



REPUBLIKA E SHQIPËRISË
UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS
FAKULTETI I INXHINIERISË ELEKTRIKE

DISERTACION

Për marrjen e gradës shkencore

Doktor

Në Inxhinieri Elektrike – nënfusha energjetikë

Tema:

“Integrimi i burimeve të reja të rinovueshme të energjisë në rrjetin shpërndarës energjetik”

Kandidati

Msc.Ing. Andi HIDA

Udhëheqës shkencor

Akad. Prof. Rajmonda BUHALJOTI

Tiranë, 2025



**REPUBLIKA E SHQIPËRISË
UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS
FAKULTETI I INXHINIERISË ELEKTRIKE**

DISERTACION

i

Paraqitur nga

Msc.Ing. Andi HIDA

Për marrjen e gradës shkencore

Doktor

Në Inxhinieri Elektrike – nënfusha energjetikë

Tema:

***“Integrimi i burimeve të reja të rinovueshme të energjisë në rrjetin
shpërndarës energjetik”***

Mbrohet më datë 16.10.2025 para jurisë së ngritur nga Këshilli i Profesorëve i FIE
me Vendimin Nr. 15, datë 26.09.2025:

1. Prof. Dr. Marialis ÇELO

Kryetar (Oponent)

2. Prof. Dr. Astrit BARDHI

Anëtar

3. Prof. Asoc. Alfred PJETRI

Anëtar

4. Prof. Dr. Gëzim KARAPICI

Anëtar

5. Prof. Dr. Piro CIPO

Anëtar (Oponent)

Tiranë, 2025

Ky Punim është në kuadër të shkollës së doktoratës në Inxhinieri Elektrike, nënfusha energjetikë.

Punimi është pjesë e projektit "Ndërveprimi i teknologjive informatike dhe energjetike për një sistem elektroenergjetik të mençur (smart grid)" dhe mbështetet financiarisht nga Universiteti Politeknik i Tiranës sipas Vendim Bordi Administrimit të UPT Nr.28, datë 20.11.2020.

*Dedikuar Departamentit të Sistemeve Elektrike të Fuqisë,
pjesë e së cilit jam prej më shumë së 11 vitesh.*

Mirënjohje

Dëshiroj të shpreh të mirënjohjen time për të gjithë ata me të cilët kam bashkëpunuar dhe më kanë mbështetur gjatë këtyre viteve.

Së pari, do të doja të shpreh mirënjohjen time të thellë për udhëheqësen time të doktoratës, Akad. Prof. Dr. Rajmonda Buhajoti. Mbështetja, motivimi dhe besimi që më ka dhënë gjatë gjithë procesit të kërkimit shkencor, kanë qenë vendimtarë për përfundimin e këtij cikli studimesh. Përveç kësaj, bashkëpunimi me të në çdo punim shkencor dhe rekomandimet e dhëna, kanë sjell rritjen e cilësisë së publikimeve shkencore.

Gjithashtu, falënderoj të gjithë pjesëtarët e Departamentit të Sistemeve Elektrike të Fuqisë dhe përgjegjësen e departamentit Prof. Dr. Marialis Çelo, për inkurajimin, mbështetjen dhe lehtësimin që më kanë dhënë në këtë periudhë mjaft të ngarkuar për mua. Me shumicën e anëtareve kam bashkëpunuar me shumë kënaqësi në shkrimin e artikujve për pjesëmarrjen në konferenca dhe për botimet në revista. Jam me fat që në këtë departament, përveç se kolegë, kam gjetur edhe miq të mirë.

Jam gjithashtu mirënjohës për ish profesorët e Universitetit Politeknik të Tiranës, e në veçanti për Prof. Dr. Nako Hobdarin për gatishmërinë dhe këshillat e dhëna në fillim të karrierës time akademike në departament.

Mirënjohje për shokët e mi me të cilët kam përfunduar studimet universitare: Donardin, Taulantin, Mariglenin, Erlinin, Pjerinin dhe Grisildin, me të cilët kam ndarë ide dhe të dhëna të ndryshme në lidhje me fushën e studimit të këtij disertacioni. Për më tepër, kemi qenë bashkautorë në studime të ndryshme.

Së fundmi, një falënderim i përzemërt shkon për familjen time. Dashuria, mbështetja e pandërprerë dhe durimi i treguar ndaj meje, më ka bërë të kapërcej çdo moment të vështirë.

PËRMBAJTJA

Lista e figurave	vi
Lista e tabelave	xv
Lista e shkurtimeve	xvi
Parathënie	xviii
1. Motivimi mbi temën e zgjedhur.....	1
1.1 Ndikimi i ndotjes dhe rritja e konsumit global të energjisë.....	1
1.2 Zgjidhja nëpërmjet burimeve të rinovueshme të energjisë.....	3
1.3 Situata aktuale në Sistemin Elektroenergjitik Shqiptar	7
1.4 Sistemi i shpërndarjes së energjisë në Shqipëri	13
2. Shqyrtim (Survey) i literaturës	19
2.1 Performanca dhe analiza tekniko-ekonomike e BRE-ve	19
2.2 Ndikimi i BRE-ve në sistemin elektroenergjitik	22
3. Modelimi matematik dhe softet për analizen e sistemit energjitik.....	28
3.1 Modelimi matematik i elementëve të sistemit	28
3.1.1 Modelimi matematik i rrjetit elektrik.....	28
3.1.2 Modelimi i moduleve fotovoltaike.....	32
3.1.3 Modelimi i turbinave të erës	37
3.1.4 Modelimi i HEC-eve.....	43
3.2 Softet e përdorura	44
3.2.1 Neplan	44
3.2.2 DlgSILENT Power Factory	45
3.2.3 AS Daisy Bizon.....	45
3.2.4 PVSOL	45
3.2.5 LabView.....	45
3.2.6 Softe për analizën e turbinave të erës.....	46
4. Analiza e performancës së burimeve të rinovueshme të energjisë, të natyrës Fotovoltaike dhe Eolike.....	48
4.1 Legjislacioni aktual për mbështetjen e burimeve të rinovueshme në Shqipëri	48
4.2 Analiza tekniko-ekonomike e sistemeve FV	48
4.2.1 Parametrat për llogaritjet tekniko-ekonomike të sistemeve FV	49
4.2.2 Studimi i sistemeve FV për vetëkonsum (me fuqi deri në 500 kWp).....	53
4.2.3 Studimi i sistemeve FV me përmasa të mëdha (me fuqi mbi 500 kWp)	77
4.3 Analiza tekniko-ekonomike e sistemeve eolike	84
4.3.1 Metodologjia e studimit	84
4.3.2 Rasti i studimit	85

4.3.3 Analiza teknike	86
4.3.4 Analiza financiare	87
4.3.5 Ndikimi socio-ekonomik.....	91
5. Analiza e Rrjetit Shpërndarës Energjetik Shqiptar në kushtet e depërtimit të burimeve të rinovueshme të energjisë	95
5.1 Indekset e performancës për analizën e sistemit energjetik.....	95
5.2 Rajoni Burrel	98
5.2.1 Situata aktuale	103
5.2.2 Studimi i skenarëve të ndryshëm të gjenerimit të HEC-eve dhe ngarkesës së konsumatorëve, në performancën e rajonit	116
5.2.3 Ndikimi i gjenerimit të shpërndarë në indetset e performancës.....	124
5.2.4 Ndikimi i linjës 220 kV Burrel-Shumat në kushtet e gjenerimit të shpërndarë.....	131
5.2.5 Integrimi i shpërndarë i burimeve të reja të rinovueshme në Rajonin e Burrelit.....	135
5.2.5.1 <i>Analiza me profil ngarkese i skenarit bazë (pa FV) për stinën e verës dhe të dimrit.....</i>	<i>135</i>
5.2.5.2 <i>Integrimi i sistemeve fotovoltaike të shpërndara në zbarat 110 kV</i>	<i>145</i>
5.2.5.3 <i>Integrimi i sistemeve fotovoltaike të shpërndara në zbarat 10 kV</i>	<i>151</i>
5.2.5.4 <i>Integrimi i sistemeve fotovoltaike të shpërndara në një fidër radial</i>	<i>161</i>
5.3 Një analizë krahasuese e rezultateve të marra në Rajonin e Burrelit me rajone të tjera shpërndarëse	184
5.4 Optimizimi i flukseve të fuqisë në Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar me përfshirjen e burimeve të rinovueshme.....	192
5.4.1 Funksionet objektive për tu minimizuar	192
5.4.2 Analiza e Sistemit Elektroenergjetik Shqiptar.....	193
6. Përfundime dhe rekomandime	199
Referenca.....	210
SHTOJCË-Të dhënat e elementeve të disa rajoneve shpërndarëse	222

Lista e figurave

Figura 1.1 Reduktimi i emetimeve të CO ₂ sipas skenarëve të ndryshëm.....	1
Figura 1.2 Parashikimi i gjenerimit të energjisë për skenarin e mbajtjes së ndryshimit të temperaturës 1.5 °C	2
Figura 1.3 Çmimi mesatar vjetor i shitjes së energjisë elektrike në bursën HUPX për periudhën 2012-2024.....	2
Figura 1.4 Të dhëna tekniko-ekonomike për teknologjitë e BRE-ve ndër vite [12]	3
Figura 1.5 Shtesa vjetore e kapaciteteve të instaluar globale nga disa BRE ndër vite [15]	4
Figura 1.6 Konsumi dhe humbjet totale të energjisë elektrike për periudhën 2018-2024 në Shqipëri	7
Figura 1.7 Rrezatimi diellor në Shqipëri	8
Figura 1.8 Kapaciteti total dhe kapaciteti FV i instaluar në Shqipëri për periudhën 2013-2024....	9
Figura 1.9 Prodhimi vjetor i energjisë nga HEC-et dhe FV	9
Figura 1.10 Importi dhe Eksporti Bruto i energjisë në Shqipëri gjatë viteve 2018-2024 [42].....	9
Figura 1.11 Prodhimi neto në Shqipëri për vitin 2024	10
Figura 1.12 Prodhimi mujor neto në Shqipëri gjatë vitit 2024 (MWh).....	11
Figura 1.13 Gjenerimi dhe konsumi për datat 31 Korrik 2024 dhe 31 Dhjetor 2024 [44].....	11
Figura 1.14 Çmimi dhe volumi i shitjes së energjisë elektrike në bursën ALPEX për datat 31 Korrik 2024 dhe 31 Dhjetor 2024	12
Figura 1.15 Energjia e injektuar nga prodhues me përparësi në rrjetin shpërndarës (HEC dhe FV)	14
Figura 1.16 Kapaciteti total FV i akumuluar i lidhur tek sistemi shpërndarës[15]	14
Figura 1.17 Indekset SAIFI dhe SAIDI në sistemin e shpërndarjes për periudhën 2015-2023	16
Figura 1.18 Indekset SAIFI dhe SAIDI për vitin 2023 sipas niveleve të tensionit TL/TM/TU ...	16
Figura 1.19 Indekset SAIFI dhe SAIDI për 11 rajonet sipas llojit të ngarkesës	17
Figura 3.1 Skemat e zëvendësimit me metodën katërpolare për rastin: (a) reciprok dhe (b) simetrik	28
Figura 3.2 Skema e zëvendësimit në formë Π	29
Figura 3.3 Skema e zëvendësimit e transformatorit të fuqisë për rastin: (a) të pareduktuar dhe (b) të reduktuar në primarin e transformatorit	29
Figura 3.4 Komponentët e një fideri shpërndarës	30
Figura 3.5 Segmenti i një linje tre-fazore.....	31
Figura 3.6 Skema e përgjithshme e transformatorit 3-fazor.....	32
Figura 3.7 Llojet e qelizave FV: (a) monokristaline, (b) polikristaline dhe (c) amorge.....	33
Figura 3.8 Skema parimore e konvertimit të energjisë diellore në energji elektrike	33
Figura 3.9 Qarku ekuivalent i një qelize FV	34
Figura 3.10 Karakteristikat Volt-Ampere dhe Fuqi-Tension të një qelize FV.....	35
Figura 3.11 Ndikimi i intensitetit të rrezatimit diellor tek karakteristika Volt-Ampere	35
Figura 3.12 Ndikimi i temperaturës tek karakteristika Volt-Ampere	36
Figura 3.13 Ndikimi i rrezatimit dhe temperaturës tek karakteristika Volt-Ampere	36
Figura 3.14 Komponentët e një turbine ere.....	37
Figura 3.15 Drejtimi i erës në helikë.....	37
Figura 3.16 Limiti BETZ mbi efikasitetin e energjisë së erës.....	39
Figura 3.17 Shpejtësia para dhe pas përplasjes me rotorin e turbinës.....	40
Figura 3.18 Parqet eolike që mund të instalohen në Shqipëri	41

Figura 3.19 Ndryshimi ndërmjet dy llojeve të turbinave (aks horizontal dhe aks vertikal).....	42
Figura 3.20 Ndryshimi ndërmjet dy llojeve të turbinave (aks horizontal dhe aks vertikal).....	42
Figura 3.21 Tipet e turbinave të erës të lidhur me rrjetin.....	43
Figura 3.22 Disa nga elementët e modeluar në softin Neplan.....	44
Figura 4.1 Hapat e ndjekur gjatë studimit	53
Figura 4.2 Instalimi i moduleve FV në tarracën e UPT	54
Figura 4.3 Konsumi mujor i energjisë në godinën UPT.....	54
Figura 4.4 Skema e lidhjes së sistemit FV me rrjetin.....	55
Figura 4.5 Parashikimi i prodhimit krahasuar me konsumin	56
Figura 4.6 Krahasimi i kostove të energjisë midis skenarëve (pa/me sistem FV)	57
Figura 4.7 Krahasimi i fluksit të rrjedhjes së parave midis Bilancit Mujor dhe Bilancit Vjetor ..	57
Figura 4.8 Diagrama e hapave të ndjekur për studimin e sistemeve FV lundruese dhe të instaluar në tokë	59
Figura 4.9 Pozicioni gjeografik i instalimit të sistemit FPV	59
Figura 4.10 Temperatura e ajrit dhe rrezatimi për pozicionin gjeografik të zgjedhur	60
Figura 4.11 Gjenerimi dhe konsumi total i HE-eve Ashta 1&2.....	60
Figura 4.12 Rrezatimi mbi sipërfaqet horizontale dhe të pjerrëta (11^0).....	61
Figura 4.13 Gjenerimi mujor i energjisë nga FPV kundrejt konsumit të HEC-eve	62
Figura 4.14 Gjenerimi mujor i energjisë: HEC-et kundrejt FPV-së.....	62
Figura 4.15 Ndikimi i temperaturës në raportin e performancës së FPV	62
Figura 4.16 Fluksi i parasë për sistemin FPV	63
Figura 4.17 Krahasimi i Raportit të Performancës së sistemit FPV kundrejt atij GPV	64
Figura 4.18 Bllok-skema e përdorur në analizën e integritetit të sistemit FV me një stacion karikimi makinash elektrike.....	65
Figura 4.19 Rrezatimi mujor dhe temperatura e ajrit për zonën e Tiranës.....	66
Figura 4.20 Struktura ku do montohet sistemi FV	66
Figura 4.21 Skema funksionale e sistemit.....	66
Figura 4.22 Konsumi mujor i energjisë.....	67
Figura 4.23 Parashikimi i prodhimit të energjisë	67
Figura 4.24 Kosjtoja e energjisë elektrike.....	68
Figura 4.25 Rrjedhja e energjisë.....	68
Figura 4.26 Fluksi i rrjedhjes së parasë.....	69
Figura 4.27 Hapat e punës për studimin e sistemeve FV me module bifaciale krahasuar me ato monofaciale	70
Figura 4.28 Sistemi FV (3D) instaluar në çatinë e UPT-së.....	71
Figura 4.29 Parametrat e projektimit të sistemit FV	72
Figura 4.30 Rritja Bifaciale (BG) dhe parashikimi gjenerimit mujor me konsum.....	73
Figura 4.31 Raporti i Performancës së sistemeve BFPV dhe MFPV.....	74
Figura 4.32 Ndikimi i këndit të vendosjes në Gjenerimin Specifik Vjetor, PR dhe uljen e rendimentit për shkak të hijezimit për Sistemin BFPV	74
Figura 4.33 Ndikimi i ndryshimit të lartësisë në Gjenerimin Specifik Vjetor të Sistemit BFPV, duke marrë parasysh kënde të ndryshme të vendosjes	75
Figura 4.34 Ndryshimi i Gjenerimit Specifik Vjetor të BFPV duke rritur lartësinë dhe reflektimit të PV (për kënd vendosje 20^0).....	76
Figura 4.35 Ndryshimi i Gjenerimit Specifik Vjetor të BFPV duke rritur këndin e vendosjes dhe reflektimin (për 0.3 m lartësi).....	76

Figura 4.36 Diagrama e analizës së një sistemi diell ndjekës FV me fuqi të madhe	78
Figura 4.37 Pamje satelitore e pozicionit gjeografik ku do të instalohet sistemi FV	78
Figura 4.38 Skema elektrike primare e sistemit FV	79
Figura 4.39 Parashikimi i prodhimit vjetor të energjisë	80
Figura 4.40 Paraqitja skematike e sistemit FV që do të lidhet me rrjetin	80
Figura 4.41 Shtrirja gjeografike e rrjetit të shpërndarjes pranë sistemit FV	81
Figura 4.42 Linja elektrike ajrore 35kV	81
Figura 4.43 Shpërndarja e kostos së komponentëve të sistemit FV	82
Figura 4.44 Interesi vjetor i kredisë	82
Figura 4.45 Çmimi mesatar i energjisë, bursa HUPX [9]	83
Figura 4.46 Të ardhurat nga shitja e energjisë	83
Figura 4.47 Fluksi i parasë për sistemin FV diell-ndjekës	83
Figura 4.48 Diagrami i metodologjisë për parkun eolik të propozuar	84
Figura 4.49 Shpërndarja e turbinave të erës në hartë (Pretushë dhe Kapshticë)	85
Figura 4.50 Varësia e Fuqisë dhe Energjisë në funksion të shpejtësisë së erës	86
Figura 4.51 Rezultatet për energjinë dhe Faktorin e Kapacitetit për turbinat e testuara	87
Figura 4.52 Ndarya e kostos (%) për parkun eolik	87
Figura 4.53 Ndryshimi i NPV-së në një diapazon ndjeshmërie $\pm 35\%$ të TotCapEx (€) dhe normës së eksportit të energjisë elektrike €/MWh për një normë zbritjeje prej 10%.	89
Figura 4.54 Ndryshimi i LCOE (€/MWh) si funksion i shpenzimeve totale kapitale dhe sasisë së kredisë (%) në një diapazon ndjeshmërie prej $\pm 35\%$ dhe normës së eksportit të energjisë elektrike prej 100 €/MWh.	90
Figura 4.55 Analizat e fluksit të parasë	91
Figura 4.56 Ndikimi socio-ekonomik nga një park eolik 180 MW: a) Numri i vendeve të punës të krijuara gjatë periudhës së ndërtimit. b) Numri i vendeve të punës të krijuara gjatë viteve të funksionimit. c) Ndikimi ekonomik vjetor lokal (Milion €) gjatë periudhës së ndërtimit, dhe d) Ndikimi ekonomik vjetor lokal (Milion €) gjatë viteve të funksionimit	92
Figura 5.1 Pozicioni gjeografik i Rajonit të Burrelit	98
Figura 5.2 Rrezatimi diellor direkt (Wh/m^2) sipas muajve [166]	99
Figura 5.3 Rrezatimi diellor direkt (Wh/m^2) sipas orëve	99
Figura 5.4 Mesatarja e reshjeve të rëna dhe temperaturës së ajrit për periudhën 1991-2020	99
Figura 5.5 Reshjet mesatare vjetore për periudhën 1990-2023	100
Figura 5.6 Skema elektroenergjitike aktuale e Rajonit Burrel	101
Figura 5.7 Kapaciteti i hidrocentraleve të ndërtuara ndër vite	102
Figura 5.8 Profili orar i rrymave maksimale për linjat kryesore 110 kV	104
Figura 5.9 Profili orar i rrymave maksimale për linjat kryesore 35 kV	104
Figura 5.10 Energjia e gjeneruar nga HEC-et gjatë 2023 (pa Ulëz dhe Shkopet)	105
Figura 5.11 Histograma e Faktorit të Kapacitetit (CF) për HEC-et në Rajonin e Burrelit	105
Figura 5.12 Fuqitë aktive minimale/mesatare/maksimale të HEC-eve të lidhur në rrjetin 110 kV	107
Figura 5.13 Fuqitë aktive minimale, mesatare dhe maksimale të HEC-eve të lidhur në rrjetin 20 kV dhe 35 kV	107
Figura 5.14 Fuqitë aktive minimale, mesatare dhe maksimale të HEC-eve të lidhur në rrjetin 20 kV dhe 35 kV	108
Figura 5.15 Fuqitë aktive minimale, mesatare dhe maksimale të HEC-eve të lidhur në rrjetin 20 kV dhe 35 kV	108

Figura 5.16 Fuqia e plotë për gjenerim minimal, mesatar dhe maksimal të HEC-eve	108
Figura 5.17 Profili orar në muajt Qershor dhe Dhjetor i HEC-eve me digë dhe derivacion.....	109
Figura 5.18 Fuqia minimale aktive, reaktive dhe e plotë për të gjithë fiderat e Rajonit Burrel..	110
Figura 5.19 Ngarkesa minimale dhe maksimale në të gjithë zbarat e Rajonit Burrel.....	110
Figura 5.20 Profili i rrymave maksimale për tipe të ndryshëm konsumatorësh të nënstacionit Peshkopi	111
Figura 5.21 Profili mesatar i ngarkesave të tipeve të ndryshme për të gjithë Rajonin e Burrelit	111
Figura 5.22 Ngarkimi maksimal i transformatorëve të fuqisë për muajt Qershor/Dhjetor 2024	112
Figura 5.23 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 110 kV, për muajin Dhjetor 2024.....	112
Figura 5.24 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 110 kV, për muajin Qershor 2024	113
Figura 5.25 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 35 kV, për muajin Dhjetor 2024.....	113
Figura 5.26 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 35 kV, për muajin Qershor 2024	114
Figura 5.27 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 10 kV, për muajin Dhjetor 2024.....	114
Figura 5.28 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 10 kV, për muajin Qershor 2024	115
Figura 5.29 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 6 kV, për muajin Dhjetor 2024.....	115
Figura 5.30 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 6 kV, për muajin Qershor 2024	115
Figura 5.31 Skenarët e marrë në studim për nivele të ndryshme gjenerimi/ngarkese.....	116
Figura 5.32 Ngarkesat minimale dhe maksimale, të nxjerra nga Neplan.....	116
Figura 5.33 Diapazoni i lejuar i tensionit të operimit sipas niveleve	117
Figura 5.34 Niveli i tensionit në zbarat 110 kV për skenarë të ndryshëm	117
Figura 5.35 Profili i tensionit në linjën 110 kV Burrel-Shumat për skenarë të ndryshëm	118
Figura 5.36 Niveli i tensionit në zbarat 35 kV për skenarë të ndryshëm	118
Figura 5.37 Niveli i tensionit në zbarat 6 kV dhe 10 kV për skenarë të ndryshëm.....	119
Figura 5.38 Numri i zbarave të shpërndarë sipas diapazoneve të tensionit për skenarë të ndryshëm	119
Figura 5.39 Zbarat me tension jashtë limiteve për skenarin: (a) gjenerim minimal /ngarkesë maksimale dhe (b) gjenerim maksimal/ngarkesë minimale.....	120
Figura 5.40 Ngarkimi i transformatorët e fuqisë për skenarë të ndryshëm	120
Figura 5.41 Ngarkimi i linjave 110 kV dhe 220 kV për skenarë të ndryshëm.....	121
Figura 5.42 Ngarkimi i linjave 35 kV për skenarë të ndryshëm	121
Figura 5.43 Importi i fuqisë aktive sipas skenarëve në: (a) të gjithë rajonin dhe (b) nivelin 110 kV	122
Figura 5.44 Fuqia aktive e shkëmbyer me zonat fqinje për skenarë të ndryshëm.....	122
Figura 5.45 Humbjet totale sipas niveleve të tensionit për skenarë të ndryshëm	123
Figura 5.46 Humbjet për skenarë të ndryshëm në: (a) linja dhe (b) transformatorë	123
Figura 5.47 Skema njëfazore e Rajonit Burrel pa gjenerim të shpërndarë.....	124
Figura 5.48 Tensionet në disa nga zbarat 110 kV për skenarët pa gjenerim të shpërndarë	124

Figura 5.49 Ndikimi i rritjes së profilit të tensionit në linjën 110 kV Burrel-Shumat për skenarë të ndryshëm të gjenerimit të shpërndarë (për ngarkesë maksimale)	125
Figura 5.50 Indeksi i përmirësimit të profilit të tensionit (VPII) për linjat 110 kV	125
Figura 5.51 Tensionet në zbarat 35 kV për skenarët pa gjenerim të shpërndarë	126
Figura 5.52 Tensionet në disa nga zbarat 6 kV dhe 10 kV për skenarët pa gjenerim të shpërndarë	126
Figura 5.53 Numri i zbarave të shpërndarë sipas diapazoneve të tensionit pa gjenerim të shpërndarë	127
Figura 5.54 Indekset e profilit të tensionit (VPI) dhe raportet me skenarët gjenerim të shpërndarë	127
Figura 5.55 Ngarkimi i linjave 110 kV dhe 35 kV për skenarët pa gjenerim të shpërndarë.....	127
Figura 5.56 Diferenca e ngarkimit të linjave 110 kV dhe 35 kV midis skenarëve me gjenerim dhe pa gjenerim të shpërndarë për: (a) ngarkesë minimale dhe (b) ngarkesë maksimale.....	128
Figura 5.57 Indeksi i përmirësimit të fuqisë në linjat 110 kV më përfshirjen e gjenerimit të shpërndarë për skenarë të ndryshëm	128
Figura 5.58 Humbjet e fuqisë në linja dhe në transformatorë në mungesë të gjenerimit të shpërndarë	129
Figura 5.59 Humbjet totale të fuqisë në linja dhe në transformatorë për skenarët MeGjSh/PaGjSh dhe raporti i tyre	129
Figura 5.60 Humbjet në transformatorë për skenarët MeGjSh/PaGjSh dhe indeksi i reduktimit të tyre.....	130
Figura 5.61 Humbjet në linja për skenarët MeGjSh/PaGjSh dhe indeksi i reduktimit të tyre	130
Figura 5.62 Skema njëfazore e Rajonit Burrel e vitit 2022, pa linjën 220 kV Burrel-Shumat ...	131
Figura 5.63 Krahasimi midis profileve orare të tensionit të matura ndërmjet vitit 2021 dhe 2024 për nënstacionin Vojnik.....	131
Figura 5.64 Krahasimi midis profileve orare të tensionit të matura ndërmjet vitit 2022 dhe 2024 për nënstacionin Shutri	132
Figura 5.65 Profilet e tensionit në linjën 110 kV Burrel-Peshkopi për skenarët ‘Me Shumat’ dhe ‘Pa Shumat’, për ngarkesë maksimale	132
Figura 5.66 Indekset e profilit të tensionit dhe raportet e tyre për skenarët ‘Me Shumat’ dhe ‘Pa Shumat’	133
Figura 5.67 Diapazonet e matura të ngarkimit të linjave për vitet 2022 dhe 2024	133
Figura 5.68 Reduktimi i ngarkimit të linjave ndërmjet skenarëve ‘Me/Pa Shumat’.....	134
Figura 5.69 Humbjet totale të skenarëve ‘Me Shumat’ dhe ‘Pa Shumat’ dhe raporti midis tyre	134
Figura 5.70 Profili i fuqisë aktive për disa nga HEC-et kryesore (me digë dhe me derivacion)	135
Figura 5.71 Profili i fuqisë aktive për disa nga HEC-et e lidhur në fidera.....	136
Figura 5.72 Diapazoni i fuqisë aktive për HEC-et e lidhur në 110 kV	136
Figura 5.73 Diapazoni i fuqisë aktive për HEC-et e mesëm dhe të vegjël.....	136
Figura 5.74 Diapazoni i fuqisë aktive në fiderat shpërndarës	137
Figura 5.75 Profili i tensionit në zbarat 110 kV	137
Figura 5.76 Diapazoni i tensionit në zbarat 110 kV	138
Figura 5.77 Profili i tensionit në zbarat 35 kV	138
Figura 5.78 Diapazoni i tensionit në zbarat 35 kV	139
Figura 5.79 Diapazoni i tensionit në zbarat 10 kV	139
Figura 5.80 Diapazoni i tensionit në zbarat 6 kV	140
Figura 5.81 Profili i shkëmbimit të flukseve të fuqisë aktive me rajonet kufitare	140

