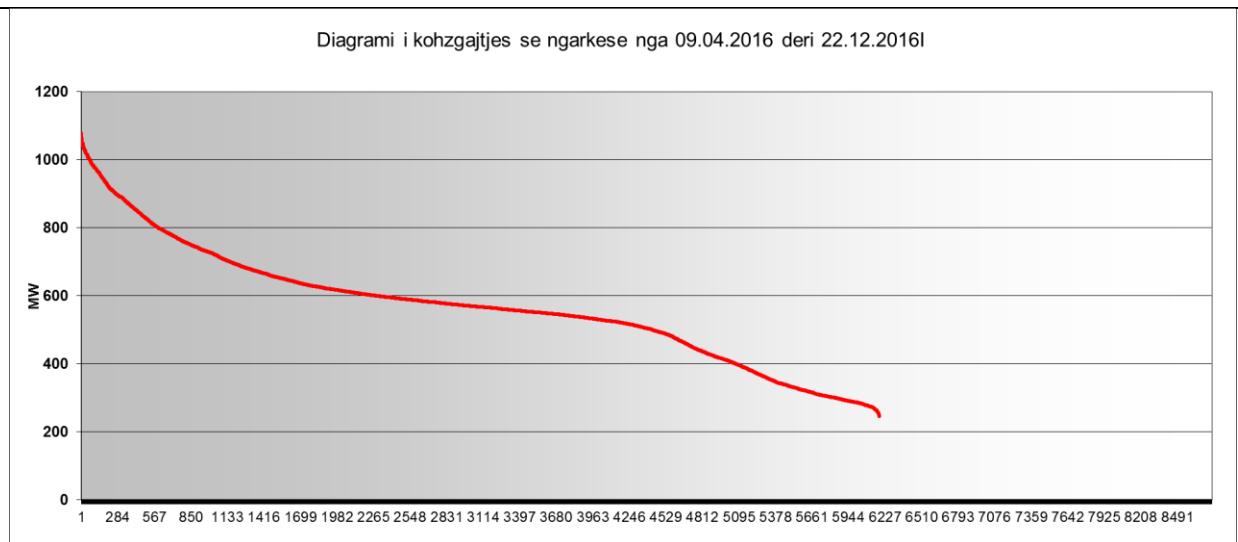


Figura 2. Lakorja e konsideruar ne kalkulimin e humbjeve te energjisë elektrike gjatë vitit 2016

(Fundi i Dokumentit)

Përgatitur nga: KOSTT