Figura 5.82 Diapazoni i shkëmbimit të flukseve të fuqisë aktive me rajonet kufitare	141
Figura 5.83 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjat lidhëse me rajonet e tjera	141
Figura 5.84 Profili i humbjeve totale të fuqisë aktive dhe reaktive në rajon	142
Figura 5.85 Profili i fuqisë aktive në linjat 110 kV dhe 35 kV për segmentin Burrel-Shumat...142	
Figura 5.86 Diapazoni ndryshimit të fuqisë aktive në linjat 110 kV dhe 35 kV për segmentin Burrel-Shumat	142
Figura 5.87 Diapazoni ngarkimit të linjave 110 kV dhe 35 kV për segmentin Burrel-Shumat ..143	
Figura 5.88 Profili i fuqisë aktive në linjat 110 kV dhe 35 kV për segmentet Shutri-Lurë dhe Laç-Reps	143
Figura 5.89 Diapazoni ndryshimit të fuqisë aktive në linjat 110 kV dhe 35 kV për segmentet Shutri-Lurë dhe Laç-Reps	144
Figura 5.90 Diapazoni ngarkimit të linjave 110 kV dhe 35 kV për segmentet Shutri-Lurë dhe Laç-Reps	144
Figura 5.91 Diapazoni i ngarkimit të transformatorëve të fuqisë.....	144
Figura 5.92 Profili orar i ngarkimit të transformatorëve më të ngarkuar	145
Figura 5.93 Integrimi i 3 sistemeve FV me pikë lidhje në 110 kV në Rajonin e Burrelit	146
Figura 5.94 Profili i tensionit në zbarën 110 kV Peshkopi për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV	147
Figura 5.95 Profili i tensionit në zbarën 110 kV Reps për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV	147
Figura 5.96 Shkëmbimi i flukseve të fuqisë nëpërmjet linjës 220 kV Burrel-Fierze për skenarë të ndryshëm	148
Figura 5.97 Shkëmbimi i flukseve të fuqisë më zonën kufitare Fushë Arrëz për skenarë të ndryshëm	148
Figura 5.98 Humbjet e fuqisë aktive në rajon për skenarë të ndryshëm	149
Figura 5.99 Ndryshimi në % i humbjeve ditore të energjisë për skenarë të ndryshëm krahasuar me skenarin bazë (pa FV) në stinën e: (a) verës dhe (b) dimrit	149
Figura 5.100 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Peshkopi-Shumat për skenarë të ndryshëm	150
Figura 5.101 Ngarkimi i linjës Peshkopi-Shumat për skenarë të ndryshëm	150
Figura 5.102 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Reps-Fushë Arrëz 1 për skenarë të ndryshëm	151
Figura 5.103 Ngarkimi i linjës Reps-Fushë Arrëz 1 për skenarë të ndryshëm	151
Figura 5.104 Fuqia minimale dhe maksimale e ngarkesës dhe fuqia e instaluar e transformatorëve në nënstacionet Rrëshen, Suç dhe Peshkopi.....	152
Figura 5.105 Integrimi i 3 sistemeve FV të lidhura në zbarat me tension 10 kV në Rajonin e Burrelit.....	152
Figura 5.106 Profili i tensionit në zbarën 10 kV Suç për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV	153
Figura 5.107 Profili i tensionit në zbarën 10 kV Peshkopi për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV	153
Figura 5.108 Profili i tensionit në zbarën 10 kV Rrëshen për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV	154
Figura 5.109 Profili i ngarkimit të transformatorit Suç për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV	154
Figura 5.110 Profili i ngarkimit të TR2 Peshkopi për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV ..155	

Figura 5.111 Profili i ngarkimit të TR2 Rrëshen për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV ...	155
Figura 5.112 Profili i humbjeve të fuqisë aktive në Rajonin e Burrelit për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV	156
Figura 5.113 Ndryshimi në % i humbjeve ditore të energjisë në stinën e verës për skenarë të ndryshëm (FV në zbara 10 kV) krahasuar me skenarin bazë (pa FV), në stinën e: (a) verës dhe (b) dimrit	156
Figura 5.114 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Suç-Bulqizë për skenarë të ndryshëm gjenerimi.....	157
Figura 5.115 Profili i ngarkimit të linjës 110 kV Suç-Bulqizë për skenarë të ndryshëm gjenerimi.....	157
Figura 5.116 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Burrel-Suç për skenarë të ndryshëm..	157
Figura 5.117 Profili i ngarkimit të linjës Burrel-Suç për skenarë të ndryshëm.....	158
Figura 5.118 Profili i flukseve të fuqisë në linjën Vojnik-Peshkopi për skenarë të ndryshëm ...	158
Figura 5.119 Profili i ngarkimit të linjës Vojnik-Peshkopi për skenarë të ndryshëm	159
Figura 5.120 Profili i flukseve të fuqisë në linjën Peshkopi-Shumat për skenarë të ndryshëm ..	159
Figura 5.121 Profili i ngarkimit të linjës Peshkopi-Shumat për skenarë të ndryshëm	160
Figura 5.122 Profili i flukseve të fuqisë në linjën Rubik-Rrëshen për skenarë të ndryshëm	160
Figura 5.123 Profili i ngarkimit të linjës Rubik-Rrëshen për skenarë të ndryshëm	161
Figura 5.124 Skema njëfazore e fiderit Zenisht i cili furnizohet nga nënstacioni Suç.....	161
Figura 5.125 Skenarët e integritetit të sistemeve FV në një fider radial	163
Figura 5.126 Profili i ngarkesës së fiderit Zenisht për muajt Qershor dhe Dhjetor	163
Figura 5.127 Fuqia e plotë e ngarkesave dhe transformatorëve në çdo kabinë.....	164
Figura 5.128 Profili i tensionit në zbarën 10 kV ku është lidhur fideri.....	164
Figura 5.129 Diapazoni i ndryshimit të tensionit në çdo zbarë kabine (niveli 0.4 kV)	165
Figura 5.130 Profili i tensionit në zbarën e kabinës së parë Suç-Kuka.....	165
Figura 5.131 Profili i tensionit në zbarën e kabinës Vinjoll.....	166
Figura 5.132 Diapazoni i flukseve të fuqisë aktive në kabinat e fiderit Zenisht.....	166
Figura 5.133 Diapazoni i flukseve të fuqisë aktive në fiderat e tjerë të nënstacionit Suç.....	166
Figura 5.134 Profili i fluksit të fuqisë aktive në fiderin Zenisht	167
Figura 5.135 Integrimi i sistemeve FV në çdo kabinë të Fiderit Zenisht	167
Figura 5.136 Diapazoni i tensionit për skenarin 50 kWp FV në çdo kabinë të fiderit.....	168
Figura 5.137 Diapazoni i tensionit për skenarin 25 kWp FV në çdo kabinë të fiderit.....	168
Figura 5.138 Profili i tensionit në kabinën e parë për instalim sistemi FV në çdo kabinë.....	169
Figura 5.139 Profili i tensionit në kabinën me tensionin më të ulët për instalim sistemi FV në çdo kabinë	169
Figura 5.140 Profili i tensionit në zbarën 10 kV Suç për instalim sistemi FV në çdo kabinë	169
Figura 5.141 Profili i tensionit në zbarën 110 kV Suç për instalim sistemi FV në çdo kabinë ..	170
Figura 5.142 Profili i fuqisë aktive në hyrje të fiderit për instalim sistemi FV në çdo kabinë ...	170
Figura 5.143 Profili i ngarkimit të linjës kryesore për instalim sistemi FV në çdo kabinë.....	171
Figura 5.144 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Burrel-Suç për instalim sistemi FV në çdo kabinë	171
Figura 5.145 Profili i ngarkimit të linjës Burrel-Suç për instalim sistemi FV në çdo kabinë	172
Figura 5.146 Profili i humbjeve të fuqisë aktive për instalim sistemi FV në çdo kabinë	172
Figura 5.147 Ndryshimi humbjeve të energjisë ditore për instalim sistemi FV në çdo kabinë, në: (a) verë dhe (b) dimër.....	173
Figura 5.148 Gjysma e kabinave (15) në fillim të fiderit ku janë instaluar sistemet FV	173

Figura 5.149 Ngarkesa maksimale dhe fuqia e transformatorëve në gjysmën e parë dhe të dytë të fiderit.....	174
Figura 5.150 Diapazoni i tensionit për skenarin 50 kWp FV në çdo kabinë të gjysmës së parë të fiderit	174
Figura 5.151 Diapazoni i tensionit për skenarin 25 kWp FV në çdo kabinë të gjysmës së parë të fiderit	175
Figura 5.152 Diapazoni i tensionit për skenarin 50 kWp FV në çdo kabinë të gjysmës së dytë të fiderit	175
Figura 5.153 Diapazoni i tensionit për skenarin 25 kWp FV në çdo kabinë të gjysmës së dytë të fiderit	176
Figura 5.154 Profili i tensionit në kabinën e parë për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit	176
Figura 5.155 Profili i tensionit në kabinën me tensionin më të ulët për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit	177
Figura 5.156 Profili i tensionit në kabinën e parë për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e fundit të fiderit	177
Figura 5.157 Profili i tensionit në kabinën me tensionin më të ulët për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e fundit të fiderit.....	177
Figura 5.158 Profili i fuqisë aktive në hyrje të fiderit për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit.....	178
Figura 5.159 Profili i ngarkimit të linjës kryesore në hyrje të fiderit për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit	178
Figura 5.160 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Burrel-Suç për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit	179
Figura 5.161 Profili i ngarkimit të linjës Burrel-Suç për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit.....	179
Figura 5.162 Profili i humbjeve të fuqisë aktive për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit.....	180
Figura 5.163 Profili i humbjeve të fuqisë aktive për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e fundit të fiderit	180
Figura 5.164 Ndryshimi humbjeve të energjisë ditore për 4 skenarët në: (a) verë dhe (b) dimër.....	181
Figura 5.165 Humbjet mesatare ditore për skenarë të ndryshëm (për zonat 10 kV dhe 0.4 kV)	182
Figura 5.166 Kthimi i investimit dhe të ardhurat nga FV për skenarët 50 kWp	183
Figura 5.167 Kthimi i investimit dhe të ardhurat nga FV për skenarët 25 kWp	183
Figura 5.168 Skema primare e Rajonit Kukës	184
Figura 5.169 Të dhëna statistikore të HEC-eve të lidhura në Rajonin e Korçës.....	186
Figura 5.170 Skema primare e Rajonit të Korçës	187
Figura 5.171 Niveli i tensionit për zbarat 110 kV në Rajonin Burrel dhe Rajonin Kukës për skenarë të ndryshëm	188
Figura 5.172 Niveli i tensionit për zbarat 35 kV në Rajonin Burrel dhe Rajonin Korçë për skenarë të ndryshëm	188
Figura 5.173 Indeksi i përmirësimit të profilit të tensionit për të tre rajonet për ngarkesë maksimale dhe skenarë të ndryshëm	189
Figura 5.174 Niveli i ngarkimit të linjave 110 kV në Rajonin Burrel dhe Rajonin Kukës për skenarë të ndryshëm	189

Figura 5.175 Niveli i ngarkimit të linjave 35 kV në Rajonin Burrel dhe Rajonin Korçë për skenarë të ndryshëm	189
Figura 5.176 Indeksi i reduktimit të flukseve të fuqisë në linja (LTAPII) për të tre rajonet për ngarkesë maksimale dhe skenarë të ndryshëm gjenerimi dhe.....	190
Figura 5.177 Humbjet e fuqisë aktive në linjat 35/110 kV në Rajonin Burrel, Rajonin Korçë dhe Rajonin Kukës për skenarë të ndryshëm	190
Figura 5.178 Indeksi i reduktimit të humbjeve në linja (LLRI) për të tre rajonet për ngarkesë maksimale dhe skenarë të ndryshëm	191
Figura 5.179 Ngarkimi i transformatorëve (%) në Rajonin Burrel dhe Rajonin Korçë për skenarë të ndryshëm	191
Figura 5.180 Profili i tensionit në: (a) një fider të Rajonit Burrel dhe (b) një të Rajonit Kukës për skenarin e instalimit të sistemeve FV në çdo kabinë.....	191
Figura 5.181 Profili i tensionit në: (a) një fider të Rajonit Burrel dhe (b) një të Rajonit Kukës për skenarin e instalimit të sistemeve FV në kabinat e gjysmës së parë/të dytë	192
Figura 5.182 Skema e Sistemit Elektroenergjetik Shqiptar	193
Figura 5.183 Vendosija e funksioneve objektive dhe e koeficientëve të kostos së gjenerimit ...	194
Figura 5.184 Vendosija e kufizimeve tek modulet e gjeneratorëve të: (a) fuqisë aktive/reaktive dhe kostos dhe (b) diapazonit të tensionit	195
Figura 5.185 Ndikimi i optimizimit në nivelet e tensionit dhe ngarkimit të linjave	196
Figura 5.186 Shtimi i një sistemi FV dhe një parku eolik në skemën aktuale të sistemit.....	196
Figura 5.187 Ndikimi i optimizimit në parametrat e sistemit me BRE.....	197
Figura 5.188 Ndikimi i optimizimit në nivelin e tensionit dhe ngarkimin e linjave në skenarët pa/me BRE	198

Lista e tabelave

Tabela 1.1 Të dhëna mbi rrjetin shpërndarës në Shqipëri	15
Tabela 4.1 Të dhënat e përdorura në PVSOL	54
Tabela 4.2 Rezultatet nga simulimet: Analiza teknike	55
Tabela 4.3 Rezultatet nga simulimet: Analiza financiare	56
Tabela 4.4 Rezultatet nga simulimet: Krahاسimi ndërmjet bilancit mujor dhe atij vjetor	58
Tabela 4.5 Rezultatet teknike të sistemit FV lundruar	61
Tabela 4.6 Parametrat kryesorë financiarë	63
Tabela 4.7 Rezultatet kryesore të rezultateve për dy llojet e sistemeve FV	64
Tabela 4.8 Rezultatet kryesore të analizës financiare	68
Tabela 4.9 Krahاسimi midis skenarëve	69
Tabela 4.10 Të dhënat e moduleve FV bifaciale dhe monofaciale	71
Tabela 4.11 Të dhënat e montimit për të dy sistemet fotovoltaike (të mbajtura të pandryshuara)	72
Tabela 4.12 Vlerat e reflektimit për lloje të ndryshme sipërfaqesh [82]	72
Tabela 4.13 Sistemet BFPV kundrejt MFPV: rezultatet e simulimit dhe krahاسimi i tyre për të njëjtat kushte pune	73
Tabela 4.14 Rezultatet e parametrave teknik të sistemit diell ndjekës	79
Tabela 4.15 Treguesit teknikë dhe ekonomikë të turbinës së testuar: Nordex (N149/4.5-105m)	88
Tabela 4.16 Rezultatet e simulimit për analizat e ndjeshmërisë të aplikuara për tre norma të ndryshme zbritjeje, 5%, 8% dhe 10%	89
Tabela 5.1 Të dhënat e transformatorëve të fuqisë në nënstacionet e OST-së	102
Tabela 5.2 Të dhënat e transformatorëve të fuqisë në nënstacionet me administrim privat	103
Tabela 5.3 Të dhënat historike për CF e HEC-eve në Evropë (IRENA)[10]	106
Tabela 5.4 Të dhëna mbi kabinat e Fiderit Zenisht (10 kV, Nënstacioni Suç)	162
Tabela 5.5 Rezultatet e llogaritjes së shpërndarjes dhe optimizimit të flukseve të fuqisë në skenarin 1 (skema bazë)	196
Tabela 5.6 Rezultatet e llogaritjes së shpërndarjes së flukseve të fuqisë me/pa optimizim për skenarin e dytë (me shtimin e një sistemi FV dhe një parku eolik)	197
Tabela 5.7 Rezultatet e llogaritjes së optimizimit të flukseve të fuqisë pa/me shtimin e një sistemi FV dhe një parku eolik në skemë	198
Tabela I.1 Të dhënat e linjave 220 kV dhe 110 kV për segmentin Burrel-Lapaj (Kukës)	222
Tabela I.2 Të dhënat për linjat e tjera 110 kV të Rajonit të Burrelit	222
Tabela I.3 Të dhënat e linjave 35 kV të Rajonit të Burrelit	222
Tabela I.4 Të dhënat e transformatorëve të fuqisë në nënstacionet shpërndarëse të Rajonit të Burrelit	223
Tabela I.5 Të dhënat e HEC-eve të instaluar në Rajonin Kukës	223
Tabela I.6 Të dhënat e transformatorëve të nënstacioneve dhe fiderave të Rajonit Kukës	223
Tabela I.7 Të dhënat e linjave të transmetimit të Rajonit Kukës	224
Tabela I.8 Kapacitetet maksimale të sistemeve FV, instaluar në pika të ndryshme lidhjeje të Rajonit Kukës	224
Tabela I.9 Të dhënat e linjave 35 kV të Rajonit Korçë	224
Tabela I.10 Ngarkimi dhe humbjet në transformatorë për skemën aktuale të Rajonit Korçë	224
Tabela I.11 Të dhënat e transformatorëve të Rajonit Korçë	225

Lista e shkurtimeve

ACSR – Përçues Alumin-Çelik i Përforcuar
ALPEX – Bursa Shqiptare e Energjisë Elektrike
ANN – Rrjeti Neural Artificial
BE – Bashkimi Evropian
BFPV – Fotovoltaik Bifacial
BG – Rritja Bifaciale
BRE – Burimet e Rinovueshme të Energjisë
CF – Faktori i Kapacitetit
CfD – Kontrata për Diferencë
COP – Konferenca e Parisit
DACI/DAQ – Ndërfaqe për Mbledhjen dhe Kontrollin e të Dhënave
DAM – Treg i Ditës në Avancë
DC/AC – Rrymë e Vazhduar / Rrymë Alternative
ERE – Enti Rregullator i Energjisë
EV – Automjet Elektrik
FPV – Fotovoltaik Lundrues
FSHU – Furnizuesi i Shërbimit Universal
FTL – Furnizuesi i Tregut të Lirë
FV – Fotovoltaik
GHI – Rrezatimi Horizontal Global
GPV – Fotovoltaik i Montuar në Tokë
GjMin/GjMes/GjMaks – Gjenerim Minimal/Mesatar/Maksimal
GjSh – Gjenerim i Shpërndarë
HAWT – Turbina Ere me Aks Horizontal
HEC – Hidrocentral
HUPX – Bursa Hungareze e Energjisë
IEA - Agjencia Ndërkombëtare e Energjisë
IRENA – Agjencia Ndërkombëtare e Burimeve të Rinovueshme
IRR – Norma e Brendshme e Kthimit
KESH – Koorporata Elektroenergjitike Shqiptare
LCOE – Çmimi Mesatar i Gjenerimit të Energjisë Elektrike
LTAPII - Indeksi i Përmirësimit të Fuqisë së Plotë në Linjën Transmetuese
LLRI - Indeksi i Reduktimit të Humbjeve në Linjë
MFPV – Fotovoltaik Monofacial
MPPT – Ndjekja e Pikës së Punës me Fuqi Maksimale
NgMin/NgMaks – ngarkesë minimale/maksimale
NPV – Vlera e Tashme Neto
Nj.rel. – Njësi Relative
O&M – Operim dhe Mirëmbajtje
OPF – Optimizim i Flukseve të Fuqisë
OSSH – Operatori i Sistemit të Shpërndarjes
OST – Operatori i Sistemit të Transmetimit
OSHEE – Operatori i Shpërndarjes së Energjisë Elektrike
PaGjSh/MeGjSh – Pa/Me Gjenerim të Shpërndarë

PPE – Prodhues me Përparësi
PR – Raporti i performancës
SAIDI - Koeficienti i Kohëzgjatjes Mesatare të Ndërprerjes për Klient
SAIFI - Koeficienti i Frekuencës së Ndërprerjes për Klient
SSP – Kthimi i Thjeshtë i Investimit
TC – Kosto Totale
TL – Tension i Lartë
TLRI - Indeksi i Reduktimit të Humbjeve në Transformatorë
TM – Tension i Mesëm
TotCapEx – Shpenzimet Kapitale Totale
TR – Transformator
TU – Tension i Ulët
THD – Deformimi Total i Harmonikave
UPT – Universiteti Politeknik i Tiranës
VAWT – Turbina Ere me Aks Vertikal
VP – Profili i Tensionit
VPI - Indeksi i Profilit të Tensionit
VPII - Indeksi i Përmirësimit të Profilit të Tensionit

Parathënie

Kriza energjetike dhe rritja e popullsisë globale kanë rritur kërkesën për energji elektrike kudo. Për më tepër, në vitet e fundit, interesi për përdorimin dhe zhvillimin e burimeve të rinovueshme të energjisë (BRE-ve) ka qenë në rritje, duke marrë parasysh shqetësimet në rritje në lidhje me ngrohjen globale, ndotjen mjedisore, si dhe sigurinë e furnizimit me energji. Për këto arsye, BRE-të po shikohen si alternativa të rëndësishme, për të zëvendësuar burimeve aktuale konvencionale të prodhimit të energjisë.

Ndër BRE-të, energjia fotovoltaike (FV) mund të ofrojë zgjidhje të përshtatshme për ndryshimet klimatike globale dhe të japë ndikimin e saj në krizën globale energjetike. Në vende si Shqipëria, ku mbi 90% e energjisë elektrike prodhohet nga hidrocentralet (HEC), depërtimi sistemeve FV dhe turbinave të erës do të diversifikonte BRE-të, si dhe do të sillte përfitime socio-ekonomike. Ndërkohë, përmes mekanizmave të ndryshëm, legjislacioni në Shqipëri ka promovuar vitet e fundit përdorimin e energjive të rinovueshme si era, hidroenergja, dielli, biomasa, etj., duke rritur kapacitetet gjeneruese. Në veçanti, energjia e prodhuar nga sistemet FV ka kontribuar kryesisht në këtë rritje. Kjo ka ndodhur duke pasur parasysh avantazhet e shumta dhe uljen e kostos totale të tyre. Përveç sistemeve FV me fuqi të madhe, shumica e tyre kanë qenë sisteme FV me kapacitet të vogël për vetëkonsum, të lidhur në rrjetin shpërndarës. Integrimi i tyre kërkon studime gjithnjë e më të thelluara.

Për këto arsye, ky disertacion analizon performancën dhe integrimin e BRE-ve në sistemin energjitik. Duke përdorur metodologjitë e përzgjedhura gjatë punës kërkimore, janë studiuar skenarë të ndryshëm dhe janë kryer analizat përkatëse tekniko-ekonomike.

Punimi përbëhet nga 6 kapituj. Në kapitullin e parë paraqiten arsyet mbi zgjedhjes e temës së disertacionit. Fillimisht janë paraqitur të dhëna dhe fakte për arsyet e një rritje të shpejtë të integritetit të burimeve të reja të rinovueshme në të gjithë globin. Gjithashtu janë analizuar faktorë të ndryshëm teknologji, socio-ekonomik dhe mjedisor gjatë trajtimit të këtij seksioni. Një analizë më e detajuar i është kushtuar ndryshimit të situatës energjetike në Shqipëri duke konsideruar trendin e rritjes së depërtimit të burimeve të reja gjeneruese (i cili është dhe fokusi kryesor i këtij disertacioni).

Në kapitullin e dytë paraqitet një shqyrtim i literaturës lidhur me fushën e BRE-ve. Kështu, janë marrë në konsideratë studimet e kryera nga autorë të ndryshëm në vitet e fundit. Pjesë të rëndësishme të këtij shqyrtimi, janë edhe metodologjitë e përdorura në punime të ndryshme. Disa prej metodologjive janë përdorur edhe në rastet e studimit të paraqitura në këtë disertacion, e disa të tjera janë shqyrtuar për të gjetur hapësira të tjera të pa trajtuara më parë. Gjithashtu, analiza dhe përfundimet në këto literatura të ndryshme, janë të rëndësishme për ti krahasuar me ato të nxjerra në këtë studim. Një pjesë e rëndësishme e literaturës së studiuar, i përket analizave tekniko-ekonomike, mjedisore dhe sociale të sistemeve FV dhe turbinave të erës, për skenarë të ndryshëm. Për më tepër krahasohen rezultatet në rastet e përdorimit të teknologjive bashkëkohore (me ato tradicionale). Nëpërmjet kësaj, analizohet edhe performanca e tyre. Ndërkohë, është shumë e rëndësishme të studiohet ndikimi i tyre në parametrat teknik të sistemit energjetik ku këta impiante gjeneruese do të lidhen. Për këtë qëllim, në këtë kapitull, është paraqitur gjithashtu studimi i autorëve të ndryshëm mbi ndikimin e këtyre impianteve në parametra të ndryshëm të sistemit, si niveli i tensionit, ngarkimi i linjave, humbjet teknike, gjenerimi i harmonikave, flukset e fuqisë

etj. Nga ana tjetër, ka shumë pak autorë të cilët kanë analizuar Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar në kushtet e integritetit të BRE-ve. Prandaj, ky shqyrtim literature mund të jetë i vlefshëm për studime të mëtejshme në këtë sektor.

Në kapitullin e tretë shqyrtohet modelimi matematik i elementëve të rrjetit elektrik si dhe i impianteve gjeneruese të BRE-ve (FV, eolik dhe hidro). Nëpërmjet këtyre modeleve matematike janë ndërtuar edhe modelet kompjuterike, me anë të së cilave mund të realizohen simulime të ndryshme. Për këtë qëllim, në këtë kapitull janë trajtuar gjithashtu disa nga programet kompjuterike për analizën e performancës së BRE-ve, si dhe ndikimit të tyre në sistemin energjetik.

Në kapitullin e katërt studiohet performanca e sistemeve FV dhe Eolike, të instaluar në rajone të ndryshme të Shqipërisë. Për këtë qëllim, janë trajtuar skenarë të ndryshëm të sistemeve të vogla gjeneruese për vetëkonsum (për furnizimin e ngarkesave shtëpiake, të nevojave vetjake të HEC-ëve, të stacioneve të karikimit të makinave etj.), si dhe atyre me fuqi të madhe që mund të tregtojnë sasinë e energjisë së gjeneruar sipas kontratave të nënshkruara. Për këtë arsye janë analizuar sisteme të ndryshme FV dhe eolike. Në këtë kontekst, fillimisht është paraqitur legjislacioni aktual i zbatuar, për promovimin dhe mbështetjen e BRE-ve në Shqipëri.

Në kapitullin e pestë analizohet ndikimi i depërtimit të BRE-ve në Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar, për skenarë të ndryshëm. Një vëmendje e veçantë i kushtohet rajoneve shpërndarëse të energjisë, ku i rast kryesor studimi është zgjedhur ai i Burrelit. Përveç kësaj, janë krahasuar rezultatet e simulimeve të këtij rajoni, me ato të rajoneve të tjera (të Korçës dhe Kukësit). Vlen për tu theksuar që në fillim të këtij kapitulli janë të sqaruara të gjitha indekset e performancës për të studiuar skenarë të ndryshëm të operimit të rajoneve energjetike. Këtu analizohen parametra të ndryshëm si: tensioni, humbjet (në linja dhe në transformatorë), flukset e fuqisë (aktive, reaktive apo të plota), ngarkimi (i linjave dhe i transformatorëve), harmonikat etj. Këto parametra duhet të jenë brenda limiteve të kërkuara. Gjithashtu trajtohen edhe disa parametra ekonomik për studimin e fizibilitetit. Më tej është marrë në studim i gjithë Sistemi Elektroenergjetik Shqiptar me qëllim studimin e optimizimit të flukseve të fuqisë me përfshirjen e BRE-ve. Nëpërmjet minimizimit të disa funksioneve objektive të përzgjedhura (si për shembull humbjet totale të fuqisë, kostot e gjenerimit të energjisë etj.), janë krahasuar rezultatet midis skenarëve pa/me optimizim, si dhe pa/me shtimin e BRE-ve të tjera në sistem.

Në kapitullin e gjashtë jepen përfundimet kryesore të nxjerra nga ky punim nëpërmjet skenarëve të ndryshëm, si dhe rekomandime për sektorin energjetik. Përveç kësaj paraqiten edhe planet për të ardhmen në këtë fushë studimi.

KAPITULLI 1

Motivimi mbi temën e zgjedhur

1. Motivimi mbi temën e zgjedhur

Në këtë kapitull jepen arsyet e motivimit të trajtimit të kësaj teme të zgjedhur. Fillimisht janë paraqitur të dhëna dhe fakte për arsyet e një rritje të shpejtë të integritit të burimeve të reja të rinovueshme në të gjithë globin. Gjithashtu janë analizuar faktorë të ndryshëm teknologji, socio-ekonomik dhe mjedisor gjatë trajtimit të këtij seksioni. Një analizë më e detajuar i është kushtuar ndryshimit të situatës energjetike në Shqipëri duke konsideruar trendin e rritjes së depërtimit të burimeve të reja gjeneruese (i cili është dhe fokusi kryesor i këtij disertacioni).

1.1 Ndikimi i ndotjes dhe rritja e konsumit global të energjisë

Rritja e popullsisë globale dhe urbanizimi i shpejtë kanë shtuar kërkesën totale për energji. Për më tepër, pritet një rritje e konsumit prej 48% në 20 vitet e ardhshme. Ndërkohë në një periudhë me afatgjatë, krahasuar me vitin 2021, deri në vitin 2050, pritet që kërkesa globale për energji elektrike të rritet midis 62% dhe 185% [1]. Gjithsesi, kjo rritje do të varet nga përmirësimi i teknologjisë, politikave qeveritare dhe efikasitetit të energjisë. Për më tepër, detyrimi i BE-së për të ulur emetimet në atmosferë ka sjellë kërkesën për të gjetur alternativa të reja nga burimet e rinovueshme të energjisë (BRE) për prodhimin e energjisë elektrike. Megjithatë, tradicionalisht, gjenerimi i energjisë është mbështetur kryesisht tek impiantet konvencionale duke përdorur lëndë djegëse fosile. Aktualisht, rreth 80% e kërkesës për energji plotësohet nëpërmjet këtyre lëndëve djegëse, duke shkaktuar një ndikim negativ në mjedis [2].

Në këtë kontekst, presioni i ushtruar mbi çështjet e mbrojtjes së mjedisit për shkak të gazeve serrë të emetuara nga impiantet ekzistuese të energjisë po ndikon në marrjen e masave të menjëhershme globale. Për shembull, vendet nismëtare të traktatit të Konventës së Kombeve të Bashkuara për Ndryshimet Klimatike (UNFCCC) [3] pranuan faktin se rritja e pakontrollueshme e kërkesës për energji e ndikuar nga rritja ekonomike dhe shumë faktorë të tjerë, siç janë faktorët socialë dhe proceset me efikasitet të ulët të degëve të ndryshme të ekonomisë, janë arsyeja kryesore për problemet mjedisore. Kjo gjë solli një bashkëpunim midis vendeve sipas Marrëveshjes së Parisit (COP) në vitin 2015. Fokusi i COP ishte hartimi i politikave pa kompromis të emetimeve të gazrave serrë për të zvogëluar efektet negative të ngrohjes globale dhe për të mbajtur temperaturën nën 2°C, madje për të kufizuar rritjen e temperaturës në 1.5°C brenda këtij shekulli, krahasuar me kohërat para-industriale [4], [5]. Kështu COP vendosi në takimet e zhvilluara në vitet 2022 dhe 2023, skenarët për uljen e emetimeve të CO₂, përkatësisht COP 27 dhe COP 28.

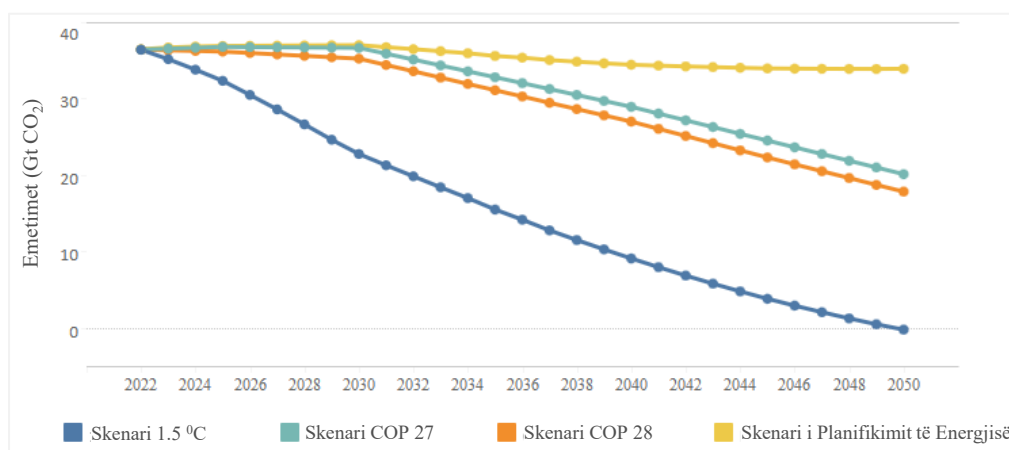


Figura 1.1 Reduktimi i emetimeve të CO₂ sipas skenarëve të ndryshëm [6]

Në Figurën 1.1 tregohen skenarë të ndryshëm për reduktimit të CO₂, duke shtuar edhe skenarët e mbajtës së ndryshimit të temperaturës nën 1.5 °C dhe si dhe të planifikimit të energjisë [6]. Në secilin skenar parashikohet reduktimi i emetimeve të CO₂.

Reduktimi i CO₂ mund të bëhet duke rritur energjinë e prodhuar nga BRE. Për shembull në Figurën 1.2 paraqitet një parashikim deri në 2050 mbi gjenerimin e energjisë nga lloje të ndryshme burimesh, energjisë për skenarin e mbajtjes së ndryshimit të temperaturës 1.5 °C [7]. Shihet që në 2022 shumica e energjisë (82%) gjenerohet nga burime fosile. Megjithatë, sipas parashikimeve kjo shifër do të shkojë në 60% në 2030 dhe 16% në 2050. Duke ndryshuar shumë pak pjesa e energjisë nukleare, ajo që do të rritet me ritme të shpejta do të ishte energjia e rinovueshme. Kështu, në vitin 2050, 77% e energjisë parashikohet të jetë nga BRE sipas këtij skenari.

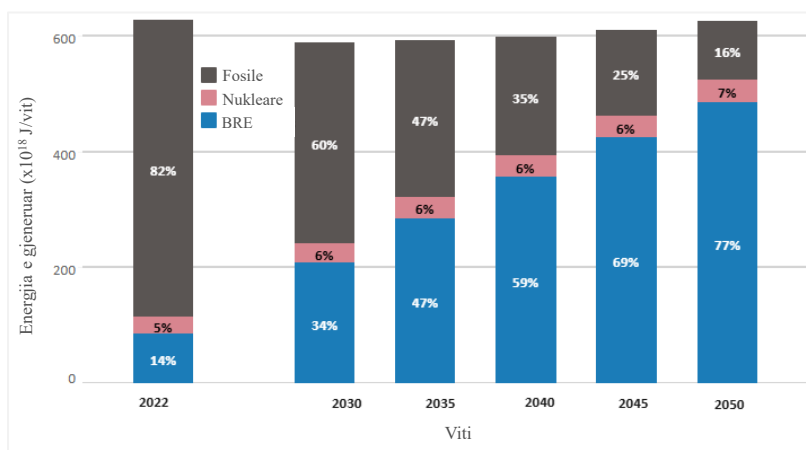


Figura 1.2 Parashikimi i gjenerimit të energjisë për skenarin e mbajtjes së ndryshimit të temperaturës 1.5 °C [7]

Ndërkohë, kriza ukrainase solli shumë trajektore në mënyrën se si vende të ndryshme po mbështesin progresin e shfrytëzimit të BRE-ve, duke përfshirë stimujt dhe mekanizmat e financimit drejt një sektori energjetik konkurrues dhe të përballueshëm [8]. Kjo ndodhi edhe si pasojë e rritjes së çmimit të shitjes së energjisë elektrike në bursa. Në këtë kontekst, Figura 1.3 paraqet çmimin mesatar me të cilin është shitur energjia elektrike në bursën HUPX (Bursa Hungareze), për periudhën 2012-2024 [9]. Dallohet qartë një rritje e theksuar në këtë çmim pas vitit 2020. Ky fakt ka nxitur edhe me tej fokusin tek burimet e tjera të rinovueshme.

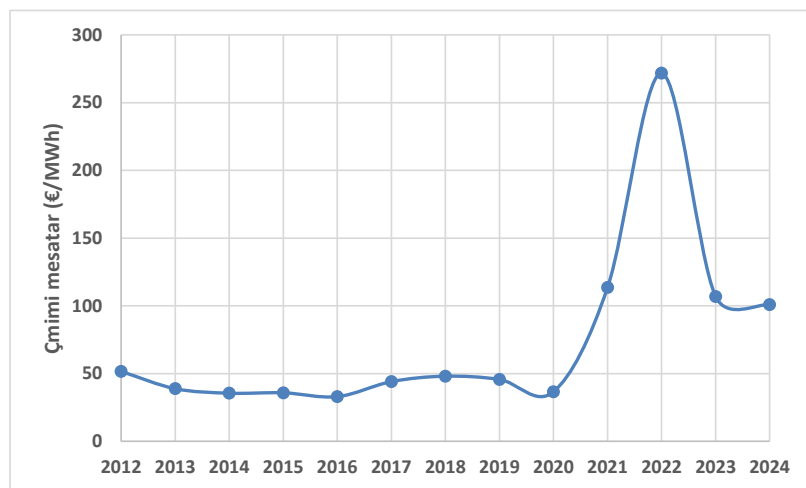


Figura 1.3 Çmimi mesatar vjetor i shitjes së energjisë elektrike në bursën HUPX për periudhën 2012-2024

Nga ana tjetër, teknologjitë e gjenerimit të energjisë së rinovueshme, duke paraqitur kostot në rënie të tranzicionit të energjisë përtej pritshmërive të ekspertëve [10], mbështesin tranzicionin e ardhshëm të energjisë përmes direktivës së rishikuar të energjisë së rinovueshme BE/2023/2413 e cila synon objektivin detyrues të energjisë së rinovueshme për BE-në në vitin 2030 në një minimum prej 42.5% [11]. Rritjet e çmimeve të naftës së importuar, normat më të larta të importit të energjisë elektrike dhe çmimet e ndikuara nga kushtet e motit kanë detyruar vende të ndryshme në nivel global të ndjekin burime energjie me kosto të ulët dhe pa ndotje.

1.2 Zgjidhja nëpërmjet burimeve të rinovueshme të energjisë

Në dekadën e fundit, energjia e gjeneruar nga BRE po rritet me një ritëm të shpejtë. Në këtë mënyrë, sistemet e reja gjeneruese, po i nxjerrin jashtë përdorimit termocentralet konvencionale me lëndë djegëse. Ky ndryshim në diversifikimin e gjenerimit lehtësohet gjithashtu nga rënia e shpejtë e kostove dhe konkurrueshmëria e BRE-ve, si dhe rëndësia e sigurisë së furnizimit me energji.

Kështu, në Figurën 1.4 paraqiten të dhëna ndër vite të Kostove dhe Faktorit të Kapacitetit (CF) për 3 nga llojet më të përdorura të BRE-ve: dielli, era dhe uji [12]. Shihet një rënie drastike e kostos totale të instalimit të sistemeve FV (në \$/kW). E njëjta gjë mund të thuhet edhe për koston e turbinave të erës. Kjo sjell që edhe kosto mesatare e gjenerimit të energjisë (LCOE) nga këto të fundit të bie ndjeshëm (sidomos për FV). Për shembull, rezulton se LCOE për FV tashmë është me e ulët se për HEC-et. Gjithsesi, problemi kryesor tek FV duket se është vlera e ulët e CF, edhe pse ka arritur në rritje. HEC-et dhe turbinat e erës kanë vlera shumë më të larta të CF.

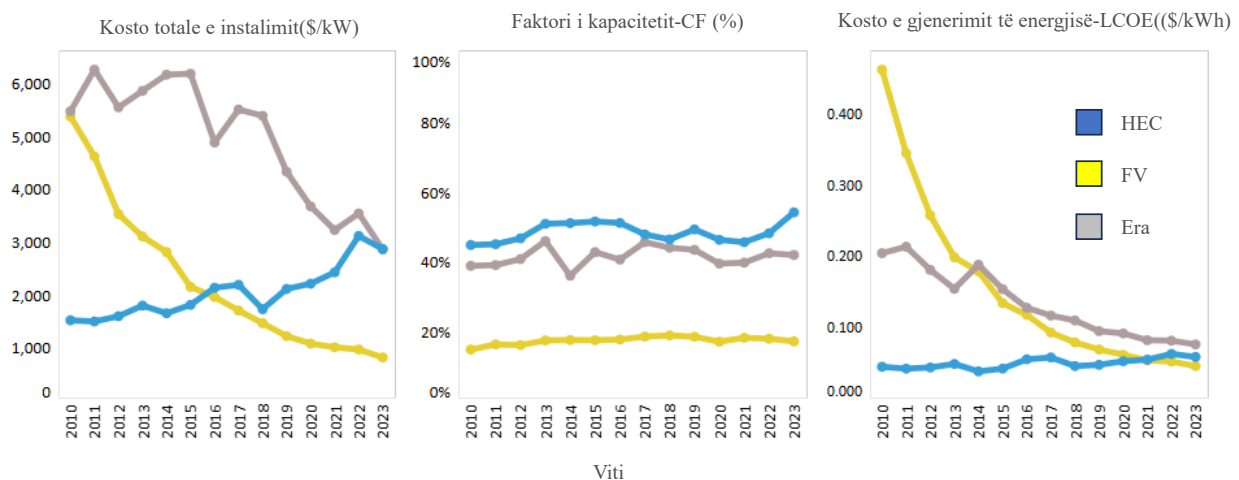


Figura 1.4 Të dhëna tekniko-ekonomike për teknologjitë e BRE-ve ndër vite [12]

Për këto arsye, parashikimet flasin për një rritje të konsiderueshme të instalimeve nga BRE-të. Për shembull, sipas Agjencisë Ndërkombëtare të Energjisë (IEA), krahasuar me vitin 2022, deri në vitin 2027, pritet që kapaciteti i BRE-ve të rritet me pothuajse 2400 GW (ose 75%) [13]. Disa faktorë kanë ndikuar në këtë rritje të depërtimit të BRE-ve, siç janë: kushtet e tregut, kostot e investimit, diversiteti i teknologjisë, disponueshmëria e burimeve, afërsia me rrjetin e shpërndarjes ose transmetimit, etj. Një faktor tjetër shumë i rëndësishëm janë politikat qeveritare si tarifat e nxitjes, skemat mbështetëse ose politikat bankare (kreditë) për mbështetjen dhe zhvillimin e këtyre teknologjive.

Ndër BRE-të, energjia diellore dhe ajo e erës kanë fituar interes të jashtëzakonshëm. Për shembull, krahasuar me vitin 2015, deri në vitin 2050, pritët që kapaciteti i BRE-ve të rritet tetë herë nga rreth 2000 GW në 16000 GW, duke përfshirë 7122 GW të energjisë nga FV-të dhe 5445 GW të energjisë së erës [14].

Këto parashikime duken edhe më të arritshme duke analizuar kapacitetin e instaluar nga disa BRE për çdo vit. Në Figurën 1.5 tregohet se nga viti 2011 deri në vitin 2024 kapacitetet botërore më të mëdha të instaluar janë ata të FV-ve [15]. Sidomos në vitet e fundit, ritmet e rritjes kanë qenë mjaft të shpejta. Një rritje të lehtë ka pasur edhe energjia eolike.

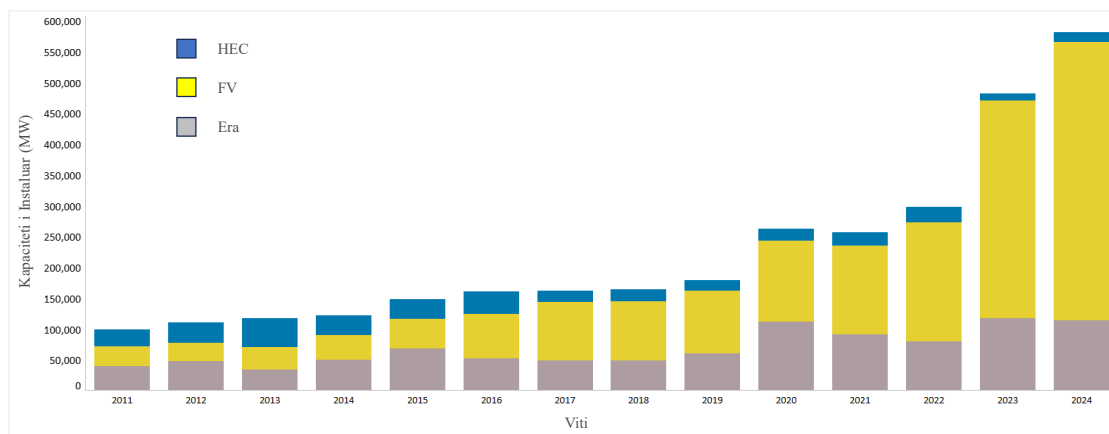


Figura 1.5 Shtesa vjetore e kapaciteteve të instaluar globale nga disa BRE ndër vite [15]

Ky vendosje masive e energjisë FV dhe erës kërkon studime të hollësishme tekniko-ekonomike të fizibilitetit për të vlerësuar përshtatshmërinë teknologjike, qëndrueshmërinë ekonomike dhe stimuj të tjerë financiarë [16]. Në këtë kontekst, ky disertacion trajton analiza të ndryshme tekniko-ekonomike të projektimit optimal të këtyre sistemeve.

Ndër BRE-të, një vëmendje e veçantë po i kushtohet energjisë diellore, duke rritur kapacitetin e instaluar të sistemeve FV, siç tregohet dhe në Figurën 1.5. Veçanërisht në kushtet e krizës aktuale energjetike [17], lloji FV është një nga teknologjitë më premuese. Sipas raportit të Agjencisë Ndërkombëtare të Energjisë (IEA) [18], krahasuar me vitin 2020, deri në vitin 2050, pritët që kapaciteti FV të rritet me njëzet herë nga rreth 730 GW në 14,600 GW. Në të njëjtën linjë, Bashkimi Evropian vendosi një objektiv prej 730 GW për kapacitetin e instaluar nga sistemet FV deri në vitin 2030 [19]. Kjo do të rrisë ambicien FV në Evropë me 43%. Një nga faktorët kryesorë të këtij objekti optimist është rënia e ndjeshme e kostos së prodhimit të energjisë elektrike (shih Figurën 1.4). Ky parashikim vjen gjithashtu si rezultat i zhvillimit të shpejtë të industrisë FV. Në këtë kontekst, në vitin 2022, BE vendosi një objektiv prej 45% të pjesës së BRE-ve. Përveç kësaj, Iniciativa Evropiane e Çatave FV vendosi detyrime ligjore për instalimin e sistemeve FV për vetëkonsum për kategori të caktuara ndërtesash (në çati banimi, komerciale, publike dhe industriale). Duke marrë parasysh instalimin e çatave FV në këto ndërtesa, pritët të mbulojë rreth 25% të konsumit të energjisë elektrike të BE-së - më shumë sesa pjesa që mbulon gazi natyror deri më sot [20].

Nga ana tjetër, një nga pengesat në përdorimin e energjisë diellore është kërkesa e madhe për tokë. Për shembull, një fermë fotovoltaike (GPV) e montuar në tokë prej 1 MW ka nevojë për afërsisht 15,000 m² tokë [21]. Ky problem mund të adresohet duke përdorur sistemin FV lundrues (FPV). Termi FV lundrues mund t'i referohet çdo sistemi fotovoltaike të instaluar në trupa ujorë, siç janë

liqenet, rezervuarët, pellgjet industrial dhe ato për ujitje. Në të njëjtën mënyrë, kombinimi i FPV-ve me sisteme të tjera të BRE-ve siç janë HEC-et mund të jetë i dobishëm falë integritit të lehtë të dy teknologjive, duke ofruar një mundësi të shkëlqyer për të optimizuar prodhimin e energjisë elektrike përmes prodhimit të njëkohshëm të HEC-it dhe FPV-së. Performanca më e mirë në prodhimin e energjisë (për shkak të ftohjes së moduleve FV nga uji dhe uljes së ndotjes dhe hijezimit), si dhe zvogëlimi i humbjes së sasisë ujit në rezervuar për shkak të avullimit, janë avantazhe të tjera të këtij kombinimi. Vlen të përmendet se sistemi i parë hibrid i HEC-it me FPV u instalua në rezervuarin Alto Rabagao në Portugali në vitin 2017, duke përmirësuar kapacitetin maksimal të hidrocentralit ekzistues me 220 kW [22]. I motivuar nga këto fakte, ky punim merret me një analizë tekniko-ekonomike të një sistemi FPV të instaluar në sipërfaqen e ujit të një rezervuari HEC-i. Ndërkohë, krahasohen gjithashtu performancat e sistemeve FV lundruese dhe atyre të instaluar në tokë.

Gjithashtu, rritja e numrit të automjeteve elektrike ka rritur kërkesën totale për energji elektrike. Kjo sjell nevojën për gjetjen e një zgjidhje të qëndrueshme të energjisë. Një mënyrë efikase është instalimi i moduleve FV në parkingjet e makinave, pranë stacioneve të karikimit të tyre. Kjo do të ndikonte në shfrytëzimin e sipërfaqeve të lira. Madje teprica e energjisë, mund të përdoret dhe për furnizimin e ngarkesave shtëpiake afër parkingut të makinave. Prandaj, integrimi i sistemeve FV me infrastrukturën për automjete elektrike ka fituar vëmendje të konsiderueshme [23]. Në këtë kontekst, ky disertacion hulumton integrimin e një sistemi FV me një stacion karikimi të automjeteve elektrike, si dhe për furnizimin e ngarkesave në banesë. Madje studiohet edhe ndikimi i këndit të vendosjes së moduleve tek një parking automjeteve elektrike.

Për më tepër, teknologjia ka përparuar ndjeshëm, duke përmirësuar rendimentin e moduleve FV. Në këtë kontekst, përdoren gjerësisht modulat bifaciale PV (BFPV), të cilat janë të afta të përthithin rrezatimin diellor nga të dyja anët, duke e shndërruar energjinë diellore në energji elektrike [24]. Edhe pse çmimi për modulat BFPV është rreth 10 cent/kW më shumë se për ato MFPV [25], zgjedhja e moduleve të para është përsëri e përshtatshme për shkak të performancës së tyre [26]. Për shembull, sipas Agjencisë Ndërkombëtare të Energjisë [27], pritet që pjesa botërore e tregut FV të moduleve BFPV të jetë rreth 70%, deri në vitin 2033. Ky ndryshim drastik kërkon analizë më të detajuar për të kuptuar ndikimin në fitimin e energjisë të sistemeve BFPV, si dhe përfitimet që ato sjellin. Në këtë kontekst, ky disertacion analizon gjithashtu performancën e sistemeve BFPV krahasuar me MFPV, duke u bazuar tek këndi i vendosjes së moduleve, lartësisë së tyre, si dhe reflektimit të sipërfaqes (albedos) ku ata janë instaluar.

Përveç sistemeve të vogla FV për vetëkonsum (deri 500 kWp), rritje të investimeve ka pasur edhe tek sistemet me fuqi të madhe. Energjia e prodhuar nga këto të fundit mund të shitet në treg të lirë, apo nëpërmjet një kontrate bazuar në legjislacionin në fuqi. Ndërkohë, projektimi dhe analizimi në të gjitha aspektet si në atë teknik, ekonomik, mjedisor dhe social në lidhje me ndikimet e mundshme që do të ketë në secilën fushë e një sistemi të tillë FV është shumë i rëndësishëm dhe mund të arrihet me anë të llogaritjeve dhe programeve kompjuterike për të parë nëse vlen që të realizohet (është miqësor me mjedisin dhe sjell të ardhura të konsiderueshme).

Nisur nga fuqia e instaluar, investimi për një sistem të tillë FV ka kosto shumë më të larta krahasuar me ato për vetëkonsum. Shpenzimet e kostos përfshijnë komponentin fikse, të përbërë nga kosto kapitale, siguracionet, si dhe taksat e ndryshme dhe një komponent variabël, të përfaqësuar kryesisht nga shpenzimet e operimit dhe të mirëmbajtjes, pagat, taksat e të ardhurave (tatim mbi

fitimin, TVSH, etj). Në fund të projektit, vlera që mbetet si shumatore e shpenzimeve dhe të ardhurave, zakonisht duhet të jetë pozitive në favor të të ardhurave të krijuara nga shitja e produktit (energjisë elektrike). Pikërisht, analiza ekonomiko-financiare është një krahasim i kostos dhe i përfitimeve ekonomike që i jep investitorit informacionin e nevojshëm për të marrë vendimin e tij nëse duhet ta zhvillojë më tej projektin apo duhet ta braktisi atë [28]. Një zgjedhje e tillë është gjithashtu e mundshme të kryhet midis projekteve të ndryshme, në mënyrë që investitori të zgjedhe atë që i jep përfitimet më të mëdha ekonomike. Kështu, studimi i fizibilitetit duhet të jetë shumë i kujdesshëm në këtë rast. Për këtë arsye, në këtë disertacion analizohet një sistem FV me fuqi relativisht të madhe (10 MWp) të lidhur me rrjetin shpërndarës. Madje ky sistem zgjidhet me teknologji moderne, si module bifaciale dhe struktura diell-ndjekëse me një aks lëvizës.

Nga ana tjetër, progresi teknologjik [29] dhe depërtimi i madh i BRE-ve të ndryshme për sisteme energjitike inteligjente, fleksibël dhe të diversifikuara duhet të mbështeten edhe nga teknologjitë e erës. Kështu duhen politika të tilla që synojnë të nxisin investimet tek turbinat e erës duke marrë në konsideratë interesat lokale, siç janë aspektet socio-ekonomike, veçanërisht kur instalohen pranë zonave rurale dhe të largëta. Kapaciteti total i të gjitha turbinave me erë të instaluar në të gjithë globin deri në fund të vitit 2018 arriti në 597 GW [10], me një potencial prej 50,1 GW të shtuar në vitin 2018 (shih Figurën 1.5). Ndërkohë, në vitin 2024 kapaciteti i akumuluar i tyre është rritur ndjeshëm, duke arritur shifrën 1133 GW [15]. Kjo rritje e konsiderueshme, tregon fokusin e lartë të grupeve të interesit në këtë teknologji. Për këtë arsye, kjo pune kërkimore ofron një zgjidhje optimale për dimensionet tekno-ekonomike dhe impaktin socio-ekonomike, duke krahasuar skema të ndryshme mbështetëse që promovojnë shfrytëzimin e energjisë së erës.

Përveç avantazheve, kapacitetet e reja kanë shkaktuar probleme edhe në sistemin e shpërndarjes pasi ato shpesh lidhen me pika me konsum të ulët ngarkese. Kështu, promovimi i investimeve në BRE sjell domosdoshmërinë e analizave më të hollësishme të secilës zonë të sistemit të shpërndarjes, të cilat kanë potencial për kapacitete të reja, që pritet të lidhen me të. Kjo analizë mund të shihet nga pikëpamja e bilanceve të energjisë, niveleve të tensionit, problemeve me harmonikat, flukseve të fuqisë dhe humbjeve të energjisë. Për këtë, është e rëndësishme të vlerësohet ndikimi i gjenerimit të shpërndarë (GjSh) në indekset e performancës së sistemit të marrë në shqyrtim. Pra, përcaktimi i pikës më të përshtatshme për lidhjen e gjeneruesve të rinj me sistemin energjetik është një çështje shumë e rëndësishme. Për këto arsye, ky disertacion studion ndikimin e instalimit të sistemeve FV të shpërndara, në linja transmetimi dhe shpërndarëse, si dhe në fidera dhe kabina elektrike.

Gjithashtu, në shumë BRE si era apo dielli energjia e gjeneruar është e luhatshme brenda një kufiri maksimal i cili duhet të vështirë të parashikohet me saktësi [30]. Në veçanti, ajo që është edhe më ndryshueshme dhe më e paparashikueshme është energjia e erës. Ndërkohë, nëpërmjet metodave të ndryshme, parashikimi i energjisë diellore është më i lehtë dhe më i sigurt. Kështu, siguria në parashikim kthehet në një çështje mjaft e rëndësishme, sidomos kur periudha në të cilën bëhet parashikimi është relativisht e gjatë. Në këto raste, p.sh. OST mban rezerva energjie për rastet kur mund të krijohen disbalanca midis gjenerimit dhe ngarkesës [31]. Kjo për shkak të vështirësisë në planifikim në lidhje me energjinë nga BRE-të [32].

Nga ana tjetër, kostoja për njësi e gjenerimit të energjisë nga impiante të ndryshme është po ashtu e luhatshme. Kjo për shkak se, brenda një sistemi energjetik, distancat nga burimet gjeneruese deri te konsumatorët janë të ndryshme. Ndërkohë, energjia e gjeneruar duhet të furnizojë ngarkesën si

dhe të mbulojë humbjet në sistem (në një skenar normal pune). Në këtë kontekst, fuqia aktive dhe ajo reaktive mund të luhatet brenda kapacitetit të instaluar të gjeneratorit, në rast se do të kërkohej që disa parametra të arrinin maksimumin apo minimumin e tyre. Disa tregues të cilët mund të konsideroheshin për këtë qëllim janë: niveli i tensionit, kapaciteti transmetues, humbjet minimale, kostot minimale të gjenerimit të energjisë etj. Për këtë qëllim, duhet përdorur metoda e duhur për realizimin e optimizimit, e cila të këtë disa veçori si: saktësia, lehtësia në formulim si dhe përdorimi sistemet reale. Arritja e këtij objekti mund të bëhet duke përdorur një procedurë e emërtuar “shpërndarje optimale e flukseve të fuqisë” ose shkurtimisht OPF. Përdorimi i kësaj metode jep një zgjidhje, por pa cenuar parametrat e cilësisë së sistemit energjetik apo kufizimet e tij [33]. Nisur nga kjo e fundit, duke shfrytëzuar softin NEPLAN, në këtë punim analizohet një mënyrë optimizimi e Sistemit Elektroenergjetik Shqiptar. Për më tepër, në këtë soft, moduli i OPF-së është integruar plotësisht. Përveç kësaj, ky soft të jep mundësinë e komunikimit me softin MATLAB nisur nga ndërfaqet që ka. Kjo lehtësirë mundëson që problemit të marrë në shqyrtim, të mund ti shtohen disa shkallë lirie.

1.3 Situata aktuale në Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar

Konsumi total përfundimtar i energjisë (TFEC) në Shqipëri vlerësohet në 24 TWh, [34] ndërsa energjia elektrike mbulon mesatarisht 7.5 TWh, e barabartë me 25% të kërkesës totale për energji, të gjeneruar në pjesën dërrmuese nga HEC-et vendase [35]. Në rastin e sektorit të energjisë elektrike në Shqipëri, mesatarisht (60-65)% e kërkesës së vendit për energji elektrike sigurohet nga HEC-et, dhe pjesa tjetër importohet nga tregu rajonal i energjisë (250.66 ktoe) zakonisht me çmime më të larta. Strategjia kombëtare e energjisë në Shqipëri, si objektiv për vitin 2030, synon të arrijë një pjesë të BRE-ve prej 54.9% të konsumit total të energjisë përfundimtare në vend, duke ulur konsumin e energjisë dhe nivelet e CO₂ përkatësisht me 8.4% dhe 18.7%. Objektivat mund të arrihen duke zbatuar masa të ndryshme të efikasitetit të energjisë (EEM) dhe integrimin në shkallë të gjerë të BRE-ve.

Ndërkohë, në 4 vitet e fundit është parë një rritje e konsumit të energjisë elektrike në Shqipëri. Në Figurën 1.6 tregohet që konsumi më i lartë i energjisë ka qenë në vitin 2021, me rreth 8.4 TWh. Pas këtij viti, konsumi është luhatur në diapazonin (7.9-8.2) TWh. Gjithashtu humbjet e energjisë janë ulur vit pas viti nga 2018-2024. Në këto humbje përfshihen: humbjet dhe konsumi vetjak në transmetim, si dhe humbjet teknike dhe jo teknike në shpërndarje. Pjesën më të madhe të tyre e përbëjnë humbje teknike në sistemin e shpërndarjes.

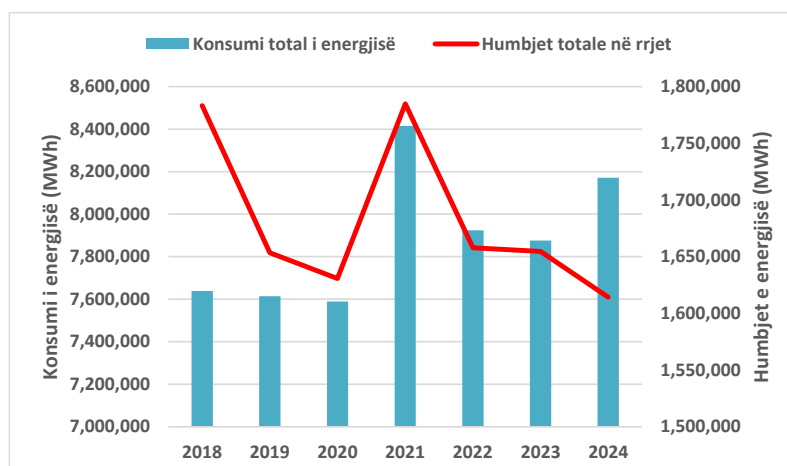


Figura 1.6 Konsumi dhe humbjet totale të energjisë elektrike për periudhën 2018-2024 në Shqipëri

Por Shqipëria e ka mbështetur prodhimin e energjisë elektrike tek HEC-et, duke krijuar varësi nga reshjet dhe ndryshimet klimatike. Si rezultat i këtij realiteti, është thelbësore të diversifikohen burimet e prodhimit të energjisë elektrike. Duke marrë parasysh që Shqipëria është pjesë e rajonit Mesdhetar (me kushte klimatike shumë të favorshme për energjinë diellore), ajo ka një potencial të konsiderueshëm për prodhimin e energjisë elektrike përmes sistemeve FV. Kushte të tilla përfshijnë intensitetin e lartë të rrezatimit diellor, kohëzgjatjen, këndin e rrezatimit, temperaturën dhe lagështinë e ajrit. Për shembull, Figura 1.7 tregon se Shqipëria është e ekspozuar ndaj rrezatimit diellor që varion nga 1185 kWh/m² deri në 1700 kWh/m² në vit [36]. Kjo do të thotë që rrezatimi diellor në një sipërfaqe horizontale prej m² për periudhën nëntor-mars arrin deri në 380 kWh/vit, ndërsa mesatarja në të gjithë vendin shkon në 340 kWh/vit. Ndërkohë, sasia e orëve vjetore me diell është rreth 2400 orë.

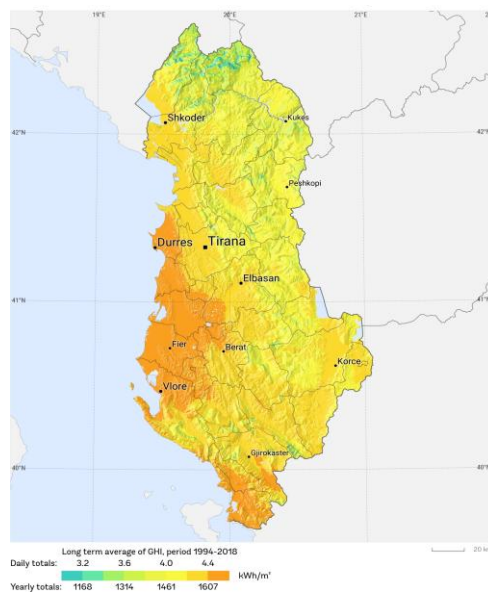


Figura 1.7 Rrezatimi diellor në Shqipëri

Për rajonin perëndimor, sasia e orëve rezulton mbi 2500, duke arritur maksimumin në zonën e Myzeqesë (mbi 2700 orë). Në verilindje të vendit, rrezatimi diellor është relativisht i vogël. Për shembull, në Kukës, ky numër orësh është më pak se 2000. Kur bëhet fjalë për kryeqytetin, Tiranën, rrezatimi vjetor global horizontal është rreth 1,580 kWh/m². Kjo vlerë bazohet në të dhënat satelitore nga matjet mesatare afatgjata të disa viteve (periudhë minimale 10-vjeçare).

Përveç kësaj, legjislacioni në Shqipëri [37] ka ndikuar në promovimin e përdorimit të BRE-ve, duke rritur kapacitetet gjeneruese. Bazuar në kapacitetet hidroenergjetike ende të papërdorura në zonat malore, politikat qeveritare kanë promovuar vazhdimisht investimet për ndërtimin e HEC-eve të reja, disa prej të cilave janë me një kapacitet më të vogël se 5 MW. Ndërkohë, duke marrë parasysh potencialin e lartë të energjisë diellore, që nga miratimi i ligjit të parë të vitit 2017 [38] janë promovuar edhe investimet në sistemet FV. Për këto arsye, energjia e prodhuar nga BRE-të e reja në Shqipëri po rritet me një ritëm të shpejtë, duke diversifikuar burimet e prodhimit të energjisë elektrike [39], [40]. Nga Figura 1.8 tregohet që kapaciteti FV i instaluar në Shqipëri ka qenë në rritje që nga viti 2018 [41]. Vlen të theksohet se në këtë grafik nuk janë shtuar kapacitetet FV për vetëkonsum. Kapacitetet FV të instaluar për vitet 2019, 2020 dhe 2021 kanë qenë përkatësisht 15 MWp, 21 MWp dhe 23 MWp. Këto shifra ishin të papërfillshme në krahasim me kapacitetin total të instaluar (shih Figurën 1.8).

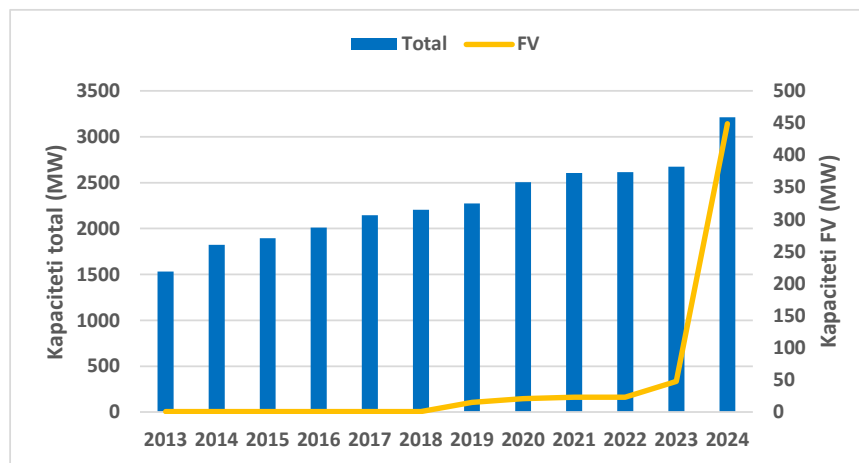


Figura 1.8 Kapaciteti total dhe kapaciteti FV i instaluar në Shqipëri për periudhën 2013-2024 [41]

Njëkohësisht edhe kapaciteti i instaluar i HEC-eve është rritur ndjeshëm. Megjithatë, gjenerimi nga këto të fundit ka qenë i luhatshëm për shkak të varësisë nga kushtet meteorologjike. Për shembull, në Figurën 1.9 dallohet se gjenerimi i HEC-eve ka qenë me ulët në vitet 2019 dhe 2020 [41]. Gjithashtu në këto 2 vite, pjesa FV përfaqësonte më pak se 1% të kapacitetit total të instaluar në Shqipëri. Një kapacitet FV më i lartë do të kompensonte uljen e gjenerimit nga HEC-et.

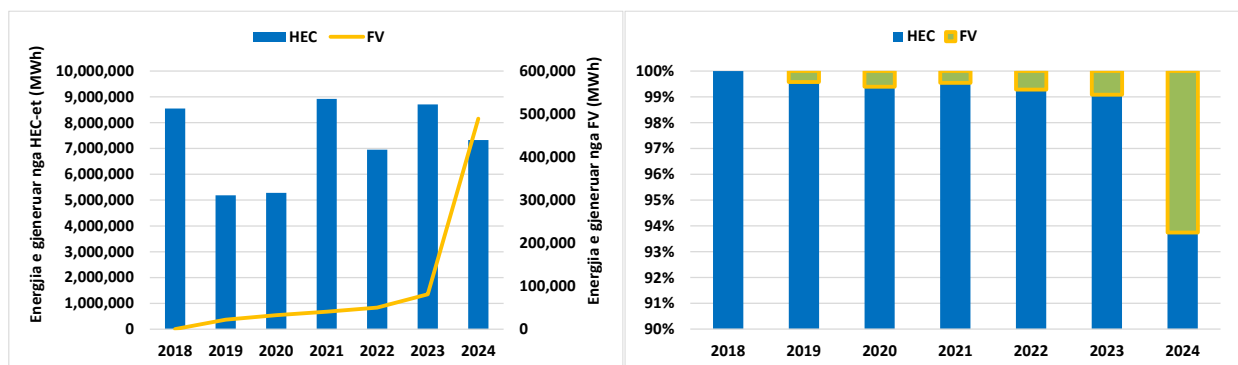


Figura 1.9 Prodhimi vjetor i energjisë nga HEC-et dhe FV [41]

Për këtë arsye, varësia nga HEC-et do të sillte nevojën e një importi të lartë të energjisë për vitet e thata. Kështu, në Figurën 1.10 dallohet se në vitet 2019 dhe 2020 importet kanë qenë shumë më të larta se eksportet. Ndërkohë, vitet me më shumë prurje kanë qenë 2018, 2021 dhe 2023.

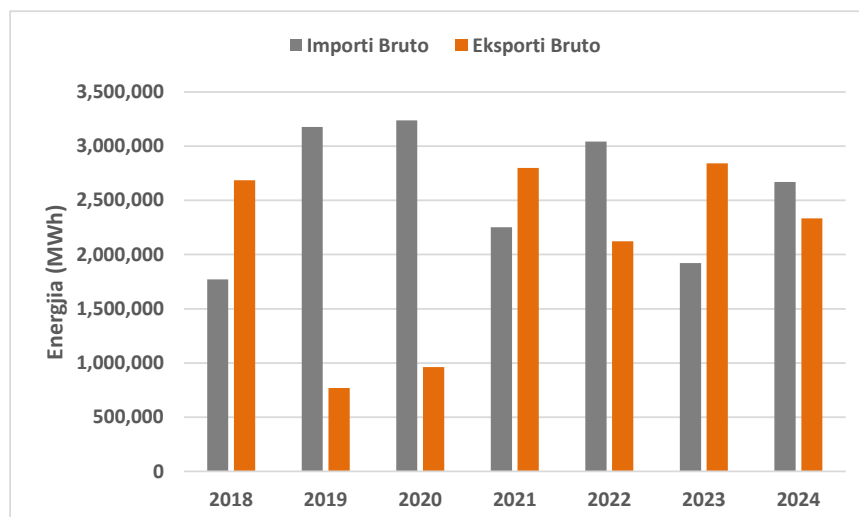


Figura 1.10 Importi dhe Eksporti Bruto i energjisë në Shqipëri gjatë viteve 2018-2024 [42]

Për të diversifikuar më tej burimet si dhe për të ulur importin e energjisë, në tre vitet e fundit janë shtuar dhe më tej kapacitetet FV [43]. Sipas raportit të Entit Rregullator të Energjisë (ERE), në total, gjatë vitit 2022, janë licencuar 22 subjekte si prodhues të energjisë elektrike me një kapacitet total prej 289.392 MW, nga të cilat 62.3 MW për HEC-e dhe 227.143 MW për FV-të. Megjithatë, kapaciteti FV i instaluar në këtë vit ishte 23 MWp. Përveç kësaj, mbi 100 MWp sisteme FV (secila deri në 500kWp), duke përdorur skemën e matjes neto (matje neto vjetore), janë instaluar nga vetëprodhuesit në të gjithë vendin. Këto kapacitete të reja janë lidhur me sistemin e shpërndarjes, duke e transformuar atë në një rrjet aktiv. Në vitin 2022, kapaciteti gjenerues i lidhur në sistemin e shpërndarjes ishte rreth 13.3% e kapacitetit total dhe prodhimi i tyre neto ishte 12.2% e totalit [39].

Megjithatë, me sistemet FV që përbënin vetëm 0.7% të prodhimit neto të energjisë elektrike në vitin 2022, ky tregues ka qenë mjaft i ulët. Kështu, në vitin 2023 kapaciteti FV u rrit dhe më tej. Për shembull, sipas ERE, krahasuar me vitin 2022, në vitin 2023, kapaciteti total i sistemeve FV në Shqipëri u rrit me 108.7%, nga rreth 23 MW në 48 MW [41]. Po ashtu u rrit dhe numri i vetëprodhuesve të energjisë elektrike, sidomos sektori privat, Rritja u ndikua nga mekanizmat mbështetës përmes kuadrit rregullator të ri. Megjithatë, kapaciteti fotovoltaike në vitin 2023, zinte rreth 1.8% të kapacitetit total të instaluar në Sistemin Elektroenergjetik të Shqipërisë (2,675 MW) [41].

Nga ana tjetër, në vitin 2024 kapaciteti total i instaluar në Shqipëri ishte 3213 MW, prej të cilës 449 MW nga FV-të (pa përfshirë vetëprodhuesit). Nga kjo e fundit, 260 MW kapacitet FV është lidhur në rrjetin e transmetimit, ku sistemi më i madh 140 MWp është ai i Karavastasë. Në total gjatë vitit 2024 gjenerimi i energjisë ka qenë rreth 7.84 TWh (shih Figurën 1.11), ku shumica (4.37 TWh) është përfutur nga HEC-et e Korporatës Elektroenergjetike Shqiptare (KESH-it). Ndërsa gjenerimi nga FV-të që e shesin energjinë në treg të lirë rezultoi 158.1 GWh.

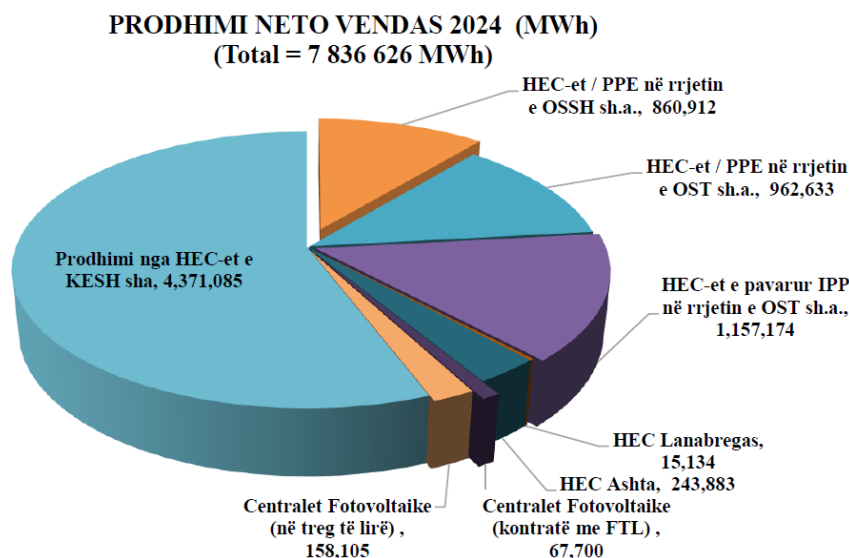


Figura 1.11 Prodhi mi neto në Shqipëri për vitin 2024

Për më tepër, Figura 1.12 paraqet prodhimin mujor nga HEC-et dhe FV-të për vitin 2024. Shihet qartë që kombinimi i tyre do të ishte me interes. Në një kohë që gjatë verës energjia nga HEC-et është në shifrat me të ulëta, në rastin FV ajo arrin maksimumin. Vlen të theksohet se jo të gjithë gjeneruesit e rinj kanë operuar që nga data 1 Janar 2024. Prandaj lakoret janë pak të shfazuara.

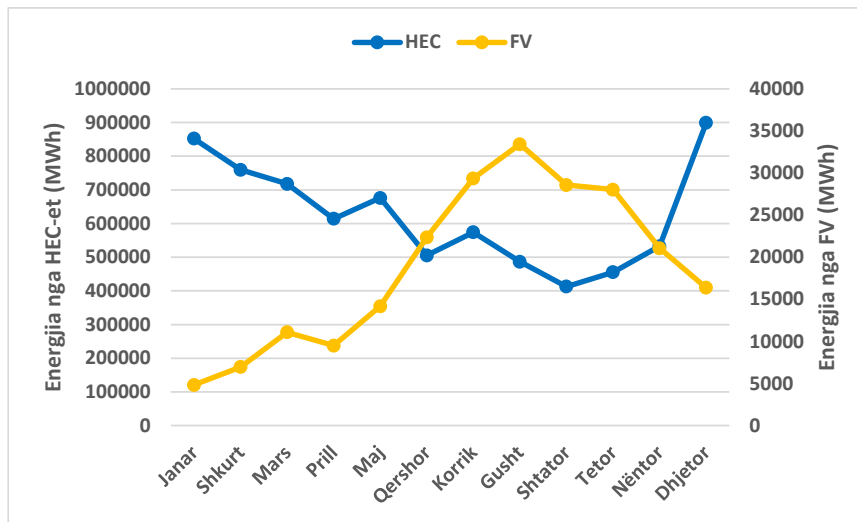


Figura 1.12 Prodhimi mujor neto në Shqipëri gjatë vitit 2024 (MWh)

Gjenerimi nga HEC-et dhe FV është i ndryshueshëm jo vetëm gjatë muajve të ndryshëm, por edhe në orare të ndryshme. Në Figurën 1.13 paraqitet gjenerimi nga lloje të ndryshme burimesh si dhe ngarkesa totale në Shqipëri në 31 Korrik 2024 si dhe 31 Dhjetor 2024 (nga të dhënat e OST) [44]. Këto data janë përzgjedhur për të përfaqësuar përkatësisht stinën e verës dhe të dimrit. Gjatë verës shihet ndikimi i konsiderueshëm gjatë orëve me diell i sistemeve FV. Ndërkohë në Dhjetor kanë operuar edhe TEC-et lundruese të pozicionuara në Vlorë.

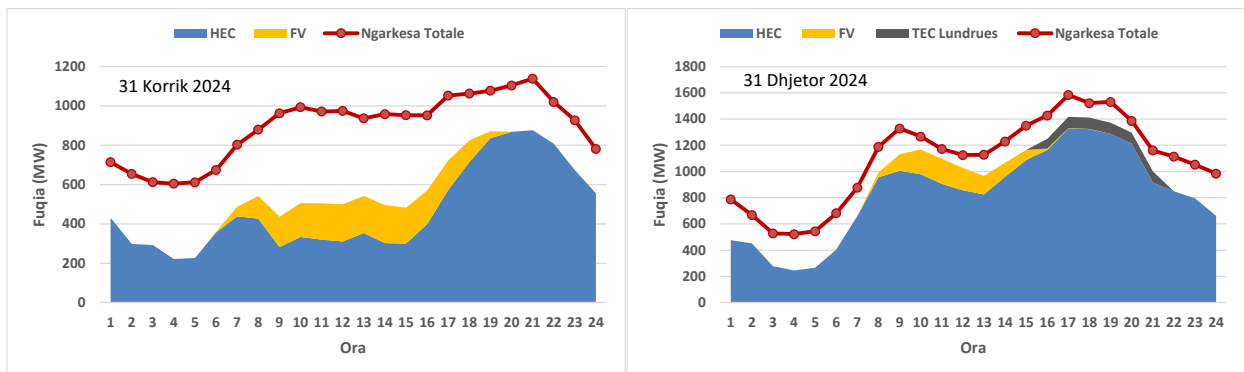


Figura 1.13 Gjenerimi dhe konsumi për datat 31 Korrik 2024 dhe 31 Dhjetor 2024 [44]

Për më tepër edhe çmimi i shitjes së energjisë në bursën ALPEX [45] luhet sipas muajve dhe orëve të ditës. Për shembull, bazuar në Tregun e Ditës në Avancë (DAM), Figura 1.14 paraqet çmimin dhe volumin shqiptar të shitjes së energjisë elektrike në bursën ALPEX për datat 31 Korrik 2024 dhe 31 Dhjetor 2024. Shihet që çmimi i shitjes së energjisë është më i lartë gjatë orëve të darkës. Gjithashtu gjatë dimrit, sasia më e madhe e tregtuar është gjatë mesditës. Për këtë arsye, studimet duhet të marrin parasysh edhe profilet orare të gjenerimit.

Ndërkohë gjatë mesditës, në stinën e verës, çmimi i energjisë në bursë duket më i ulët. Kjo ka ardhur edhe si pasojë e gjenerimit më të madh të sistemeve FV në këtë periudhë kohore. Duke parë trendin në rritje të tyre, është marrë në konsideratë mundësia e përdorimit të sipërfaqeve të papërdorshme për qëllime të tjera (për shembull FV lundrues [40], FV në çati [46] ose në parkingje automjetesh elektrike për karikimin e tyre[47]). Për shembull në vitin 2023, një total prej 130 MW kapaciteti për vetëkonsum u instalua në fidera të ndryshëm [35], afër konsumatorëve, duke rritur prodhimin e energjisë me 26%. Pjesa më e madhe e këtij kapaciteti është instaluar në rrjetin e

shpërndarjes (si sisteme FV të instaluar në çati). Kështu është me interes studimi i sistemeve FV me kapacitet të vogël për vetëkonsum. Në këtë punim trajtohen raste të ndryshme të tilla.

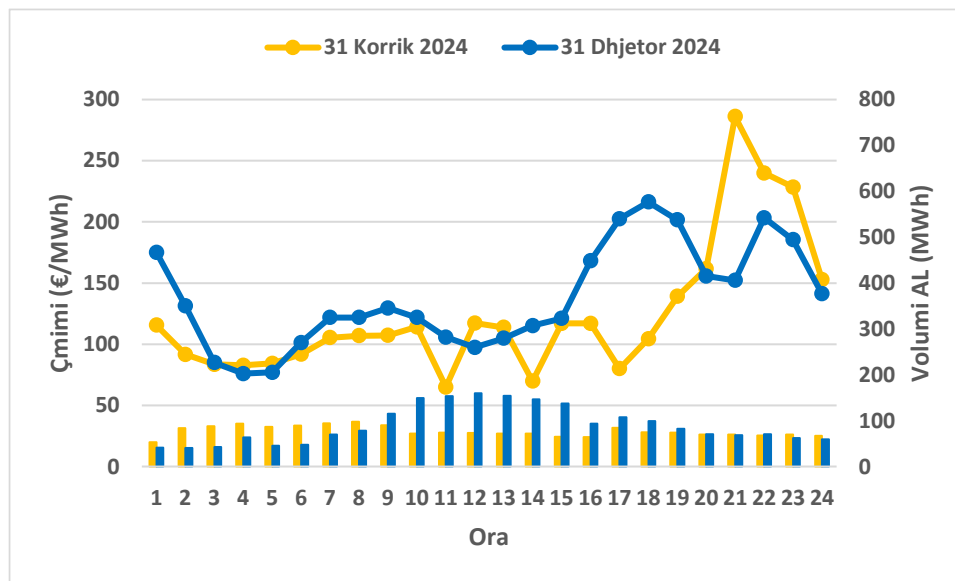


Figura 1.14 Çmimi dhe vëllimi i shitjes së energjisë elektrike në bursën ALPEX për datat 31 Korrik 2024 dhe 31 Dhjetor 2024

Nga ana tjetër, zhvillimi i sistemeve FV lundruese (FPV) merr në konsideratë edhe ruajtjen e sipërfaqes së tokës bujqësore, e cila po zvogëlohet ndjeshëm. Ndikimi i FPV në biodiversitetin ujor është minimal dhe me përmirësimin e teknologjisë është arritur që të gjitha materialet e përdorura në ndërtimin e këtyre sistemeve të jenë të riciklueshme. Këto sisteme mund të instalojnë në sipërfaqen e liqeneve, rezervuarëve, kënetave, etj., duke ofruar një mundësi të shkëlqyer për të optimizuar prodhimin e energjisë elektrike përmes prodhimit të njëkohshëm të HEC-eve dhe FPV-ve. Kompania Ocean Sun përfundoi centralin e parë diellor lundrues në Shqipëri në rezervuarin e HEC-it të Banjës [48]. Sistemi përbëhet nga katër njësi, me kapacitet total prej 2 MWp. Është i vetmi central elektrik i tillë në Evropën Juglindore, përveç disa projekteve pilot në Turqi. Përveç kësaj, një tjetër sistem FPV është planifikuar të ndërtohet në rezervuarin e Vaut të Dejës, pranë HEC-it me të njëjtin emër. Ky sistem parashikohet të ketë një kapacitet maksimal 12.9 MW, prodhim mesatar vjetor prej 17.6 GWh dhe një kosto 13.9 milion euro. Sipërfaqja totale pritet të jetë 11 hektarë ose 0.45% e sipërfaqes së përgjithshme të liqenit [49]. KESH sh.a. që nga 12 maji 2022, nisi operimin e sistemit FV në Digën e Qyrzaqit (HEC Vau Deja), me një kapacitet të instaluar prej 5.143 MW, si burimi i parë i diversifikuar i shtuar në asetet gjeneruese të kompanisë. Gjatë vitit 2022, ky sistem FV prodhoi 4203 MWh energji elektrike.

Përmes analizave krahasuese, rezulton se sistemi FPV prodhon më shumë energji sesa i njëjti sistem i vendosur në tokë, për shkak të ftohjes që sjell prania e ujit. Por ato janë të kufizuara në këndin e pjerrësisë (β) i cili lidhet me qëndrueshmërinë e strukturave lundruese. Edhe pse sistemet FPV kanë kosto më të larta ndërtimi sesa sistemet konvencionale FV, kthimi i investimit të tyre është më i shpejtë në krahasim me HEC-et. Në këtë punim paraqitet një analizë tekno-ekonomike e një sistemi FPV 500kWp të instaluar në sipërfaqen e ujit të një rezervuari HEC-esh për të mbuluar vetëkonsumin. Kjo analizë është bërë përmes softuerit PVSOL bazuar në të dhëna reale të konsumit të një HEC-i, si dhe në kuadrin rregullator në Shqipëri.

Përveç avantazheve, duhet të studiohen edhe problemet që këto FV të rinj shkaktojnë në fiderat e sistemit të shpërndarjes [50]. Në këtë kontekst, ky punim trajton ndikimin e gjenerimit fotovoltaiik në një furnizues shpërndarjeje radiale duke marrë parasysh skenarë të ndryshëm të gjenerimit/ngarkesës, si dhe pika të ndryshme lidhjeje.

Nga ana tjetër, Ligji 24/2023 [37] për promovimin e përdorimit të energjisë nga BRE-të ndikuar në rritjen e kërkesës për ndërtimin e sistemeve të mëdha FV në Shqipëri. Në veçanti, sistemet diellndjekëse dhe modulet BF janë përdorur në disa nga projektet FV. Në këtë kontekst, në këto raste kërkojnë studime të hollësishme tekniko-ekonomike të fizibilitetit. Përveç kësaj, duke qenë se potenciali më i madh i energjisë diellore në Shqipëri është veçanërisht në pjesën e saj perëndimore ku Rrezatimi Horizontal Global (GHI) arrin një maksimum prej 1750 kWh/m² në vit, shumica e sistemeve FV të instaluar në Shqipëri ndodhen në zonën e Fierit, duke mbingarkuar rrjetin e shpërndarjes së këtij rajoni. Nga ana tjetër, depërtimi i lartë i FV-ve në sistemin e shpërndarjes mund të shkaktojë një rrjedhë të kundërt të energjisë dhe mbitension në linjat e transmetimit [51]. Në këtë kontekst, duhet të studiohen ndikimet e rritjes së niveleve të depërtimit FV. [52]. Për këtë qëllim, duhet konsideruar impakti i tyre në parametrat e rrjetit, siç janë: nivelet e tensionit, ngarkesa e linjave të shpërndarjes dhe transformatorëve dhe humbjet e fuqisë aktive.

1.4 Sistemi i shpërndarjes së energjisë në Shqipëri

Sistemi i shpërndarjes së energjisë elektrike në Republikën e Shqipërisë menaxhohet dhe operohet nga OSHEE Group sh.a. (një kompani me 100% aksione shtetërore) dhe është i organizuar në 11 zona shpërndarjeje dhe 42 agjenci. Për më tepër, mirëmbajtja dhe operimi i sistemit të shpërndarjes nën 35 kV është përgjegjësia e saj kryesore, si dhe siguri i furnizimit me energji elektrike për të gjithë konsumatorët e lidhur me rrjetin e saj. Vlen të përmendet se pjesa më e madhe e sistemit të shpërndarjes i përket tensionit të ulët 0.4 kV, në të cilin janë të lidhur pjesa kryesore dhe më e madhe e të gjithë konsumatorëve fundorë të energjisë elektrike. Këta klientë i nënshtrohen shitjes me pakicë të energjisë elektrike.

Në mars 2018, u krijuan 3 kompani të reja nga të ndarat e saj: OSSH-ja, Furnizuesi i Shërbimit Universal (FSHU) dhe Furnizuesi i Tregut të Lirë (FTL). Në këtë kontekst, OSSH-ja është e detyruar të garantojë furnizim cilësor dhe të pandërprerë për të gjithë klientët e lidhur me sistemin e shpërndarës. Përveç kësaj, prodhuesit e energjisë së shpërndarë ia shesin energjinë e tyre FTL-së.

Me kalimin e viteve, numri i konsumatorëve fundorë të energjisë elektrike është rritur ndjeshëm, si dhe kërkesa për energji. Për më tepër, konsumatorët ekzistues kanë pasur kërkesa për të rritur fuqinë e tyre të instaluar. Në vitet e fundit, të gjithë këta faktorë kanë shkaktuar transformimin e rrjetit, siç janë ndërtimi i linjave dhe kabinave të reja, investimet në linjat dhe kabinat ekzistuese, ndërtimi dhe energjizimi i nënstacioneve elektrike, etj.

Për të garantuar furnizimin me energji elektrike për të gjithë konsumatorët kudo që ndodhen, OSSH-ja është përballur me sfida të reja. Për shembull, rritja e fuqisë së kërkuar ka tejkaluar parashikimet. Kjo kërkoj ndërhyrje të menjëhershme në rrjet.

Nga ana tjetër, një rritje e konsiderueshme ka ndodhur në prodhimin e energjisë elektrike. Figura 1.15 paraqet energjinë e injektuar nga prodhues me përparësi (PPE) nga HEC-et dhe FV në sistemin e shpërndarjes, nga viti 2017 deri në vitin 2024. Këta prodhues kanë një kontratë nga FTL për shitjen e energjisë elektrike. Në këtë grafik nuk paraqiten prodhuesit e pavarur të cilat shesin

energjinë në treg të lirë. Po ashtu janë anashkaluar edhe vetëprodhuesit e energjisë. Përveç sasisë së energjisë së injektuar nga HEC-et (e cila varet nga reshjet), grafiku tregon rritjen e prodhimit FV (i nxitur nga legjislacioni).

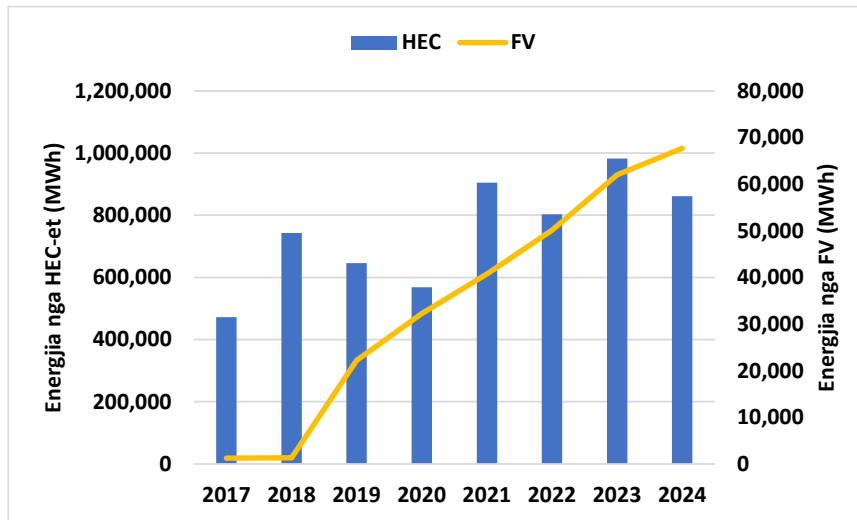


Figura 1.15 Energjia e injektuar nga prodhues me përparësi në rrjetin shpërndarës (HEC dhe FV)

Në fakt, kapaciteti total i instaluar në sistemin e shpërndarjes për vitin 2024 është 534 MW, bazuar në burime hidrike dhe impiante FV. Këto impiante gjeneruese janë të lidhura me zbarat e nënstacioneve, fidera të ndryshëm, si dhe në linjat shpërndarëse 35 kV. Në veçanti, rajonet e Burrelit, Korçës dhe Kukësit kanë numrin më të lartë të burimeve gjeneruese. Ndërkohë, shumë sisteme FV të instaluar në çati, me kapacitet më të vogël, janë të lidhura pranë konsumatorëve fundorë (në tension të ulët). Ky trend pritet të rritet më tej.

Ndërkohë, i gjithë kapaciteti FV deri në vitin 2023 ishte i lidhur në rrjetin e shpërndarjes (përveç sistemit FV në digën e Qyrfaqit-HEC Vau Dejës). Në Figurën 1.16 tregohet kapaciteti FV i akumuluar, i lidhur në rrjetin e shpërndarjes (duke përfshirë vetëprodhuesit e energjisë). Shihet një rritje e ndjeshme të kapacitetit FV në 3 vitet e fundit.

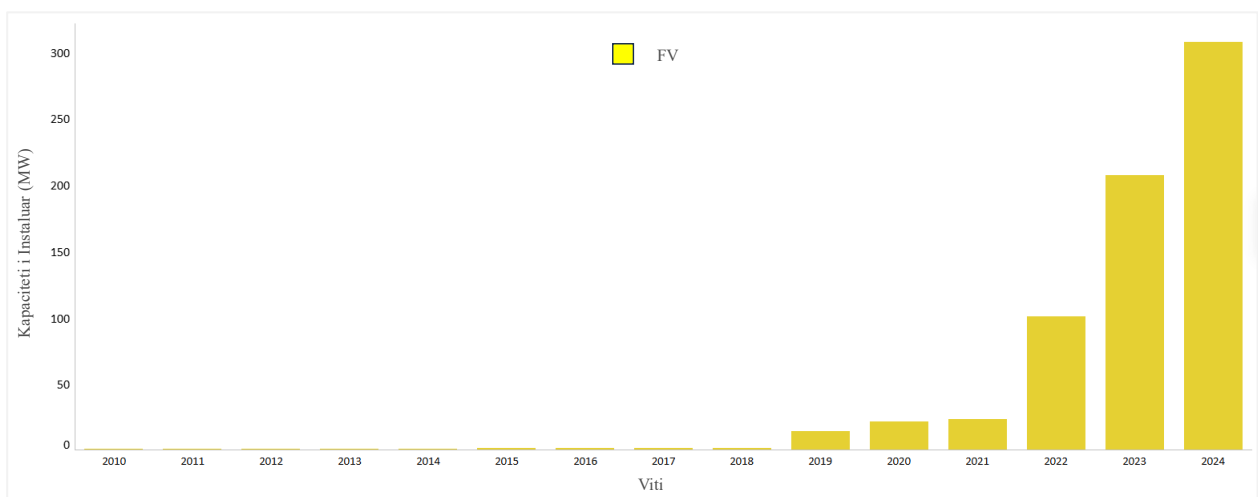


Figura 1.16 Kapaciteti total FV i akumuluar i lidhur tek sistemi shpërndarës[15]

Nga ana tjetër, faturimi vjetor neto u aplikua për herë të parë në vitin 2024, pas kërkesave të vazhdueshme të vetëprodhuesve të energjisë për të ndryshuar skemën e aplikuar që më herët ishte mujore. Këta vetëprodhues, ku dominojnë bizneset (1645 kontrata), kanë ulur shpenzimet e

energjisë me një mesatare rreth 33%. Kapaciteti total i instaluar i tyre arriti në 216.8 MW [53]. Ky kapacitet i konsiderueshëm është rreth 50% më i lartë në krahasim me parkun FV të Karavastasë. Ndërkohë, 705 kontrata me OSHEE-në janë të vetëprodhuesve familjarë, 51 të institucioneve buxhetore dhe 15 të tilla janë të atyre jobuxhetore.

Duke marrë parasysh të gjitha faktet e mësipërme, OSSH-ja ka përballuar sfida të rëndësishme, në aspektin e funksionimit të sistemit për të mbajtur tensionin në vlerat nominale, si dhe në kontrollin e humbjeve teknike. Kjo nisur dhe nga moshë mesatare pjesëve të rrjetit shpërndarës (shih Tabelën 1.1). Kjo moshë varion nga 12 vite (për rrjetin 20 kV) deri në 40 vite (në përgjithësi për rrjetin 35/10/6 kV). Ndërkohë, i gjithë sistemi i shpërndarjes ka 191 nënstacione elektrike dhe 30876 km rrjet shpërndarës.

Tabela 1.1 Të dhëna mbi rrjetin shpërndarës në Shqipëri

Nr.	Kategoria e rrjetit shpërndarës 2023	Sasia sipas njësive		Mosha mesatare e Pajisjeve/Rrjetit
		Numri	km	Vite
1	Nënstacion 110/35/20/10/6 kV	177		38
2	Nëstacion 110/20 kV	14		12
3	Rrjeti shpërndarës 35 kV		1,262.1	40
4	Rrjeti shpërndarës 10 kV (ajr.+kabll.)		7,953.6	40
5	Rrjeti shpërndarës 6kV (ajr.+kabll.)		5,607.24	40
6	Rrjeti shpërndarës 20 kV (ajr.+kabll.)		2,799	12
7	Rrjeti shpërndarës 0.4 kV		28,077	38
8	Transformatorët TOTAL: (110/35/20/10/6 kV) dhe (35/10/6kV)	313		38
9	Transformatorët 35/10/6 kV	162		40
10	Transformatorët 20/0.4kV (total)	7,025		12
11	Transformatorët 10/0.4kV (total)	10,097		35
12	Transformatorët 6/0.4 kV (total)	9,680		35

Nga Departamenti i Operimit të Rrjetit në OSHEE janë llogaritur Treguesit e Performancës SAIFI (koeficienti i frekuencës së ndërprerjes për klient) dhe SAIDI (koeficienti i kohëzgjatjes mesatare të ndërprerjes për klient), sipas viteve të ndryshme dhe sipas niveleve të tensionit TL/TM/TU. Këta indekse jepen përkatësisht në Ekuacionin (1.1) dhe Ekuacionin (1.2):

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^k N_i}{N_T} \quad (1.1)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^k D_i \cdot N_i}{N_T} \quad (1.2)$$

ku:

i - numri i ndërprerjeve

N_i - shuma abonentëve të prekur nga ndërprerjet

D_i - kohëzgjatja e ndërprerjes orë/minuta/sekonda

N_T - numri total i abonentëve të rrjetit

Këto shifra vjetore indeksesh, tregohen në Figurën 1.17. Këtu janë marrë parasysh çdo ndërprerje e gjatë e cila zgjat më shumë se 10 minuta. Dallohet një ulje e këtyre indekseve përgjatë viteve, krahasuar me vitin 2015.

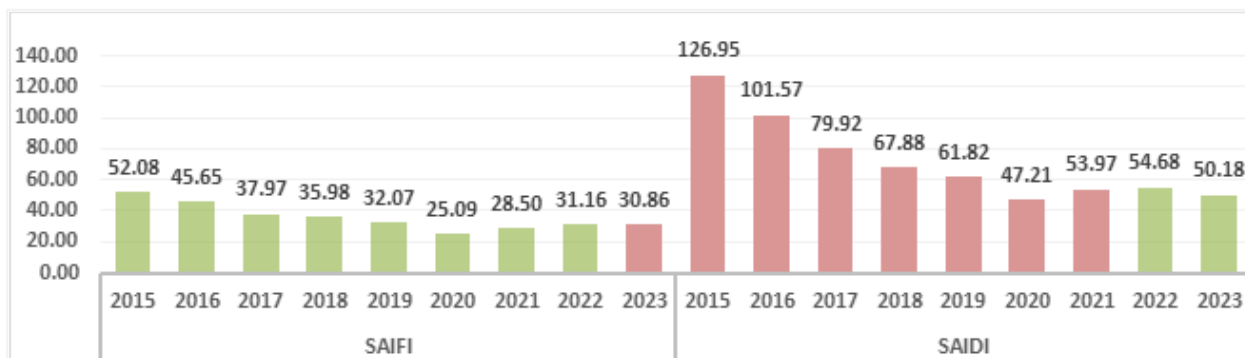


Figura 1.17 Indekset SAIFI dhe SAIDI në sistemin e shpërndarjes për periudhën 2015-2023

Në Figurën 1.18 jepen përsëri këto dy indekse, por të ndarë sipas nivelit të tensionit, për vitin 2023. Shikohet se vlerat më të larta arrijnë në nivelin TM. Për më tepër, rrjeti TM ajror është i ekspozuar ndaj kushteve atmosferike. Për këtë arsye analiza duhet të bazohet më shumë në këtë nivel tensioni. Ndërkohë në rrjetin TU riparimi i defekteve është më i lehtë dhe më i shpejtë. Një ndikim pozitiv ka luajtur instalimi i kabllove abc në rrjetin shpërndarës. Zëvendësimi i linjave TU me rrjetin ABC do të çojë drejt shpërndarjes së sigurt të energjisë në cilësinë e duhur sipas normave të përcaktuara.

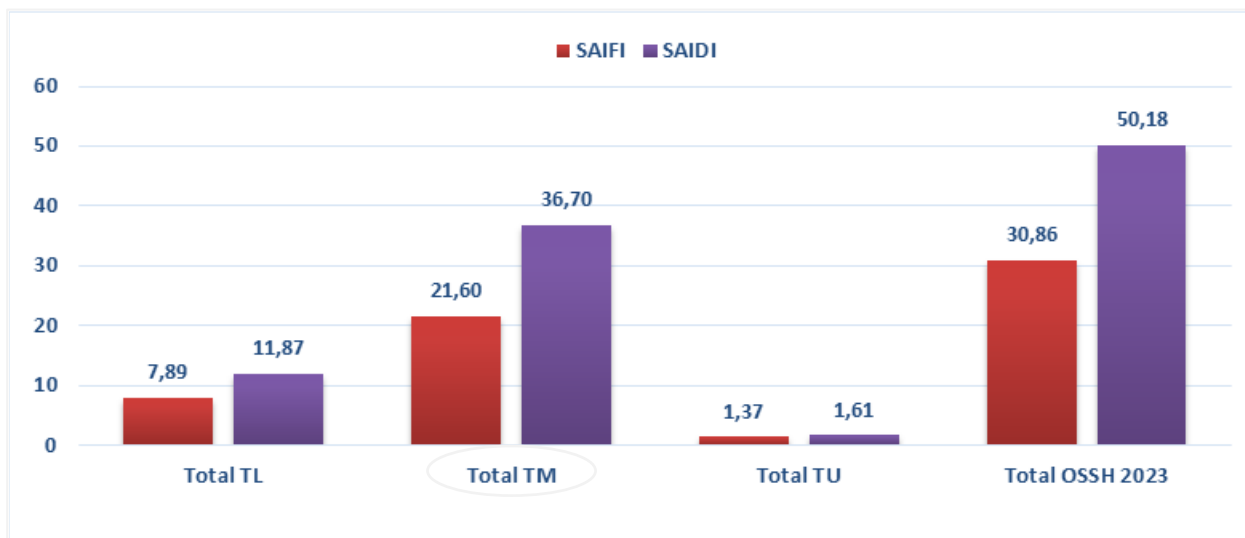


Figura 1.18 Indekset SAIFI dhe SAIDI për vitin 2023 sipas niveleve të tensionit TL/TM/TU

E rëndësishme është të studiohen indekset, të ndarë edhe sipas rajoneve shpërndarëse. Kështu, në Figurën 1.19 paraqiten indekset SAIFI dhe SAIDI për 11 rajonet e OSSH-së. Për më tepër është bërë një ndarje midis zonave urbane dhe rurale. Për shembull, shihen vlera shumë të larta për zonat rurale. Mungesa e qëndrueshmërisë së performancës së rrjetit shpërndarës vjen si rrjedhojë e një rrjeti të amortizuar, i cili në 80% shtrihet në zonat rurale dhe të thella rurale.

Ndërkohë, ndër rajonet që rezultojnë me indekset më të larta janë ata të Burrelit dhe të Kukësit. Madje, së bashku me rajonin e Korçës, janë rajonet me më shumë kapacitete HEC-esh të instaluar. Për këtë arsye, këta 3 rajon janë marrë në studim në këtë disertacion. Vlen për tu theksuar, që në të ardhmen duhet studiuar edhe rajoni i Fierit, për shkak të shtimeve të kapaciteteve FV kohët e fundit.

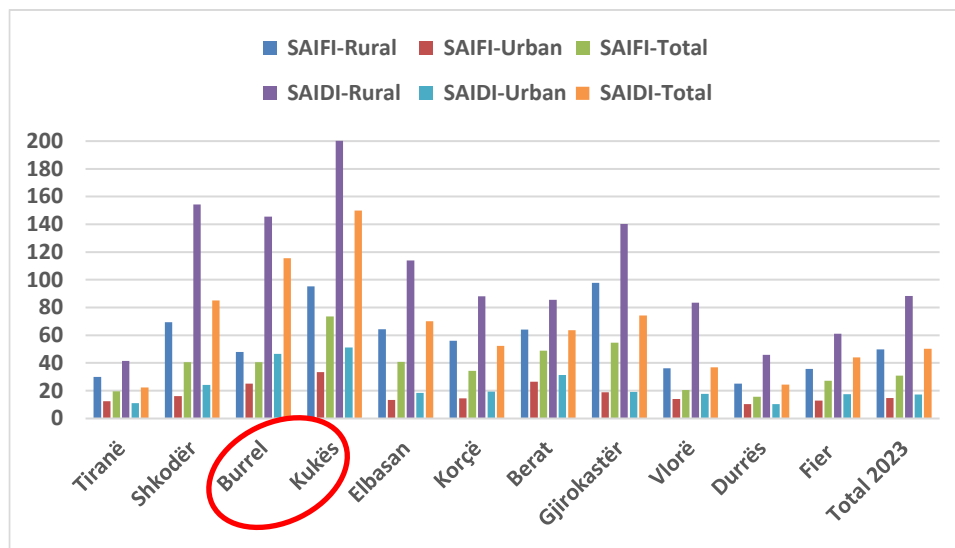


Figura 1.19 Indekset SAIFI dhe SAIDI për 11 rajonet sipas llojit të ngarkesës

Përveç avantazheve, promovimi i investimeve në BRE sjell domosdoshmërinë e analizave më të hollësishme të secilës zonë të sistemit të shpërndarjes, të cilat kanë potencial për kapacitete të reja, që pritët të lidhen me të. Kjo analizë mund të shihet nga pikëpamja e bilanceve të energjisë, niveleve të tensionit, niveleve të ngarkimit, niveleve të flukseve dhe humbjeve të energjisë. Në këtë kontekst, ky punim trajton ndikimin e këtyre gjenerimeve të shpërndara në indekset e performancës së sistemit të shpërndarjes. Rezultatet e marra japin sugjerime të rëndësishme për palë të ndryshme të interesuara (përfshirë industrinë FV), si dhe për punën e ardhshme të sistemit të shpërndarjes.

KAPITULLI 2

Shqyrtim (Survey) i literaturës

2. Shqyrtim (Survey) i literaturës

Në këtë kapitull paraqitet një shqyrtim i literaturës lidhur me fushën e BRE-ve. Kështu, janë marrë në konsideratë studimet e kryera nga autorë të ndryshëm në vitet e fundit. Pjesë të rëndësishme të këtij shqyrtimi, janë edhe metodologjitë e përdorura në punime të ndryshme. Disa prej metodologjive janë përdorur edhe në rastet e studimit të paraqitura në këtë disertacion, e disa të tjera janë shqyrtuar për të gjetur hapësira të tjera të pa trajtuara më parë. Gjithashtu, analiza dhe përfundimet në këto literatura të ndryshme, janë të rëndësishme për ti krahasuar me ato të nxjerra në këtë studim. Një pjesë e rëndësishme e literaturës së studiuar, i përket analizave tekniko-ekonomike, mjedisore dhe sociale të sistemeve FV dhe turbinave të erës, për skenarë të ndryshëm. Për më tepër krahasohen rezultatet në rastet e përdorimit të teknologjive bashkëkohore (me ato tradicionale). Nëpërmjet kësaj, analizohet edhe performanca e tyre. Ndërkohë, është shumë e rëndësishme të studiohet ndikimi i tyre në parametrat teknik të sistemit energjetik ku këta impiante gjeneruese do të lidhen. Për këtë qëllim, në këtë kapitull, është paraqitur gjithashtu studimi i autorëve të ndryshëm mbi ndikimin e këtyre impianteve në parametra të ndryshëm të sistemit, si niveli i tensionit, ngarkimi i linjave, humbjet teknike, gjenerimi i harmonikave, flukset e fuqisë etj. Nga ana tjetër, ka shumë pak autorë të cilët kanë analizuar Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar në kushtet e integritetit të BRE-ve. Prandaj, ky shqyrtim literature mund të jetë i vlefshëm për studime të mëtejshme në këtë sektor.

2.1 Performanca dhe analiza tekniko-ekonomike e BRE-ve

Sistemet e vogla FV për vetëkonsum: Ekziston një literaturë e gjerë mbi analizën tekniko-ekonomike të sistemeve FV në kuadër të studimit të fizibilitetit të tyre. Për shembull, referenca [54] paraqet një studim tekniko-ekonomik të performancës së sistemeve FV në Shiraz, Iran, dhe tregon se investimi në industrinë FV pa mbështetje të veçantë qeveritare është ekonomikisht fitimprurës. Në [55], autorët kryejnë një analizë tekniko-ekonomike të fizibilitetit të një sistemi FV me kapacitet prej 100 kWp në provincën e Adanas, Turqi. Një sistem FV duhet të përmbushë kërkesat optimale tekniko-ekonomike. Për më tepër, autorët në [56] argumentojnë se mund të kërkojnë rregullime të ndryshme të politikave për të arritur kushtet më optimale për zbatimin e programit të instalimit të sistemeve FV për vetëkonsum në çati. Ndërsa referenca [57] thekson se kostoja e gjenerimit të energjisë zvogëlohet nëse merret në konsideratë sistemi diell-ndjekjes, veçanërisht kur përdoret lëvizja me një aks (i boshtit vertikal). Në të njëjtën mënyrë, autorët në [58] kanë studiuar efektin e kombinuar të ndryshimit të këndit dhe të temperaturës së ambientit për maksimizimin e prodhimit të fuqisë së një sistemi FV. Ata theksojnë se përveç orientimit të modulit, temperatura e ambientit luan një rol kyç në performancën e sistemit FV dhe duhet të merret në konsideratë gjatë projektimit të tij. Në këtë kontekst, autorët në [59] zbuluan se performanca më e ulët e modulit FV ndodh kur temperatura arrin në 62.10 °C. Ndërsa performanca e lartë arrihet herët në mëngjes kur temperatura e modulit FV është në vlerë të ulët.

Në të njëjtën mënyrë, përmes eksperimenteve tarracën e një ndërtese në Tiranë, është studiuar ndikimi i ndotjes dhe këndit të pjerrësisë në performancën e moduleve FV [60]. Rezulton se këndi optimal i vendosjes është 30° dhe performanca maksimale arrihet për një temperaturë të ulët të modulit. Ndërkohë që ekziston një literaturë e gjerë mbi zbatimin e sistemeve FV, kjo nuk është e vërtetë për Shqipërinë. Ky punim synon të plotësojë këtë boshllëk.

Nga ana tjetër, referenca [61] rekomandon metoda për të maksimizuar prodhimin FV në zonat urbane, duke marrë parasysh këndin e pjerrësisë dhe sipërfaqen totale të përdorur. Në të njëjtën mënyrë, referenca [62] vlerëson kapacitetin pritës FV në një zonë të dendur urbane. Për më tepër, një analizë kosto-përfitim do të ishte gjithashtu e preferueshme, për të pasur një pamje më të qartë të përfitimeve FV. Duke marrë parasysh skenarë të ndryshëm, përmes kësaj analize ekonomike mund të zgjidhet skenari më i favorshëm. Në këtë mënyrë, autorët në referencën [63] kanë kryer një analizë ekonomike mbi një model të një sistemit FV të lidhur në vendbanimet rurale të rajonit gjysmë të thatë brazilian. Për më tepër, ky studim llogarit të ardhurat nga shitja e energjisë në rrjet bazuar në ngarkesën elektrike minimale dhe maksimale. Vlera të ndryshme të tarifës së energjisë së rajonit përdoren për të analizuar skenarët për shitjen e tepicës së energjisë. Rezultatet tregojnë një fitim vjetor që varion midis 1,244.64 \$ deri në 2,489.28 \$.

Nga ana tjetër, studimet në lidhje me analizimin tekniko-ekonomik të sistemeve FV, të vendosura në parkingje, me qëllim karikimin e automjeteve elektrike janë shumë të pakta. Në këtë kontekst, në një nga këto punime të pakta shkencore [23], autorët kanë studiuar mundësinë e lidhjes së një sistemi FV me fuqi 5,9 kWp të instaluar në çatinë e një godinë komerciale në Egjipt të lidhur me një stacion karikimi automjeteve elektrike. Nga ky punim rezultoi që 66% e energjisë së prodhuar përdoret për karikimin e automjeteve elektrike. Në të njëjtën mënyrë, në këtë punimin analizohet një sistemi FV në Shqipëri i lidhur me një stacion karikimi automjeteve elektrike.

Sistemet FV Lundruese (FPV): Për shkak të përfitimeve të shumta, shumë autorë kanë kryer studime të ndryshme fizibiliteti të sistemeve FV të instaluar në tokë (GPV). Për më tepër, rezultatet tregojnë një kthim investimi të tyre dukshëm më të ulët krahasuar me impiante të tjera gjeneruese, për shembull me HEC-et (rreth 7 vite [64]). Nga ana tjetër, sipërfaqja e tokës që mund të vihet në dispozicion për sistemet FV, po zvogëlohet ndjeshëm (sidomos sipërfaqet e tokave bujqësore). Kështu janë shikuar mundësi dhe teknologji të reja për të shfrytëzuar sipërfaqe të tjera të pashfrytëzueshme për qëllime të tjera. Një mënyrë e re është përdorimi i sistemeve FV lundruese (FPV). Kështu janë kryer disa studime për vendosjen e strukturave pluskuese të sistemeve FV mbi sipërfaqet ujore të ndryshme. Një sistem FPV përbëhet nga një sistem lundrues, një sistem ankorimi, një sistem FV si dhe kablllo [65]. Sistemi lundrues përbëhet nga një trup lundrues (një material pluskues dhe një strukturë) mbi të cilin montohet sistemi FV. Strukturat lundruese klasifikohen në dy lloje kryesore: notues dhe sipërfaqësore. Nga ana tjetër, sistemi i ankorimit të një instalimi FPV është i nevojshëm për ta mbajtur sistemin në vend, duke shmangur përmbysjen ose lundrimin [66]. Ndërkohë, tek sistemi FV mund të përdoren modulet standarde të përdorura në sistemet FV të instaluar në tokë. Megjithatë, po kryhen kërkime për zhvillimin e moduleve specifike FV në aplikimet lundruese. Përveç kësaj, kabllot nëntokësorë përdoren për të transferuar energjinë elektrike nga sistemi FPV në kabinat transformuese në tokë.

Në këtë kontekst, punimi [67] trajton një zgjidhje mbi konceptin e furnizimit të një pjese të energjisë elektrike për nevojat e Uzinës së Aluminit në Podgoricë (në Mal të Zi) nëpërmjet një FPV 5MWp, që do të instalohej në sipërfaqen e një liqeni aty pranë. Rezulton që për shkak të ftohjes nga uji, sistemi lundrues performon më mirë se ai i instaluar në tokë. Ndërkohë, një studim i kohëve të fundit paraqet një analizë mbi potencialin e përdorimit të rezervuarëve ujitës në Shqipëri për gjenerimin e energjisë nëpërmjet FPV-ve [68]. Për më tepër, autorët në [48] vlerësuan performancën ditore të një sistemi FPV, të instaluar në liqenin e HEC Banjës, në kushtet e klimës mesdhetare gjatë një dite me diell dhe një dite me re. Përveç këtyre, nga hulumtimi i literaturës nuk u gjetën studimet të tjera shkencore për sistemet FVP në Shqipëri. Madje, nuk ka shumë

punime kërkimore për këtë lloj teknologjie as në rajonin e Ballkanit. Një nga fokuset e këtij punimi është edhe trajtimi i kësaj çështje.

Përdorimi i moduleve Bifaciale (BF): Duke pasur parasysh përfitimin dhe përhapjen e shpejtë të instalimit të sistemeve BF, interesi i studiuesve shkencorë për të studiuar performancën e tyre ka qenë gjithmonë në rritje. Për shembull, krahasuar me sistemet Monofaciale (MF), rezultatet kanë treguar një rritje deri në 22.6% në prodhimin e energjisë, për skenarin e instalimit në një çati në Australi [69]. Në të njëjtën mënyrë, rritja e energjisë ka rezultuar me 11% në Mosul [70].

Megjithatë, një nga faktorët kryesorë që ndikon në performancën e të gjitha llojeve të moduleve FV të fiksuara është këndi i pjerrësisë [60]. Për ta krahasuar me sistemin MF, autorët në [71] zbuluan se këndi optimal për modulet BF është dukshëm më i vogël, me një ndryshim prej rreth 9° . Nga ana tjetër, ka faktorë të tjerë si lartësia dhe reflektimi (albedo), të cilët ndikojnë në rritjen e energjisë së sistemeve BF. Prandaj, autorët në literaturën [72] rekomanduan që lartësia optimale e modulit në Kajro dhe Oslo duhet të jetë përkatësisht 1 m dhe 0.5 m. Për më tepër, këto vlera varen nga pozicioni gjeografik dhe hapësira midis rreshtave FV. Në të njëjtën mënyrë, ata vunë re se koeficienti i reflektimit duhet të jetë sa më i lartë të jetë e mundur, në mënyrë që të rritet rendimenti i BF. Për më tepër, këndet optimale të pjerrësisë së moduleve pritet të rriten për vlera më të larta të albedos [73]. Një udhëzues i plotë për projektimin e moduleve BF është dhënë në literaturën [50]. Këto rezultate nxjerrin në pah rëndësinë e optimizimit të sistemeve BF përmes këndit të pjerrësisë, lartësisë dhe vlerave të albedos. Ndërkohë, krahasuar me modulet MF, ato BF kushtojnë 10% më shumë [74]. Në këtë kontekst, është e nevojshme një analizë e detajuar ekonomike. Në [75], autorët përcaktuan normën e brendshme të kthimit (IRR) për sistemet BF dhe MF, të instaluar në çati, përkatësisht 24% dhe 23%. Këto vlera janë mjaft tërheqëse për investitorët.

Për më tepër, është me interes të llogaritet Rritja Bifaciale (BG) në varësi të tre parametrave të mësipërm. Për këtë qëllim, ekziston nevoja për të gjetur ekuacione analitike duke përdorur modele të ndryshme. Në këtë kontekst, autorët në [76] kanë përcaktuar një model të saktë empirik të varësisë së gjenerimit vjetor të energjisë nga tre parametra të projektimit. Ndërkohë, në këtë rast përdoren modele regresioni linear. Për të dhënë parashikime më të sakta, rekomandohen modele regresioni polinomial. Përveç kësaj, duhet të bëhet një krahasim i sistemit BFPV me MFPV për të njëjtat kushte pune ose të ndryshme. Prandaj, ende ka nevojë për studime të mëtejshme, pasi ka mungesë të tyre në këtë drejtim. Ky punim synon të mbushë këtë boshllëk.

Teknologjia e sistemeve FV diell-ndjekëse: Ekzistojnë literatura të shumta mbi analizën tekniko-ekonomike të sistemeve diell-ndjekëse (e madje të përbërë nga module BF). Studimet tregojnë se performanca e tyre ka qenë gjithmonë në rritje. Në veçanti, kjo performancë varet nga projektimi dhe dimensionimi optimal [77]. Për më tepër, varet shumë nga temperaturat e moduleve. Për këtë qëllim, autorët në [78] vlerësuan performancën e dhjetë temperaturave të ndryshme të moduleve fotovoltaike. Ndërkohë, është e rëndësishme edhe studimi i efektit të kombinuar të këndit të pjerrësisë dhe temperaturës së ambientit, për maksimizimin gjenerimit.

Në të njëjtën mënyrë, autorët në [79] tregojnë se energjia mesatare e prodhuar nga një modul FV më ndjekje aktive sipas një aksi, ishte 1.35 herë më e madhe se ajo e një moduli fiks. Kjo është pasojë e një rrezatimi më të lartë në modulet FV, duke marrë parasysh mekanizmin e gjurmimit diellor. Ndërsa referenca [80] thekson se duhet të merret në konsideratë ndjekja e pikës së punës

me fuqi maksimale (MPPT), janë propozuar një numër i madh teknikash të tyre. Për më tepër, autorët në [81] argumentojnë se modulet BF prodhojnë 9% deri në 23% më shumë energji sesa ato MF. Megjithatë, ky përmirësim varet përsëri nga vlerat e albedos, llojet e sipërfaqes, si dhe këndi i pjerrësisë. Për shembull, referenca [82] tregon se përdorimi i një veshjeje të bardhë sipërfaqësore është opsioni më i mirë dhe do të rrisë prodhimin e energjisë të moduleve BF. Për më tepër, nga hulumtimi i literaturës nuk u gjet asnjë punim kërkimor për analizën tekno-ekonomike të sistemeve diell-ndjekëse me module BF. Për këtë arsye, ky punim synon të mbushë këtë boshllëk.

Turbinat e erës: Turbinat e erës (WT) i përkasin makinave që shndërrojnë energjinë kinetike (EK) të lëvizjes së ajrit, që godet fletët e rotorit, në energji mekanike (energji rrotulluese) e cila transferohet gjeneratorit nëpërmjet një boshti. Një nga sfidat më të mëdha është optimizimi i projektimit dhe më pas i operimit të tyre. Autorë të ndryshim kanë kryer eksperimente [83], kanë krijuar modele të thjeshta analitike [84], si dhe përcaktuar formula llogaritëse për parametra të ndryshëm [85]. Një analizë me e detajuar në këtë pikëpamje, jepet në literaturën [86]. Ndërkohë, problemi më kryesor i burimit të erës është ndryshueshmëria e tij në kohë në hapësirë. Në një shkallë të gjerë, ndryshueshmëria hapësinore nxjerr në pah faktin se ekzistojnë shumë rajone të ndryshme klimatike në mbarë botën, të cilat identifikohen si me potencial erë për shkak të gjerësisë gjeografike, gjë që ndikon në sasinë e rrezatimit diellor.

Në një vendndodhje të caktuar, ndryshueshmëria kohore në një shkallë të gjerë do të thotë që sasia e erës mund të ndryshojë nga një vit në tjetrin, me ndryshime edhe më të mëdha gjatë periudhave (dekada ose më shumë kohë), duke theksuar faktin se energjia nga era do të jetë e pashtershme ose jo [11]. Në periudha kohore më të shkurtra se një vit, ndryshimet sezonale janë shumë më të parashikueshme, por ende jo me një saktësi shumë të lartë nëse kërkohet informacion për disa ditë në avancë. Parashikimet afatshkurtra mbështeten domosdoshmërisht në teknikat statistikore për ekstrapolim të dhënave të regjistruara kohët e fundit, ndërsa parashikimet afatgjata mund të përdoren për të kryer studime bazuar në metodat meteorologjike. Një kombinim i modeleve të parashikimit meteorologjik dhe statistikor, si dhe studimeve në terren, mund të sigurojë informacion shumë të dobishëm mbi projektet e ardhshme të parqeve eolike [35].

2.2 Ndikimi i BRE-ve në sistemin elektroenergjetik

Ndikimi i gjenerimit të shpërndarë (GjSh) në performancën e sistemin energjetik: Fokusi i studiuesit në panelet fotovoltaike diellore është rritur. Siç u trajtua më sipër, ekziston një literaturë e konsiderueshme mbi analiza të ndryshme tekniko-ekonomike për studimin e fizibilitetit. Në veçanti, përveç kësaj analize, duhet të merret në konsideratë edhe ndikimi i depërtimit të tyre në sistemin [87]. Kështu, globalisht, fokusi i studiuesve për vlerësimin e ndikimit të GjSh në indekset e performancës në sistemet energjetike është rritur [88], [89]. Për më tepër, po përdoren metoda të ndryshme për të adresuar këtë problem, të tilla si: analizimi i skenarëve të ndryshëm të gjenerimit/ngarkesës, duke përdorur metoda të Algoritmit Neural Artificial ose Gjenetik, etj. [90], [91], [92].

Ekziston një literaturë e gjerë mbi ndikimin e impianteve FV në sistemin energjetik. Për shembull, autorët në referencën [93] paraqesin efektet e depërtimit të FV-ve në shkallë të ndryshme (nga 20% në 60%) për konfigurime të ndryshme të rrjetit të centralizuar dhe të shpërndarë. Nga ana tjetër, integrimi gjithnjë e më rritje i FV-ve në sistemin energjetik, duhet të këtë një limit duke marrë parasysh disa faktorë si mbitensioni, kufijtë e humbjeve të energjisë, etj. Për këtë arsye,

duke konsideruar indekse të ndryshme të performancës, duhet të përcaktohet kapaciteti pritës maksimal për këta gjenerues të rinj. Në këtë kontekst, një shqyrtim më i gjerë mbi faktorët që përcaktojnë kapacitetin pritës të rrjeteve të ndryshme, jepet në referencën [94].

Në të njëjtin drejtim, janë kryer disa studime për ndikimin e GjSh. në Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar. Për shembull, ndikimi i investimeve të reja në BRE-të, të lidhura në Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar, është trajtuar duke marrë parasysh gjendjen statike dhe atë dinamike [95], [96]. Në veçanti, referenca [97] paraqet ndikimin e integritit të HEC-eve të para të vegjël në Shqipëri. Në këtë fazë, ndikimi i HEC-eve të vegjël duket pozitiv nga pikëpamja e bilanceve të energjisë dhe parametrave të rrjetit. Për më tepër, duke analizuar sfidat e sistemit të shpërndarjes në Shqipëri në kushtet e zgjerimit të HEC-eve të vegjël dhe të mesëm, kjo rezultoi në një mbingarkesë të rrjetit dhe një rënie të indekseve të besueshmërisë [98], [99]. Nga ana tjetër, rritja e depërtimit të sistemeve FV (veçanërisht ata të instaluar në çati) kërkon analizë më të detajuar. Në këtë kontekst, autorët në [77] argumentojnë se projektimi dhe dimensionimi optimal i FV-ve, duke marrë parasysh faktorë të ndryshëm, ndikojnë në energjinë e prodhuar nga ata, si dhe në energjinë e injektuar në sistemin e shpërndarjes [60]. Autorët në [87] kanë analizuar, për skenarë të ndryshëm, ndikimin e depërtimit të sistemeve të mëdha FV në indekset e besueshmërisë së sistemit të shpërndarjes. Ndërsa vërehet një përmirësim në tensionin e linjës, humbjet teknike rezultojnë më të larta. Ndërkohë, është kryer një tjetër rast studim në Shqipëri mbi lidhjen e një sistemi FPV me një HEC dhe thekson se kombinimi i FPV me HEC-in rezulton të jetë një zgjidhje e shkëlqyer [40]. Përveç kësaj, energjia e erës është akoma në hapat e para të saj në Shqipëri, pa asnjë turbinë ere të instaluar. Ndërkohë, të dhënat e monitorimit të parkut eolik në Golesh (në Kosovë) janë analizuar për të kuptuar luhatjet në energjinë e erës dhe se si ato ndikojnë në cilësinë e energjisë, si dhe në koston e energjisë së prodhuar [100]. Duke marrë parasysh të gjitha studimet e mësipërme, në këtë punim trajtohet ndikimi i depërtimit të BRE-ve në Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar.

Megjithatë, studimet janë më të rralla në rastin e integritit të BRE-ve në nivele të ndryshme tensioni, në sistemin energjetik. Ky punim përpaket të mbushë këtë boshllëk kërkimor, duke zgjedhur një rast studim shqiptar. Për më tepër, ky studim analizon nivele të ndryshme të depërtimit të FV-ve (nga 0% në 100%), me qëllim gjetjen e kapacitetit pritës maksimal, përmes indekseve të ndryshme të performancës. Duke i krahasuar ato me skenarin bazë (0% FV), shihet ndikimi në linjat e transmetimit dhe mund të zgjidhet skenari më i mirë.

Ndikimi i BRE-ve në fiderat shpërndarës: Nga ana tjetër, integrimi i FV mund të shkaktojë probleme në sistemin e shpërndarjes. Në këtë mënyrë, është e rëndësishme të llogariten paraprakisht parametrat e rrjetit, siç janë tensionet dhe humbjet teknike [101]. Për shembull, në sistemin kroat të shpërndarjes, ndikimi i sistemeve FV në karakteristikat e cilësisë së tensionit të rrjetit duhet të matet nga përdoruesi në mënyrë që të përmbushen të gjitha standardet e kodit të rrjetit [102]. Në veçanti, ky studim tregon se ky depërtim do të rezultojë në probleme të rëndësishme me cilësinë e tensionit, nëse nuk bëhet siç duhet. Përveç cilësisë së tensionit, duhet të analizohen edhe parametra të tjerë. Kështu, autorët në [103] kanë studiuar këtë ndikim në qëndrueshmërinë e tensionit, në humbjet e energjisë dhe në lidhjet e shkurtra, për skenarin e ngarkesës maksimale apo atij pa ngarkesë, duke përdorur softuerin DIgSILENT Power Factory. Fillimisht, bëhet integrimi i sistemit FV prej 500 kW në nyje, për të vlerësuar më tej potencialin maksimal të depërtimit FV. Për më tepër, theksohet se humbjet më të larta të energjisë ndodhin gjatë kushteve të ngarkesës maksimale (191 kW), në nivelin 0% të depërtimit FV. Kjo

korrespondon me rastin e ngarkesës maksimale dhe pa integrimin FV në fiderin shpërndarës. Prandaj, përveç njohjes së ngarkesës totale, është e rëndësishme të përcaktohet gjenerimi maksimal. Ndërkohë, edhe skenari i kundërt (pa ngarkesë dhe depërtimi 100% FV) shkakton gjithashtu probleme në rrjet. Për shkak të këtyre kushteve ekstreme, do të ndodhë fenomeni i flukseve të kundërta të fuqisë. Po kështu, ky fenomen ndodh sa herë që gjenerimi nga FV i lidhur me rrjetin, tejkalon ngarkesën lokale. Në këtë rast, për shkak të rrymës së lartë që do të kalojë nëpër linjë, mund të rriten ndërprerjet e energjisë. Kjo situatë e pafavorshme, jo vetëm që mund të shkaktojë rritje të temperaturës në seksionet e linjës, por gjithashtu do të mbingarkojë gjithashtu transformatorët e shpërndarjes. Ky mbingarkim, përtej një limiti, do të ndikonte drejtpërdrejt në afatin e shërbimit të transformatorit. Për të kuptuar qartë luhatjen në ngarkimin e transformatorit, autorët në [104] kanë analizuar një sistem shpërndarjeje me tension të ulët në Ganë, në rast të depërtimit FV për kapacitete të ndryshme. Për 0% të depërtimit të FV-ve, një ngarkim 100% i transformatorit, korrespondon me një fuqi të plotë prej 315.1 kVA. Ndërkohë, në rastin optimal (83% depërtim FV), ngarkimi i transformatorit zvogëlohet në 24.8%. Përveç kësaj, humbjet zvogëlohen përkatësisht nga 7 kW në 0.55 kW. Në përgjithësi, për një jetëgjatësi të gjatë të transformatorëve, ngarkimi i tyre duhet të jetë nën 100%. Për shembull, autorët në referencën [105] treguan se jetëgjatësia e një transformatori 15 MVA zgjatet ndjeshëm kur niveli i depërtimit është nën 100%.

Nga ana tjetër, sistemet FV kanë nevojë për konvertues (inverter), për të kthyer rrymën e vazhduar në rrymë alternative. Instalimi i konvertuesve në sistem është parë që ndikon në treguesit e cilësisë së energjisë, kryesisht në krijimin e harmonikave të rrymës dhe tensionit [106]. Parametrat e ulëta të fuqisë aktive dhe reaktive ndikojnë në performancën e pajisjeve dhe konsumatorëve të tjerë të lidhur në rrjet. Identifikimi i shkaqeve ndihmon në përcaktimin e duhur të masave dhe mundësive për të përmirësuar treguesit dhe për të qëndruar brenda kufijve standard [107]. Kështu, prania e harmonikave të rrymës dhe tensionit sjell humbje fuqie shtesë në sistemi [108]. Zgjidhja për të eliminuar këtë disavantazh është duke kontrolluar nivelin e tyre në inverter, i cili më pas mund të instalohen filtra të veçantë për uljen e harmonikave. Në këtë mënyrë do të garantohen tregues të përmirësuar të cilësisë në pikën e lidhjes së përbashkët (ku është i lidhur sistemi FV) [102] dhe do të rritet më tej siguria e rrjetit [109]. Ndërkohë, një mënyrë për të provuar funksionimin e filterave të ndryshëm, është përdorimi i filterave dixhital, nëpërmjet softit LabView. Ky soft ka disa filtera dixhital të gatshëm, si Butterworth, Chebyshev, Bessel, Elliptic etj., të cilët janë të ndërtuara sipas modeleve të caktuara matematike [110]. Këta filtera mund të integrohen dhe të provohen në një skemë reale [111].

Në veçanti, pozicionimi i duhur i FV-ve në sistemin e shpërndarjes ndikon në performancën e tij. Për këtë qëllim, Pan et al. [112] testuan sistemin e IEEE me 33 nyje duke përdorur softin DIgSILENT. Rezultatet treguan se nëpërmjet optimizimit humbjet energjisë mund të zvogëlohen nga 179.46 kW në rreth 5 kW (për pikën optimale të lidhjes). Ky punim thekson gjithashtu ndikimin e ndryshimeve të ngarkesës në humbjet e energjisë. Konkretisht, rritja e ngarkesës në secilën nyje të sistemit me 50% rezultoi në një ndryshim në humbje deri në 36.8 kW. Për më tepër, ka rezultuar një përmirësim në profilin e tensionit (të gjitha vlerat e tensionit janë mbi 0.95 nj.rel.). Performanca e parametrave teknikë të rrjetit është studiuar gjithashtu në referencën [113]. Në këtë punim, profili i tensionit në të gjithë fiderin, në njësi relative (nj.rel.), është studiuar veçmas. Rezultatet tregojnë se kapaciteti dhe pika e duhur e lidhjes së FV-ve, mund të minimizojnë ndikimet negative. Për më tepër, autorët në [114] argumentojnë rreth kapacitetit pritës të

transformatorit për ngarkesë rezidenciale, duke përdorur vlerësimin dinamik të transformatorit. Ky studim thekson se transformatori mund të ngarkohet deri në 35% për kapacitetin pritës të FV-ve dhe deri në 100% për ngarkesën maksimale, përtej limiteve normale të operimit.

Nga ana tjetër, Ebe et al. [115] kanë studiuar kapacitetin pritës FV të lidhur në fiderat me tension të mesëm, duke rritur koeficientin e shfrytëzimit deri në 100%. Skenarët e ndryshëm në këtë punim marrin në konsideratë disa vlera të caktuara të ngarkesës maksimale të transformatorëve. Ndërkohë, në studim janë përdorur tre 'Metoda Zgjerimi FV': "I njëtrajtshëm" (të gjitha bashkë), "Përpara" dhe "Prapa". Rezultatet treguan se një shpërndarje e barabartë e sistemeve FV përgjatë fiderit çon në kapacitete më të larta pritëse. Përveç kësaj, metoda 'Përpara' rezultoi në kapacitetin më të ulët pritës për mbingarkesë të transformatorit prej 1 nj.rel.

Megjithatë, përveç studimit të fundit, mungon literatura mbi krahasimet e rasteve kur FV-të janë instaluar përgjatë të gjithë fiderit ose përgjatë gjysmës së parë/të dytë të tij. Për më tepër, ka pak studime mbi ndikimin e integritit FV në Sistemin Shqiptar Shpërndarës [101]. Ndërkohë, në rastin e fiderave me tension të ulët, ato janë pothuajse inekzistente. Ky punim synon të mbushë këtë boshllëk. Përveç kësaj, ky studim mund të jetë i dobishëm për industrinë e BRE-ve, si dhe për OSSH-në në Shqipëri, duke marrë parasysh operimin e mëtejshëm të rrjetit. Objektivi është të studimi i ndikimit të pikës së lidhjes së FV në fidera shpërndarës radiale, duke marrë parasysh skenarë të ndryshëm gjenerimi/ngarkese. Ndërsa kapaciteti maksimal i instaluar FV (në kWp) zgjidhet i barabartë me fuqinë aktive të transformatorit, është e rëndësishme të përcaktohet pozicionimi i tyre më i përshtatshëm në fider: instalimi në secilin transformator kabine, në gjysmën e parë ose gjysmën e dytë të gjatësisë së tij. Për më tepër, kontributi i këtij studimi shtrihet përmes një analize ekonomike për secilin skenar, duke marrë parasysh koston totale të investimit të sistemeve FV, kursimet reduktimi i humbjeve pas integritit FV, si dhe të ardhurat nga shitja e energjisë të konsumatorët. Ndërkohë, vlen të përmendet se kushtet klimatike të marra në konsideratë në studim janë ato të vendeve mesdhetare, siç është Shqipëria [116]. (me kushte klimatike shumë të favorshme për energjinë diellore duke marrë parasysh: rrezatimin, kohëzgjatjen e tij, temperaturën dhe lagështinë e ajrit). Më konkretisht, Shqipëria është e ekspozuar ndaj rrezatimit që varion nga 1185 kWh/m² në vit deri në 1700 kWh/m² në vit [77]. Pavarësisht kësaj, analiza nuk kufizohet nga rasti specifik i analizuar, i cili shërben si shembull për të verifikuar metodologjinë e trajtuar.

Ndikimi i optimizimit të flukseve me përfshirjen e BRE-ve: Energjia e gjeneruar nga parqet eolike dhe ajo nga sistemet FV mund të kombinohet mjaft mirë, duke plotësuar njëra tjetrën. Kjo vjen pasi secila jep një energji në mënyrë të ndërprerë. Kjo ndërthurje mund të krijojë një sistem më fleksibël, duke reduktuar gjithashtu ndryshimin e ngarkesës neto [4].

Ndërkohë, parashikimi i saktë i prodhimit të energjisë elektrike nga FV-të është thelbësor për funksionimin dhe planifikimin efikas të një sistemi FV. Përzgjedhja e metodës më të përshtatshme të parashikimit është thelbësore për procesin e parashikimit. Për shembull, në punimin [117] përdoren modele statistikore të bazuara në të dhënat e motit. Për më tepër, modelet e regresionit diskutohen në literaturën [118]. Në punimet [119], [120] dhe [121] përdoren modele statistikore si Rrjeti Neural Artificial (ANN) ose Logjika Fuzzy. Modeli ANN ka të njëjtën analogji të thjeshtë biologjike si të trurit. Ndërsa metodologjia e logjikës Fuzzy ka qenë në fokus të shumë studuesve, për shkak të faktit se ajo operon me një element jo linear [121].

Duke marrë në konsideratë parashikimin e gjenerimit, në shumë punime shkencore janë trajtuar teknika të ndryshme optimizimi [122]. Madje në vitet e fundit po përdoret edhe inteligjenca artificiale. Ndërsa në fillimet e tij, aplikoheshin metoda deterministike, pasi krijimit të formulave klasike të optimizimit të flukseve të fuqisë [123]. Një studim më i plotë rreth kësaj tematike jepet në referencën [124].

Optimizimi në vetvete mund të përdoret gjatë fazave të planifikimit si dhe operimit të sistemit energjetik. Në rastin e Planifikimit studimi duhet të parashikojë investimet për të ardhmen, në intervale të caktuara vjetore. Ndërsa, aplikimi në rastin e operimit duhet të përfshijë analizën e flukseve optimale të fuqisë, por për periudha më të vogla kohorë (disa ditë të ardhshme, disa orë apo disa minuta të ardhshme). Kjo do të sillte një përdorim më eficient dhe më ekonomik të burimeve gjeneruese të instaluar në sistem.

Përdorimi i metodës së duhur të optimizimit të flukseve, do të minimizonte kostot për njësi të gjenerimit të energjisë si dhe do të ulte kostot e blerjes së energjisë elektrike në rast të disbalancave.

Ndërkohë, turbinat e erës dhe modulet FV ndikojnë tek flukset e fuqisë reaktive në sistem [125]. Kështu, në skenarin e optimizimit të flukseve, duhen zgjedhur si parametra të ndryshueshëm (të kontrolluara) edhe nivelet maksimale të tensionit në zbarat e impianteve gjeneruese [126]. Për këtë qëllim, ky punim ndihmon në fushën e studimit të problemeve të optimizimit, duke trajtuar skenarin e sistemi elektroenergjetik shqiptar. Për më tepër, janë konsideruar integrimet e burimeve gjeneruese FV, turbinave të erës dhe HEC-eve.

KAPITULLI 3

Modelimi matematik dhe softet për analizën e sistemit
energjetik

3. Modelimi matematik dhe softet për analizën e sistemit energjistik

Në këtë kapitull shqyrtohet modelimi matematik i elementëve të rrjetit elektrik si dhe i impianteve gjeneruese të BRE-ve (FV, eolik dhe hidro). Nëpërmjet këtyre modeleve matematike janë ndërtuar edhe modelet kompjuterike, me anë të së cilave mund të realizohen simulime të ndryshme. Për këtë qëllim, në këtë kapitull janë trajtuar gjithashtu disa nga programet kompjuterike për analizën e performancës së BRE-ve, si dhe ndikimit të tyre në sistemin energjetik.

3.1 Modelimi matematik i elementëve të sistemit

Në këtë seksion do të paraqitet modelimi matematik i rrjetit elektrik, si dhe i burimeve gjeneruese të natyrës FV, hidro dhe eolike.

3.1.1 Modelimi matematik i rrjetit elektrik

Rrjeti elektrik përfaqëson tërësinë e linjave dhe nënstacioneve. Për qëllim studimi është e përshtatshme që elementët e ndryshëm të rrjetit të paraqiten në të njëjtën mënyrë si analitikisht ashtu dhe nga pikëpamja e qarqeve ekuivalentë (skemave të zëvendësimit) [127]. Kështu elementë të tillë të rrjetit elektrik si linjat dhe transformatorët mund të paraqiten me ndihmën e katër polareve pasivë.

Kështu, shprehjet analitike të katër polarit, do të jenë sipas Ekuacioneve (3.1):

$$\begin{aligned} U_1 &= A \cdot U_2 + B \cdot I_2 \\ I_1 &= C \cdot U_2 + D \cdot I_2 \end{aligned} \quad (3.1)$$

Ndërkohë, skemat e zëvendësimit në këtë rast do të jenë ato të paraqitura në Figurën 3.1, duke përdorur rastin e reciprocitetit (a) dhe simetrisë (b).

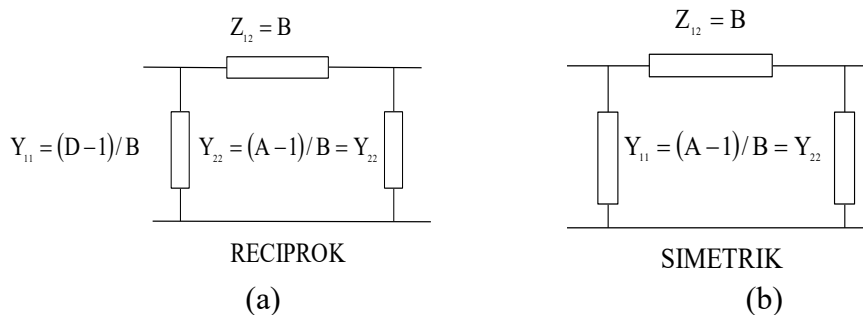


Figura 3.1 Skemat e zëvendësimit me metodën katërpolare për rastin: (a) reciprok dhe (b) simetrik

Linja elektrike mund të paraqitet në formën e një katërpolari, parametrat A, B, C, D të të cilit nxirren në funksion të rezistencës R, induktivitetit L, përçueshmërisë G dhe kapacitetit C për njësi të gjatësisë. Parametrat R dhe G lidhen me humbjen e fuqisë aktive respektivisht nga kalimi i rrymës në përcjellës dhe nga humbjet në dielektrik (kurorë ose në izolacionin e kablllove), ndërsa parametrat L dhe C lidhen respektivisht me humbjen e fuqisë reaktive nga kalimi i rrymës në linjë dhe gjenerimin e fuqisë reaktive nga linja.

Për më tepër, parametrat e linjës paraqiten në formën e Ekuacioneve (3.2):

$$\begin{aligned} Z &= (R + j \cdot \omega \cdot L) \cdot l \\ Y &= (G + j \cdot \omega \cdot C) \cdot l \end{aligned} \quad (3.2)$$

ku: l - gjatësia e linjës në km.

Ndërkohë, skema e zëvendësimit në formë Π e linjës jepet në Figurën 3.2.

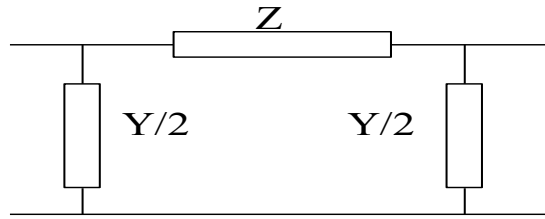


Figura 3.2 Skema e zëvendësimit në formë Π

Nga ana tjetër, skema e zëvendësimit e transformatorit me dy pështjella për një fazë jepet në Figurën 3.3 (a). Rezistenca gjatësore Z formohet nga rezistenca aktive R që merr parasysh humbjet në bakër dhe rezistenca induktive X që përfaqëson fluksin e dispersionit. Rezistenca tërthore Z_0 formohet nga rezistenca aktive R_0 (që përfaqëson humbjet në çelik) dhe rezistenca induktive X_0 që përfaqëson fluksin e përbashkët të pështjellave.

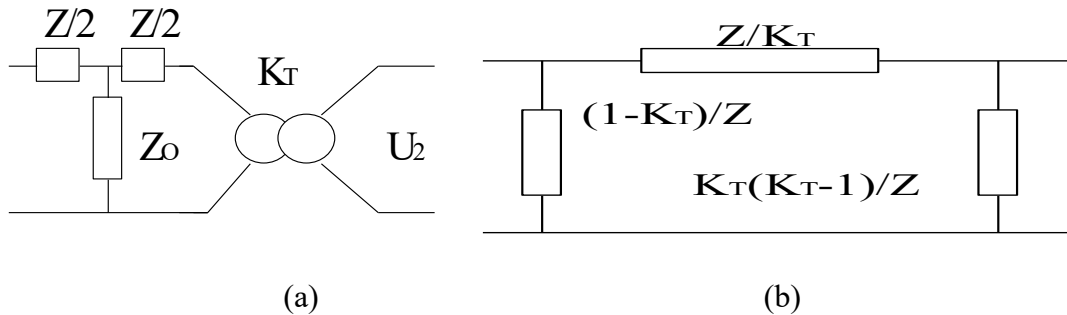


Figura 3.3 Skema e zëvendësimit e transformatorit të fuqisë për rastin: (a) të reduktuar dhe (b) të reduktuar në primarin e transformatorit

Të gjitha këto parametra mund të reduktohen në primarin e transformatorit, siç tregohet nga Figura 3.3 (b). Transformatori ideal i lidhur në skemë lejon të merret parasysh ndryshimi i koeficientit të transformimit të ndryshëm nga nominali si dhe gruplidhja e transformatorit.

Nga Figura 3.3 (b) mund të shkruhen Ekuacionet (3.3), që paraqesin tensionin dhe rrymën në pështjellën primare:

$$\begin{aligned} U_1 &= K_T \cdot \left(1 + \frac{Z}{2} \cdot Y_0\right) \cdot U_2 + \frac{1}{K_T} \cdot \left(Z + \frac{Z^2 \cdot Y_0}{4}\right) \cdot I_2 \\ I_1 &= K_T \cdot Y_0 \cdot U_2 + \frac{1}{K_T} \cdot \left(1 + \frac{Z}{2} \cdot Y_0\right) \cdot I_2 \end{aligned} \quad (3.3)$$

Për fuqinë nominale mbi 1 MVA mund të konsiderohet $Z_0 \approx 0$ si dhe Y_0 mund të neglizhohet. Atëherë, merren Ekuacionet (3.4) si më poshtë:

$$\begin{aligned} U_1 &= K_T \cdot U_2 + \frac{1}{K_T} \cdot Z \cdot I_2 \\ I_1 &= \frac{1}{K_T} \cdot I_2 \end{aligned} \quad (3.4)$$

Koeficienti i transformimit ideal K_T është numër kompleks kur gruplidhja e transformatorit është e tillë që kryen edhe zhvendosje fazore të rrymave dhe tensioneve.

Në rastin e përgjithshëm Ekuacionet (3.3) mund shkruhen në trajtën e Ekuacioneve (3.5):

$$\begin{aligned} U_1 &= \dot{K}_T \cdot U_2 + \frac{1}{\dot{K}_T} \cdot Z \cdot I_2 \\ I_1 &= \frac{1}{\dot{K}_T} \cdot I_2 \end{aligned} \quad (3.5)$$

Duke krahasuar Ekuacionet (3.14) të katër polareve me ato të paraqitura në Ekuacioneve (3.5), merren Ekuacionet (3.6):

$$A = K_T; \quad B = \frac{1}{\dot{K}_T} \cdot Z; \quad C = 0; \quad D = \frac{1}{\dot{K}_T}; \quad (3.6)$$

Shihet që vetëm për K_T reale kënaqet kushti që: $A \cdot D - B \cdot C = 1$, pra mund të ndërtohet skema e zëvendësimit e katër polarit që kënaq parimin e reciprocitetit (Figura 3.3 (b)). Për këtë qëllim mund të shkruhen Ekuacionet (3.7):

$$Z_{12} = B = \frac{Z}{K_T}; \quad Y_{12} = \frac{D-1}{B} = \frac{\frac{1}{K_T}-1}{\frac{Z}{K_T}} = \frac{1-K_T}{Z}; \quad Y_{22} = \frac{A-1}{B} = \frac{K_T}{\frac{Z}{K_T}} = \frac{K_T(K_T-1)}{Z} \quad (3.7)$$

Në rastin e transformatorëve me më shumë pështjella apo në rastin e autotransformatorëve, duke neglizhuar Y_0 dhe ndryshimin e K_T nga njësia, mund të merren vlerat: $A=1$, $B=Z$, $C=0$ dhe $D=1$. Në këtë rast do të rezultojnë: $Z_{12}=Z$ dhe $Y_{11}=Y_{22}=0$.

Modelimi i fiderave shpërndarës: Në sistemet e shpërndarjes, fiderat lidhen sipas një skeme që karakterizohet rrjedhja e flukseve të fuqisë nga burimi (nënstacioni shpërndarës) te secili konsumator. Një sistem shpërndarës tipik mund të ketë një ose me shumë nënstacione shpërndarëse me një ose më shumë fidera.

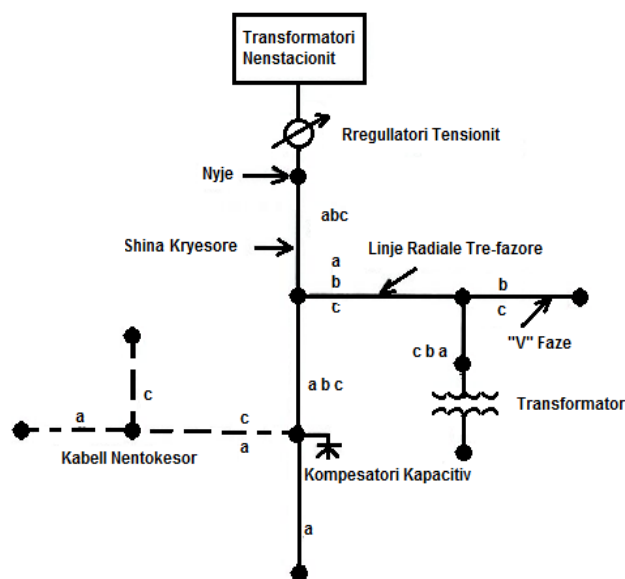


Figura 3.4 Komponentët e një fideri shpërndarës

Figura 3.4 tregon një diagramë të thjeshtë me një linjë të një fideri tre-fazor. Ajo ilustron komponentët kryesor të një sistemi shpërndarës. Pikat e lidhjes së komponentëve emërtohen “nyje”. Në figurë jepen fazat për segmente të veçanta të linjave. Kjo është e rëndësishme nëse duhet ndërtuar një modelim i saktë.

Modelimi i linjave shpërndarëse

Përcaktimi i rezistencës së linjave ajrore dhe kabllorë është një hap kritik përpara se të fillojë analiza e fiderit shpërndarës. Në varësi të shkallës së saktësisë të kërkuar, rezistenca mund të llogaritet duke përdorur ekuacionet e Carson-it ku nuk është bërë asnjë lëshim ose mund të përdoren tabelat ku janë bërë një sërë lëshimesh. Në literaturë [128] jepen te plota ekuacionet e Carson-it, ekuacionet e modifikuara të Carson-it.

Në këtë mënyrë, Ekuacioni (3.8) mund të përdoret për të llogaritur një matrice $n \times n$, të quajtur matrica e “rezistencave primitive”:

$$[Z_{primitive}] = \begin{bmatrix} \hat{Z}_{aa} & \hat{Z}_{ab} & \hat{Z}_{ac} & | & \hat{Z}_{an1} & \cdot & \hat{Z}_{anm} \\ \hat{Z}_{ba} & \hat{Z}_{bb} & \hat{Z}_{bc} & | & \hat{Z}_{bn1} & \cdot & \hat{Z}_{bnm} \\ \hat{Z}_{ca} & \hat{Z}_{cb} & \hat{Z}_{cc} & | & \hat{Z}_{cn1} & \cdot & \hat{Z}_{cnm} \\ \hat{Z}_{n1a} & \hat{Z}_{n1b} & \hat{Z}_{n1c} & | & \hat{Z}_{n1n1} & \cdot & \hat{Z}_{n1nm} \\ \cdot & \cdot & \cdot & | & \cdot & \cdot & \cdot \\ \hat{Z}_{nma} & \hat{Z}_{nmb} & \hat{Z}_{nmc} & | & \hat{Z}_{nmn1} & \cdot & \hat{Z}_{nmnm} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Për më tepër, mund të shkruhet në një mënyrë më të thjeshtë sipas Ekuacionit (3.9):

$$[Z_{primitive}] = \begin{bmatrix} [\hat{Z}_{ij}] & [\hat{Z}_{in}] \\ [\hat{Z}_{nj}] & [\hat{Z}_{nn}] \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Në më të shumtën e rasteve, matrica e rezistencave primitive duhet të reduktohet në një matricë 3×3 në koordinatat abc, e cila përmban rezistencën ekuivalente vetjake dhe reciproke për të tre fazat. Nëpërmjet reduktimit të Kron-it [129], ku supozuar se linja ka një neutër të tokëzuar në disa pika, rezulton një matricë e rezistencave fazore sipas Ekuacionit (3.10):

$$[Z_{abc}] = [\hat{Z}_{ij}] - [\hat{Z}_{in}][\hat{Z}_{nn}]^{-1}[\hat{Z}_{nj}] \quad (3.10)$$

Duhet të theksohet se matrica e rezistencave fazore gjithmonë do të jetë e renditjes a-b-c, pavarësisht se cila fazë është në krye (shih Figurën 3.5).

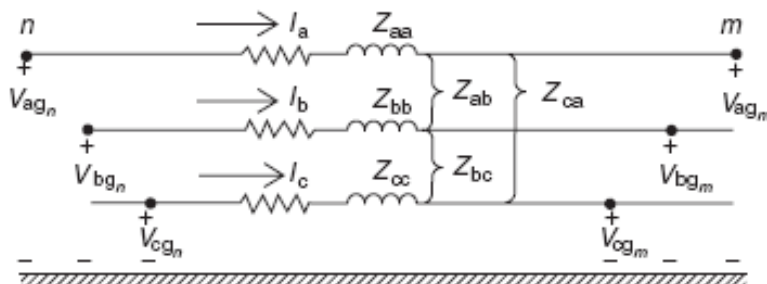


Figura 3.5 Segmenti i një linje tre-fazore

Matrica në koordinatat abc mund të përdoret me saktësi për përcaktimin e rënieve të tensionit në segmentet e linjave pasi më parë është llogaritur rryma në to. Modeli i segmentit të linjës që përftohet në këtë mënyrë është shumë i saktë. Ekuacionet e tensionit në formë matricore për një segment të linjës jepen sipas Ekuacionit (3.11):

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Modelimi i transformatorëve shpërndarës

E njëjta logjikë ndiqet edhe për modelimin e transformatorëve 3-fazor shpërndarës, të paraqitur në Figurën 3.6.

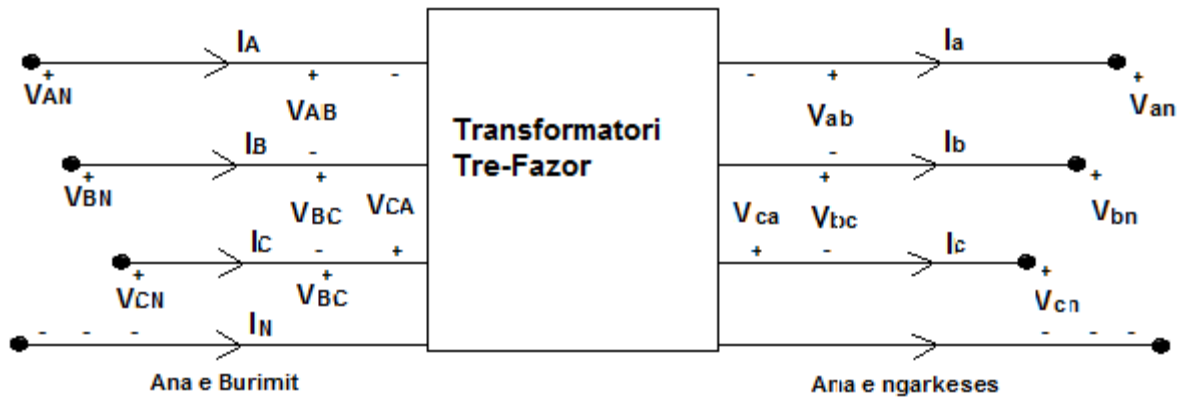


Figura 3.6 Skema e përgjithshme e transformatorit 3-fazor

Forma e përgjithshme e modeleve të shpërndarjes së flukseve të fuqisë në formë matricore në këtë rast jepet nëpërmjet Ekuacioneve (3.12):

$$[V_{ABC}] = [a] \cdot [V_{abc}] + [b] \cdot [I_{abc}] \quad (3.12)$$

$$[I_{ABC}] = [c] \cdot [V_{abc}] + [d] \cdot [I_{abc}]$$

Në varësi të lidhjes, matricat $[V_{ABC}]$ dhe $[V_{abc}]$ mund të jenë ose vlera fazore ose vlera lineare. Ndërkohë, matricat e rrymës përfaqësojnë rrymat e linjës pavarësisht nga skema e lidhjes.

Modelimi i ngarkesave

Ngarkesa mund të jetë e lidhur në tensionin e linjës ose në tensionin e fazës për lidhjen yll me katër përcjellës, dhe në tensionin e linjës për lidhjen trekëndësh. Ajo mund të jetë tre-fazore, dy-fazore dhe një-fazore në çdo shkallë asimetrie dhe mund të modelohet si: fuqi aktive dhe reaktive konstante (PQ), rrymë konstante, rezistencë konstante apo çdo kombinim tjetër. Të gjitha modelet fillimisht përcaktohen si fuqi komplekse për fazë ($S=P+jQ$) si dhe nga tensioni i fazës (ngarkesa në yll), ose tensioni i linjës (ngarkesa në trekëndësh).

3.1.2 Modelimi i moduleve fotovoltaike

Komponenti kryesor i një sistemi FV është qeliza. Ky element shndërron rrezatimin diellor në energji elektrike. Një modul FV përbëhet nga një numër i caktuar qelizash FV të lidhura në një mënyrë të caktuar (seri, paralel ose të përzier). Modulet FV kanë disa karakteristika që përshkruajnë sjelljen e tyre gjatë funksionimit në kushte standarde, testimi i të cilave duhet të bëhet nën një rrezatim spektral AM 1.5, me një intensitet rrezatimi prej 1000 W/m^2 , si dhe në një

temperaturë prej 25°C . Ndërsa, inverteri e konverton rrymën e vazhduar (DC) në një rrymë alternative (AC) për të injektuar energjinë e gjeneruar në rrjet. Ai vepron si një ndërfaqe midis grupit të moduleve FV [130].

Nga ana tjetër qelizat FV janë të llojeve të ndryshme (shih Figurën 3.7) të paraqitura si më poshtë:

<u>Qeliza Monokristaline:</u>	Rendimenti:	Mbi 25%
	Materiali:	Silic
<u>Qeliza Polikristaline:</u>	Rendimenti:	Deri 20%
	Materiali:	Silic
<u>Qeliza Amorfe:</u>		
Silic Amorf:	Rendimenti:	Mbi 10%
Silic Nannokristalin:	Rendimenti:	Mbi 10%
Silic Mikrokristalin:	Rendimenti:	Mbi 10%
Materiale të tjera:	Rendimenti:	Mbi 10%



(a)



(b)



(c)

Figura 3.7 Llojet e qelizave FV: (a) monokristaline, (b) polikristaline dhe (c) amorfe

Fotovoltaik është një term i cili mbulon konceptin fizik të konvertimit të dritës në elektricitet duke përdorur materiale gjysmëpërcjellëse të cilat krijojnë efektin FV. Ky fenomen është i shtjelluar në fushën e fizikës, fotokimisë dhe elektrokimisë. Modulet FV shfrytëzojnë energjinë e fotoneve nga rrezet e dritës për të realizuar ndryshimin e gjendjes së ngarkesës së jonizuar të elektroneve duke stimuluar në këtë formë lëvizjen e tyre nga përcjellësi me ngarkesë negative drejt përcjellësit me ngarkesë pozitive dhe rrjedhimisht krijohet rryma që njihet si ngarkesë elektrike (shih Figurën 3.8). Kjo ngarkesë akumulohet nëse duhet tek bateritë që e ruajnë energjinë për përdorim të kontrolluar ose e transmetohet në rrjet.

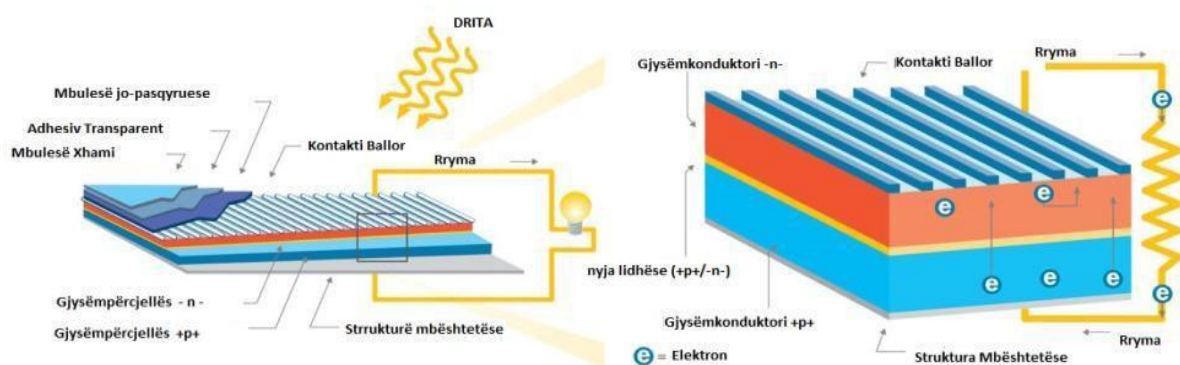


Figura 3.8 Skema parimore e konvertimit të energjisë diellore në energji elektrike

Në errësirë, qeliza FV, në thelb, është një diodë me sipërfaqe të madhe. Duke u ekspozuar ndaj rrezeve të diellit, qeliza sillet si një gjenerator rryme, parimi i punës të së cilit mund të përshkruhet përmes kurbës së karakteristikës tension-rrymë.

Kur qeliza ndriçohet nga fotone me frekuence $\nu > E_g/h$, bashkimi shndërrohet në një burim çiftesh elektron-proton. Për qark të hapur, tensioni në skajet e qelizës, arrin vlerën maksimale (V_{oc}). Në këto kushte, rryma e në silic është zero. Nëse qeliza lidhet në të shkurtër, gjenerohen rryma maksimale të quajtur I_{cc} , ndërsa tensioni në skaje është zero.

Kur ka të lidhur në dalje një ngarkesë të jashtme, rryma I_{cc} , zvogëlohet deri sa barazohet me rrymën e diodës I_D . Pra, ka madhësi të njëjtë me I_D , por drejtim të kundërt me atë të gjeneruar nga procesi FV, pasi me një ngarkesë të jashtme, qeliza shndërrohet në një diodë, mbi të cilën zbatohet tension.

Konvencionalisht zgjedhim rrymën e qelizës FV pozitive dhe I_D negative. Në këtë rast, qarku ekuivalent i qelizës do të jetë ai i treguar në Figurën 3.9:

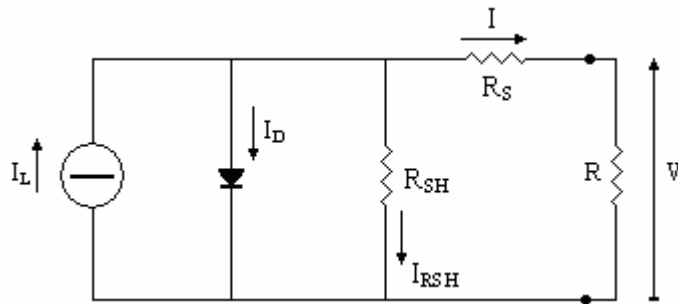


Figura 3.9 Qarku ekuivalent i një qelize FV

ku:

R_S është rezistenca parazitare e qelizës dhe përfshin rezistencën e të dy shtresave përbërëse të qelizës, si dhe rezistencën e vetë kontakteve.

R_{SH} , e përbërëse rezistenca e shutit, paraqet të gjitha humbjet që verifikohen në brendësi të qelizës, për shkak të rrymave parazitare. Zakonisht $R_S \ll R_{SH}$.

Rryma e prodhuar nga drita është shënuar me simbolin I_L . Intensiteti i saj është proporcional me numrin e fotoneve me frekuence $\nu > E_g/h$.

Ndërsa, rryma që ndikon në ngarkesë dhe që është e rëndësishme të përcaktohet, është rryma I . Kështu, ekuacioni karakteristik i qelizës së shndritshme merr trajtën sipas Ekuacionit (3.13):

$$I = I_L - I_D - I_{RSH} = I_L - I_D - \frac{V + I \cdot R_S}{R_{SH}} \quad (3.13)$$

Duke patur shprehjen e rrymës së gjeneruar nga një qelize FV, e ndriçuar, dhe duke e shumëzuar me tensionin e saj, merret fuqia e prodhuar nga qeliza. Dhe me të gjitha këto të dhëna, mund të ndërtohet grafiku i paraqitur në Figurën 3.10.

Gjithsesi, në shumicën e rasteve, R_S e R_{SH} nuk merren parasysh. Në këtë mënyrë, tensioni V del i barabartë me potencialin V_R , që qeliza i transmeton ngarkesës.

Për $V = 0$, rryma I_{cc} , quhet rryma e lidhjes të shkurtër, dhe është rryma maksimale që qeliza mund të prodhojë.

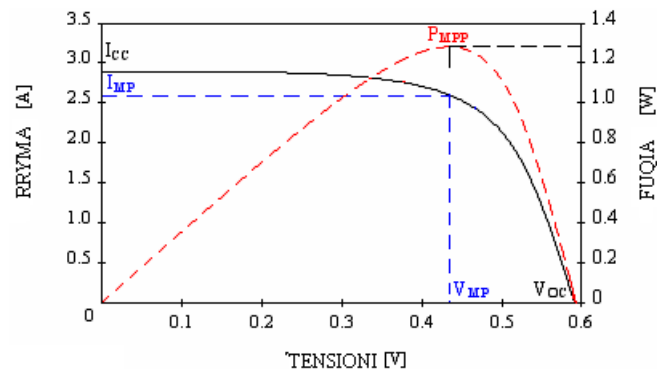


Figura 3.10 Karakteristikat Volt-Ampere dhe Fuqi-Tension të një qelize FV

Për t'i dhënë ngarkesës një vlerë konstante tensioni, përdoren rregullatorë të posaçëm tensioni apo qarqe të tipit “chopper”. Përparësia e përdorimit të këtyre qarqeve është se mund të maksimizimi i rendimentit FV, duke e bërë atë të punojë me vlera optimale rryme dhe tensioni. Pajisje të këtij lloji quhen *Ndjekës të Pikës me Fuqi Maksimale (Maximum Power Point Tracker apo MPPT)*.

Nga ana tjetër, ka 3 variabla që ndikojnë në karakteristikën e një qelize FV:

- Intensiteti i rrezatimit diellor
- Temperatura
- Sipërfaqja e qelizës.

Intensiteti i rrymës së qarkut të shkurtër ndryshon proporcionalisht me ndryshimin e intensitetit të rrezatimit. Por vetë intensiteti i rrezatimit diellor, nuk ka ndonjë ndikim të madh në vlerën e tensionit në boshllëk. Për këtë arsye, tensioni në boshllëk është i pranishëm afërsisht me vlerën maksimale apo edhe me vlera të ulëta të rrezatimit diellor. Siç shihet nga Figura 3.11, për rastet e intensitetit që luhet nga vlera maksimale në atë minimale, vlera e tensionit në boshllëk, lëviz ndërmjet vlerave 0.5 - 0.6 V.

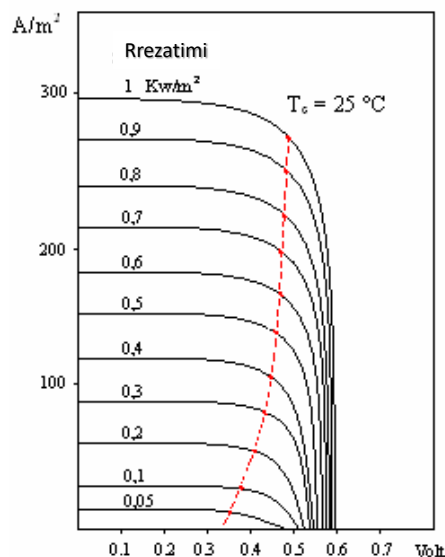


Figura 3.11 Ndikimi i intensitetit të rrezatimit diellor tek karakteristika Volt-Ampere

Mënyra e vetme për të shmangur praninë e tensionit të mosrreterisë së një gjeneratori FV, është duke errësuar plotësisht sipërfaqen kapëse.

Ndërsa, me rritjen e temperaturës së qelizës, tensioni në boshllëk (V_{OC}), zvogëlohet me rreth 2,3 mV/°C dhe në të njëjtën kohë, vërehet një rritje e rrymës së qarkut të shkurtër (I_{CC}), e barabarte me afro 0,2%/°C. Ky ndryshim jepet nga Figura 3.12:

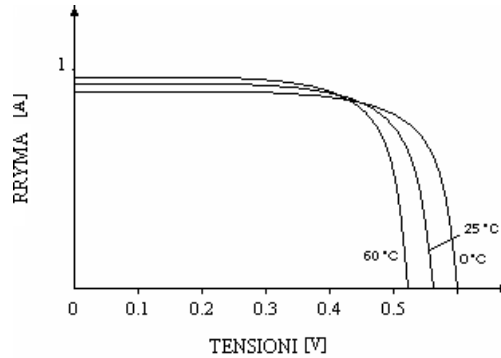


Figura 3.12 Ndikimi i temperaturës tek karakteristika Volt-Ampere

Këto dy fenomene, edhe pse me shenjë të kundërt, praktikisht, përthehen në një zvogëlim të fuqisë, në rendin disa piko, ose e thënë ndryshe, një ulje prej 6-7% për çdo rritje të temperaturës, së qelizës, me 10°C (shih Figurën 3.13).

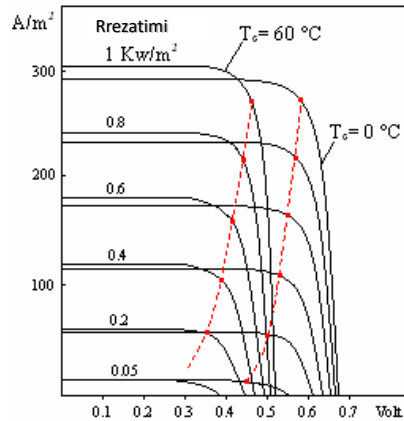


Figura 3.13 Ndikimi i rrezatimit dhe temperaturës tek karakteristika Volt-Ampere

Për sa i përket sipërfaqes së qelizës, duket qartë se ajo nuk ka ndonjë ndikim të vlerës së tensionit në boshllëk, por sigurisht, me një sipërfaqe më të madhe, mund të prodhohet më shumë rrymë. Meqenëse, fuqia e një qelize FV varion me ndryshimin e temperaturës dhe intensitetit të rrezatimit, për të bërë krahasime, janë përcaktuar disa standarde pune testimi (STC), sipas të cilave qeliza prodhon fuqi në vlerat e piko Watt (pW). Standarde të tilla janë caktuar për vlera njësi: temperaturë qelize 25°C, intensitet rrezatimi 1kW/m² si dhe shpërndarja e spektrit të dritës (AM 1.5).

Për të përcaktuar fuqinë aktive të prodhuar nga një modul FV (në funksion të rrezatimit diellor), mund të përdoret Formula (3.14):

$$P_{PV}(I) = \begin{cases} P_{PVn} \frac{I^2}{I_{STC} R_C}, & \text{për } I < R_C \\ P_{PVn} \frac{I}{I_{STC}}, & \text{për } I \geq R_C \end{cases} \quad (3.14)$$

ku: P_{PVn} paraqet fuqia nominale të modulit FV të shqyrtuar; I_{STC} dhe I janë intensitetet e rrezatimit, përkatësisht, për kushte standarde testimi dhe ai i rënë në sipërfaqen e modulit FV (W/m²); ndërsa R_C paraqet një vlerë të caktuar të këtij intensiteti.

Sistemet FV përfshijnë modulet FV dhe mund të klasifikohen në dy kategori: në bazë të lloji të lidhjes dhe në bazë të rrjetit. Kategoria e parë mund të projektohet në dy mënyra:

1. Sisteme të izoluara
2. Sisteme të lidhura me rrjetin

Kategoria e dytë e impianteve bazohet në tipologjinë e lëvizjeve të lejuara të modulit, si më poshtë:

- I. Sisteme me përkulje statike (fikse)
- II. Sisteme me ndjekje aktive
- III. Sisteme me ndjekje pasive

3.1.3 Modelimi i turbinave të erës

Turbinat e erës zakonisht kanë gjashtë komponentë kryesorë: rotorin, kutinë e shpejtësisë, gjeneratorin, sistemin kontrollit dhe mbrojtjes, kullën dhe themelet [130]. Këto komponente kryesore mund të shihen në Figurën 3.14.

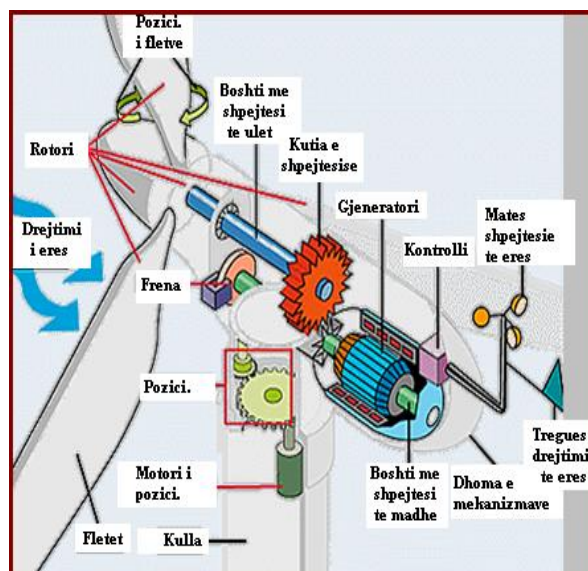


Figura 3.14 Komponentët e një turbine ere

Një helikë merr energjinë nga era duke ia ulur shpejtësinë (shih Figurën 3.15). Kur rotorin qëndron pa lëvizur nuk ka prodhim energjie por edhe kur rotorin rrotullohet me shpejtësi të madhe nuk do të ketë prodhim energjie sepse era nuk pengohet nga rotorin.

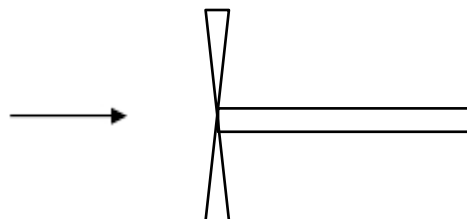


Figura 3.15 Drejtimi i erës në helikë

Fuqia prodhuar (P_t) nga turbina e erës është ndryshimi neto i energjisë kinetike në të gjithë turbinat e erës (nga shpejtësia fillestare e ajrit V_1 për një shpejtësi në dalje të turbinës e ajrit V_2) është dhënë nëpërmjet Ekuacionit (3.15):

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot m[V_1^2 - V_2^2] \quad (3.15)$$

Fluksi masiv në turbinën e erës është dhënë nga Ekuacioni (3.16), si produkt i dendësisë (d), sipërfaqes së rotorit të turbinës (S) dhe shpejtësisë së ajrit (V_a):

$$m = d \cdot S \cdot V_a \quad (3.16)$$

Prandaj fuqia jepet nëpërmjet Ekuacionit (3.17):

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot d \cdot S \cdot V_a[V_1^2 - V_2^2] \quad (3.17)$$

Shpejtësia e rotorit është shpejtësia mesatare (V_a) ndërmjet hyrjes dhe daljes, siç jepet në Ekuacionin (3.18):

$$V_a = \frac{1}{2}[V_1 + V_2] \quad (3.18)$$

Prandaj, fuqia është mund të shkruhet nëpërmjet Ekuacionit (3.19):

$$\begin{aligned} P_t &= (1/2) \cdot d \cdot S \cdot (V_1 + V_2/2) \cdot [V_1^2 - V_2^2] \\ &= (1/4) \cdot d \cdot S \cdot [V_1^3 - V_2^3 - V_1 \cdot V_2^2 + V_1^2 \cdot V_2] \\ &= (1/4) \cdot d \cdot S \cdot V_1^3 \cdot [1 - (V_2/V_1)^3 - (V_2/V_1)^2 + (V_2/V_1)] \end{aligned} \quad (3.19)$$

Për të gjetur energjinë maksimale të nxjerrë nga rotor, derivohet ekuacioni i mësipërm në lidhje me V_2 dhe e barazohet me zero. Kështu, merret Ekuacioni (3.20):

$$dP_k/dV_2 = 1/4 \cdot d \cdot S \cdot (-3 \cdot V_2^2 - 2 \cdot V_1 \cdot V_2 + V_1^2) = 0 \quad (3.20)$$

Për arsye se sipërfaqja e rotorit (S) dhe dendësia e ajrit (d) nuk mund të jetë zero, shprehja në kllapa e ekuacionit e mësipërm duhet të jetë zero. Prandaj, ekuacioni kuadratik formulohet sipas Ekuacionit (3.21):

$$(3V_2 - V_1)(V_2 + V_1) = 0 \quad (3.21)$$

Me qenë se njëra zgjidhje $V_2 = -V_1$ nuk është reale në këtë situatë, atëherë zgjidhja e ekuacionit të mësipërm, paraqitet në Ekuacionin (3.22):

$$V_2 = \frac{1}{3}V_1 \quad (3.22)$$

Zëvendësimi i ekuacioneve të mësipërme jep përfundimisht ekuacionin e fuqisë së një turbine ere. Kjo fuqi mund të llogaritet me Ekuacionin (3.23):

$$P_k = (0.5925) \cdot \frac{1}{2} \cdot [d \cdot S \cdot V_1^3] \quad (3.23)$$

Fuqia maksimale e cila mund të nxirret nga një turbinë me erë ideale varet nga pjesa 0.5925 që quhet koeficienti Betz. Për shkak të të metave aerodinamike në çdo makinë dhe të humbjeve mekanike, fuqia e nxjerrë është më pak se ajo që llogaritet më sipër (shih Figurën 3.16).

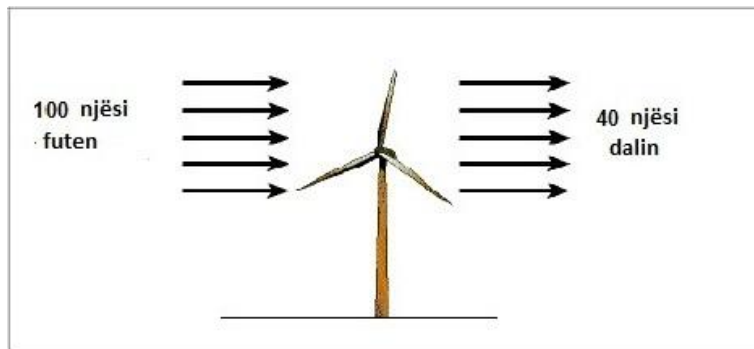


Figura 3.16 Limiti BETZ mbi efikasitetin e energjisë së erës

Ekuacioni fundit tregon qartë se:

- Fuqia është proporcionale me densitetin (d) të ajrit e cila ndryshon pak në varësi të lartësisë dhe temperaturës.
- Fuqia është proporcionale me sipërfaqen (S) të helikës, që do të thotë me katrorin e rrezes (R) të rotorit.
- Fuqia ndryshon me kubin e shpejtësisë së erës (V^3). Kjo do të thotë se fuqia rritet tetëfish në qoftë se shpejtësia e erës dyfishohet. Për këtë arsye, duhet t'i kushtojmë vëmendje të veçantë në përzgjedhjen e vendit.

Densiteti i fuqisë së erës do të jetë fuqia në njësi të sipërfaqes. Duke pjesëtuar shprehjen e fuqisë së erës në lidhje me sipërfaqen do të merret shprehjen e densitetit të fuqisë (W/m^2), e cila është shumë e rëndësishme. Kjo jepet nëpërmjet Ekuacionit (3.24):

$$d_f = \frac{1}{2} \cdot d \cdot v^3 \quad (3.24)$$

Duke marrë për kushte normale densitetin e ajrit $d=1.225 \text{ kg/m}^3$, densiteti i fuqisë do të jepet nga Ekuacioni (3.25):

$$d_f = 0.6125 \cdot v^3 \quad (3.25)$$

Pra densiteti i fuqisë në kushte normale varet vetëm nga shpejtësia e erës (nga e cila varet dhe fuqia elektrike që prodhon turbina e erës).

Ndërkohë, duke ditur fuqinë e erës dhe fuqinë e marre në rotorin e turbinës (që më pas që i kalohet boshtit të turbinës), mund të bëhet raporti midis tyre, i dhënë nga Ekuacioni (3.26):

$$k_p = \frac{P_t}{P_{erës}} \quad (3.26)$$

Ky quhet koeficient i fuqisë dhe mund të llogaritet gjithashtu edhe si raport i shpejtësive të erës v_1 dhe v_2 , siç jepet në Ekuacionin (3.27):

$$k_p = \frac{v_2}{v_1} \quad (3.27)$$

ku: v_1 – shpejtësia e erës para se të përplasat në rotorin e turbinës
 v_2 – shpejtësia e erës pasi kalon rotorin e turbinës

Për një turbinë ideale të erës ky koeficient merr vlerën $k_p=0.59$ dhe në përqindje $k_p\%=59\%$ e cila është dhe vlera maksimale e tij, ndërsa në turbinat normale ky koeficient është i rendit 0.4. Për më tepër, shpejtësia para dhe pas përplasjes me rotorin e turbinës janë të ilustruara në Figurën 3.17.



Figura 3.17 Shpejtësia para dhe pas përplasjes me rotorin e turbinës

Nga ana tjetër, kurbat e energjisë na japin informacion për energjinë e prodhuar nga një turbine e erës (për mesataren statistikore të shpejtësisë së erës). Kurbat energjetike janë të përcaktuara për zonat me mesatare statistike vjetore të shpejtësisë së erës nga 3-15 m/s, dhe këto grafike janë të disponueshme nga turbinat që janë në treg. Kurbat e energjisë së erës në funksion të shpejtësisë (e cila lëviz 0-25 m/s), mund të llogariten nga Ekuacioni (3.28):

$$W_{\bar{v}} = 8760 \sum_{v=0}^{v=25} P_v \cdot p(v) \quad (3.28)$$

ku: $\bar{v}$ është mesatarja e energjisë së erës e menduar nga 3-15 m/s
 P_v është fuqia e turbinës së erës për shpejtësinë v dhe
 $p(v)$ është probabiliteti i vlerësuar për shpejtësi të erës

Kjo energji është energjia e prodhuar nga turbina në kushte standarde temperature dhe trysnie. Llogaritja është bazuar në shpejtësinë mesatare në lartësinë e kullës së propozuar për vendosjen e turbinës. Shpejtësia e erës në lartësinë e kullës është zakonisht më e lartë se sa shpejtësia e erës e matur në lartësinë e anemometrit (aparati matës i shpejtësisë së erës). Modeli përdor ekuacionet e ligjit të fuqisë për të llogaritur shpejtësinë mesatare të erës në lartësinë e kullës. Për këtë qëllim përdoret Ekuacioni (3.29):

$$\frac{\bar{V}}{\bar{V}_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \Rightarrow \bar{V} = \bar{V}_0 \cdot \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (3.29)$$

Ku: $\bar{V}$ - shpejtësia mesatare në lartësinë H të kullës
 $\bar{V}_0$ - shpejtësia mesatare në lartësinë H_0 ku është i vendosur anemometri
 α - eksponenti i gërshetimit të erërave (Wind Shear)

Pasi shpejtësia mesatare e erës të jetë llogaritur, prodhimi i energjisë në kushte standarde (E_u) llogaritet thjesht duke interpoluar lakoren e energjisë.

Vlen për tu përmendur, që në Shqipëri, lartësia në të cilën janë kryer matjet për shpejtësinë e erës është jo më shumë se 10 metra. Për këtë arsye duhet marrë në konsideratë fakti që rritja e lartësisë, rrit jo vetëm shpejtësinë e erës, por edhe fuqinë e saj. Ndërkohë, teknikat e përdorura mbi matjet shpejtësisë së erës të kryera Institutit Hidrometeorologjik në Shqipëri, kanë shërbyer për parashikimin e motit për rajone të ndryshme të vendit dhe jo për vlerësime të aspekteve energjetike. Gjithsesi, rajonet gjeografike të cilat identifikohen me shpejtësi të lartë ere (siç jepen në Figurën 3.18), duhen konsideruar për prodhimin e energjisë elektrike nëpërmjet përdorimit të fuqisë që zotëron era.



Figura 3.18 Parqet eolike që mund të instalohen në Shqipëri

Turbinat e erës klasifikohen në dy grupe dhe kjo ndarje është bazuar në pozicionin e aksit rreth të cilit rrotullohet turbina, vertikal apo horizontal (të paraqitur në Figurën 3.19). Turbinat me aks horizontal janë më të përdorura në krahasim me ato me aks vertikal. Vendndodhja e impianteve të turbinave të erës është një faktor tjetër klasifikues duke i ndarë ato në dy kategori të tjera që janë: impiante turbinash ere në tokë dhe në det.

- Turbinat e erës me bosht horizontal - turbinat e erës që kanë boshtin horizontal të njohur edhe si lloji i turbinave HAWT kanë në boshtin horizontal një helikë dhe një gjenerator elektrik të cilët janë të vendosur në majë të kullës.
- Turbinat e erës me aks vertikal – të ashtuquajtura VAWT, janë të dizajnuara me një bosht vertikal ku ndodhet rotor, një gjenerator dhe kutia e shpejtësisë të cilat janë vendosur në fund të turbinës dhe një teh në formë unik helike që është projektuar për të kapur fuqinë e erës duke mos u shqetësuar se nga cila anë fryn era.

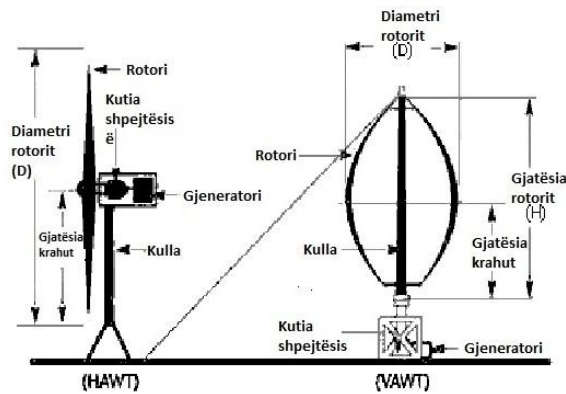


Figura 3.19 Ndryshimi ndërmjet dy llojeve të turbinave (aks horizontal dhe aks vertikal)

E para e ndërtuar është turbina e erës Savonius, e cila është projektuar që të duket si një rrahëse vezësh e modifikuar. Këto turbina kanë efikasitet shumë të mirë, por besueshmërinë e dobët për shkak të sasisë masive të çiftit rrotullues dhe forcës që ata ushtrojnë në bosht. Për më tepër, ata gjithashtu kërkojnë një gjenerator të vogël për tu ndezur. Llojet e tjera ilustrohen në Figurën 3.20.

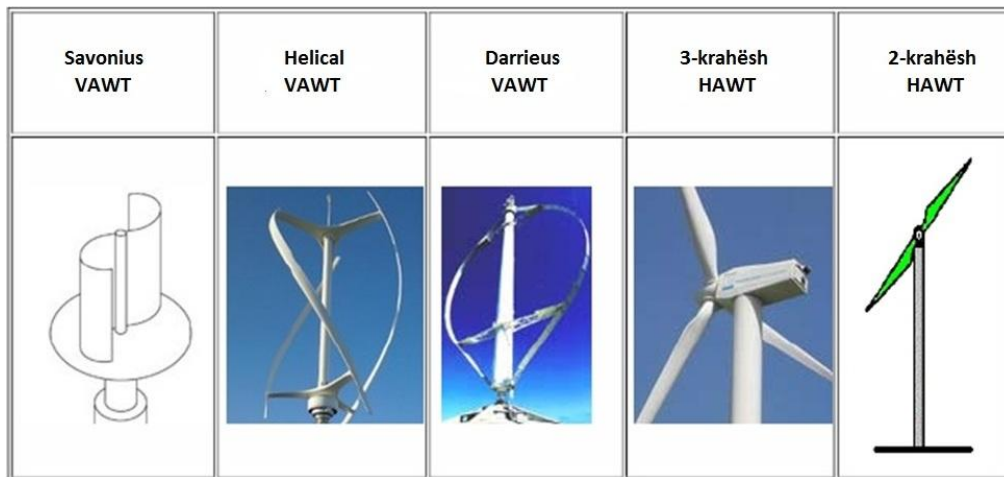


Figura 3.20 Ndryshimi ndërmjet dy llojeve të turbinave (aks horizontal dhe aks vertikal)

Përfundimisht, për llogaritjen e fuqisë aktive të gjeneruar nga një turbina ere, në funksion të shpejtësisë së erës (v), mund të përdoret Formula (3.30):

$$P_{WT}(v) = \begin{cases} 0, & \text{për } v \leq v_p \\ \frac{v-v_p}{v_n-v_p} P_{WTn}, & \text{për } v_p < v \leq v_n \\ P_{WTn}, & \text{për } v_n < v \leq v_f \\ 0, & \text{për } v \geq v_f \end{cases} \quad (3.30)$$

ku: P_{WTn} , paraqet fuqinë nominale të turbinës së përzgjedhur, ndërsa v_n , v_p dhe v_f paraqesin përkatësisht shpejtësinë nominale e erës (ku arrihet fuqia nominale), shpejtësinë e prerjes (për të cilën turbina futet në operim për të gjeneruar energji) dhe shpejtësinë kritike të erës ku turbina fiket (ndalon operimin).

Lidhja e turbinave të erës me rrjetin

Në funksion të tipit të gjeneratorit të përdorur, turbinat e erës klasifikohen sipas 4 tipeve [131] të treguara në Figurën 3.21. Tipi 1 (që është më i thjeshti) është bazuar në një gjenerator asinkron i cili lidhet direkt me rrjetin. Ndërkohë, për kompensimin e fuqisë reaktive, turbinat janë të pajisura

me një bateri kondensatorësh. Tipi 2, i cili po ashtu lidhet drejtpërdrejtë me rrjetin, përdor një makinë asinkrone me kontroll të shkarjes (për një kontroll më të saktë të shpejtësisë).

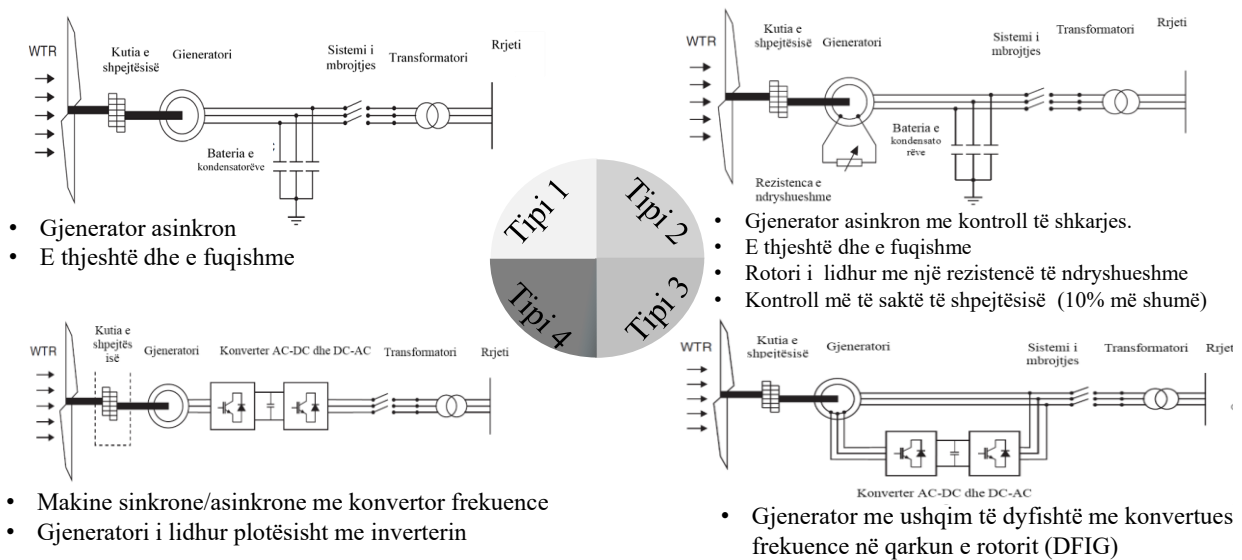


Figura 3.21 Tipet e turbinave të erës të lidhura me rrjetin

Nga ana tjetër, turbinat e Tipit 3 janë ato me ushqim të dyfishtë (DFIG) [132]. Në këtë model statori i gjeneratorit është i lidhur direkt me rrjetin ndërsa rotorin është i lidhur nëpërmjet një konvertuesi AC-DC dhe DC-AC. Turbinat e Tipit 4 përdorin një konverter të plotë për frekuencën, si dhe gjeneratorin e kanë të lidhur plotësisht me rrjetin nëpërmjet inverterit. Ndërkohë që kanë kosto të lartë instalimi, këto modele turbinash shfrytëzojnë një diapazon më të gjerë të energjisë së erës. Kështu, shpejtësia mund të përshtatet lehtësisht sipas rastin, duke rritur rendimentin e turbinës.

3.1.4 Modelimi i HEC-eve

Prodhimi i energjisë elektrike me fuqi të madhe me anë të hidroturbinave është realizuar që në vitin 1880. Kjo realizohet duke shfrytëzuar energjinë që zotëron uji i cili bie nga një lartësi (hash-i). Një tjetër parametër i rëndësishëm, është prurja, e është sasia e ujit që kalon për një sekondë në një prerje tërthore dhe matet në m^3/s .

Nisur nga më sipër, fuqia aktive e gjeneruar nga HEC-t varet nga lartësia e rënies së ujit (H_u) si dhe prurja e tij (Q_u). Për më tepër, jepet nëpërmjet Ekuacionit (3.31):

$$P_H = \eta \cdot d \cdot g \cdot Q_u \cdot H_u \quad (3.31)$$

ku: η paraqet rendimentin e agregatit turbinë-gjenerator të njësisë hidrogjeneruese, ndërsa g dhe d paraqesin përkatësisht nxitimin e rënies së lirë (m/s^2) si dhe dendësinë e ujit (kg/m^3).

Rendimenti i turbinave në ditët e sotme shkon nga 80% deri në 90%, e cila varet si nga pika e punës së turbinës gjithashtu dhe nga fuqia e saj. Turbinat me fuqi të vogël deri në 50 kW zakonisht kanë një rendiment rreth (70 – 80)%.

3.2 Softet e përdorura

Një Software në Inxhinieri Elektrike përfaqëson një mjet inxhinierik për analizën e sistemit elektrik, që bazohet në kompjuterin, në matematikën, fizikën, logjikën dhe ligjet e elektromagnetike dhe elektromekanike. Përdorimi kryesor i tyre është zgjidhja e problemeve inxhinierike për shfrytëzimin, planifikimin, kontrollin, menaxhimin, etj. të sistemeve elektrike. Mund të shfrytëzohen për planifikimin, analizën, studimin e shfrytëzimit të sistemit energjetik. Më poshtë paraqiten disa prej tyre, duke filluar me ata të cilët janë përdorur më shumë në këtë disertacion.

3.2.1 Neplan

Ky është një soft shumë i përdorshëm për analizën e sistemit elektroenergjetik. Ai përmban një menu shumë të pasur si dhe një tërësi modulesh që e bëjnë shumë të lehtë shfrytëzimin e tij. Për shembull, në Figurën 3.22 paraqiten disa prej këtyre moduleve.

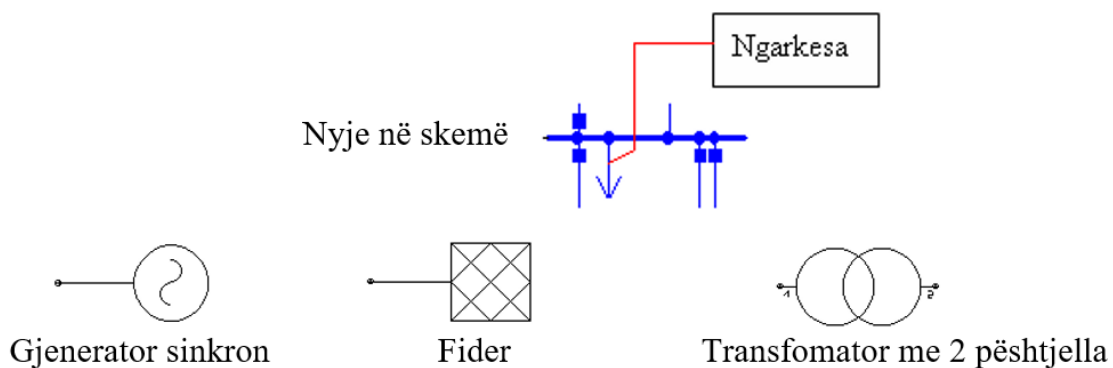


Figura 3.22 Disa nga elementët e modeluar në softin Neplan

Me ndihmën e tyre mund të simulohen rrjetet e transmetimit, shpërndarjes dhe ato industriale, si në regjimet normale përfshirë këtu Shpërndarjen Optimale të flukseve të Fuqisë, ashtu dhe në regjimet kalimtare përfshirë problemet e qëndrueshmërisë dinamike, qëndrueshmërisë së tensionit, analizën e sigurtisë së sistemit elektrik e një sërë simulimesh të tjera. NEPLAN ka mundësi modelimi me saktësi të lartë të elementëve të sistemit, si dhe mundësi për paraqitjen e rezultateve të llogaritjeve në formë tabelore dhe grafike. Përdorimi i këtij softi krijon mundësi që inxhinierët të fokusohen në interpretimin e rezultateve dhe jo në metodat për përfitimin e këtyre rezultateve. Duke bashkuar në të modelimin dhe teorinë përkatëse, softi NEPLAN lejon të krijojmë një vizion global të dukurive që ndodhin në sistemet reale elektroenergjetike. Theksojmë se rezultatet e përftuara me ndihmën e softit NEPLAN varen nga përdoruesi i tij sa kohë që është ky i fundit që përcakton modelin që zgjedh për elementët e sistemit dhe të dhënat e tyre, si dhe metodën e llogaritjes dhe parametrat llogaritës së tij.

Gjithashtu, softi NEPLAN simulon rrjetet elektrike në regjime të ndryshme: statike, dinamike, të integruara statike dhe dinamike, si dhe optimizimin e regjimit të sistemit energjetik. Për më tepër, ky soft është i pajisur me modulet të ndryshme, ku ata më kryesorët të përdorur në këtë disertacion janë: Llogaritja e flukseve (Load Flow), Llogaritja e flukseve me profil ngarkese (Load Flow with Load Profile), si dhe Optimizimi i flukseve (Optimal Power Flow).

3.2.2 DlgSILENT Power Factory

Power Factory është një program i avancuar për të analizuar ndikimin e flukseve të fuqisë të injektuara nga integrimi i BRE-ve në sistemin energjetik (e në veçanti në sistemin e shpërndarjes) dhe i përdorur në shumë studime shkencore [133], [134]. Për shembull, për të vlerësuar kapacitetin pritës për gjenerim dhe ngarkesë të ndryshme, modeli i rrjetit dhe futja e vlerave të matjes mund të arrihet duke përdorur GIS dhe SCADA. Nëpërmjet optimizimeve të tij, mund të vlerësohet kapaciteti pritës për skenarë të ndryshëm të gjenerimit dhe ngarkesës [135]. Për më tepër, ky program përdoret nga OSSH-ja Shqiptare për të studiuar mundësinë e rritjes së kapaciteteve të reja të gjenerimit në sistem. Në këtë kontekst, DlgSILENT Power Factory 2021 SP2 është përdorur në këtë disertacion si një program kryesor për të kryer simulimet për skenarë të ndryshëm. Kështu, nëpërmjet tij mund të përcaktohet ndikimi i FV-ve në parametrat teknikë siç janë profili i tensionit, flukset e fuqisë dhe humbjet në linja/transformatorë.

3.2.3 AS Daisy Bizon

Ky soft shërben për llogaritje të ndryshme të rrjetit elektrik. Ai ofron mbështetje për projektimin e rrjeteve të shpërndarjes të të gjitha niveleve të tensionit, tension të ulët të mesëm dhe të lartë. Gjithashtu ofron mbështetje për llogaritjet e parametrave të mbrojtjes rele. I gjithë sistemi bazohet sistemin PAS DAISY Bizon [136], por që nga fillimi është zhvilluar për të modifikuar lehtë të dhënat llogaritëse dhe për të përdorur metodave të ndryshme. Avantazhi për përdoruesin është mundësia për të kryer llogaritjet edhe vetëm në një pjesë të rrjetit. Ndryshimet mund të bëhen direkt në modalitetin interaktiv. DAISY Grizzly Professional bashkëpunon plotësisht me sistemet GIS dhe CAD. Është gjithashtu e mundur të përdoret një skedar imazhi BMP si për tu ngarkuar si një vizatim. Pas përcaktimit të shkallës së zvogëlimit, mund të lexohen gjatësitë e vijave dhe kablllove nga imazhi. Nëse është e nevojshme, është e mundur të lidhet me sisteme të tjera që ofrojnë të dhëna në një formë të përshtatshme të analizueshme. Ky soft ka qenë përdorur për llogaritjet e humbjeve teknike në rrjetin shpërndarës shqiptar, në kohën kur OSHEE-ja administrohej nga kompania CEZ.

3.2.4 PVSOL

PV*SOL është përdorur në këtë disertacion si softuer kryesor për modelimin dhe simulimin e sistemeve FV. Me mundësi të shumta për dizajn dhe simulim 3D, ky softuer mund të krijojë raporte projektimi me cilësi të lartë dhe rezultate të sakta [137]. Për më tepër, mund të kryhet një optimizim dhe një analizë e detajuar e humbjeve të hijezimit.

3.2.5 LabView

LabVIEW është një mjedis grafik programimi i projektuar për të ndihmuar inxhinierët dhe shkencëtarët të vizualizojnë, krijojnë dhe kodojnë sisteme inxhinierike dhe të sigurojnë cilësinë e pajisjeve të lidhura [138]. Ai është një softuer inxhinierie sistemesh për aplikacione që kërkojnë testim, matje dhe kontroll me qasje të shpejtë në harduer dhe të dhëna. Instrumenti LabVIEW në veçanti dhe softueri LabVIEW në përgjithësi u lejon përdoruesve të krijojnë aplikacione të personalizuar për monitorimin e energjisë, matjen dhe analizën e cilësisë, duke përfshirë analizën e harmonikave. Kohët e fundit po përdoret shpesh për analizën dhe projektimin e sistemeve energjetike [139].

3.2.6 Softe për analizën e turbinave të erës

Në këtë disertacion, përdoren tre softe të ndryshme modelimi për studimin e analizave tekniko-ekonomiko-sociale të turbinave të erës. Modeli i energjisë RETScreen, një program i besueshëm konsiderohet si një mjet kryesor analizën e projekteve të ndryshme të energjisë nga BRE-të si dhe për të vlerësuar prodhimin e energjisë, kostot e ndryshme, reduktimin e emetimeve të gazeve në atmosferë [140]. Një nivel i lartë saktësie, mbi energjinë elektrike vjetore të gjeneruar nga parqet eolike të propozuara, kërkon një sërë të dhënash, duke përfshirë karakteristikat teknike (llojin dhe modelin e turbinës me erë, fuqinë dhe kurbën e saj, si dhe faktorë të tjerë ndikues si të dhënat klimatike, informacioni mbi shpejtësinë mesatare të erës/ose dendësinë e fuqisë në lartësinë e boshtit dhe eksponenti i gërshetimit të erërave. Për të rivlerësuar të dhënat e shpejtësisë së erës, mund të përdoren kombinime të ndryshme regjistrimesh me pajisje të automatizuara (teknologji e re e monitorimit të erës, që ofron informacion 10-minutësh për të mesatarizuar matjet 15-sekondëshe si për shpejtësinë ashtu edhe për drejtimin). Ndryshimet ditore të shpejtësisë mesatare të erës (m/s) ofrohen nga Baza e të Dhënave Klimaterike RETScreen (CanmetENERGY) e cila ka Harta të Burimeve të Energjisë të integrueshme (si harta globale e erës dhe Atlasi Global i Erës) që nuk ndryshojnë nga vlerat e erës në vend. Ndërsa vlerësimi socio-ekonomik i parkut eolik ekzekutohet në modelin e energjisë JEDI të erës [141].

Validimi i prodhimit të energjisë nga sistemi i propozuar i energjisë së erës kryhet dhe ekzekutohet duke përdorur një mjet të avancuar modelimi të energjisë, EnergyPLAN, i cili është një model deterministik në krahasim me një model stokastik ose modele që përdorin metoda Monte Carlo si modeli RETScreen [142]. Si konteksti teknik ashtu edhe ai ekonomik, lartësia e kullës, diametri i rotorit, fuqia e vlerësuar dhe rendimentet specifike vlerësohen për një grup turbinash ere.

KAPITULLI 4

Analiza e performancës së burimeve të rinovueshme të energjisë, të natyrës Fotovoltaike dhe Eolik

4. Analiza e performancës së burimeve të rinovueshme të energjisë, të natyrës Fotovoltaike dhe Eolike

Në këtë kapitull studiohet performanca e sistemeve FV dhe Eolike, të instaluar në rajone të ndryshme të Shqipërisë. Për këtë qëllim, janë trajtuar skenarë të ndryshëm të sistemeve të vogla gjeneruese për vetëkonsum (për furnizimin e ngarkesave shtëpiake, të nevojave vetjake të HEC-eve, të stacioneve të karikimit të makinave etj.), si dhe atyre me fuqi të madhe që mund të tregtojnë sasinë e energjisë së gjeneruar sipas kontratave të nënshkruara. Për këtë arsye janë analizuar sisteme të ndryshme FV dhe eolike. Në këtë kontekst, fillimisht është paraqitur legjislacioni aktual i zbatuar, për promovimin dhe mbështetjen e BRE-ve në Shqipëri.

4.1 Legjislacioni aktual për mbështetjen e burimeve të rinovueshme në Shqipëri

Ligji i parë për nxitjen e përdorimit të BRE-ve në Shqipëri, si p.sh. dielli, era apo uji, u miratua në vitin 2017 [38] bazuar edhe në direktivat e Bashkimit Evropian. Për impiantet FV, turbinat e erës dhe hidrocentralet me fuqi përkatësisht deri në 2 MW, 3 MW dhe 15 MW, përdoret skema FiT (Feed in Tariff). Ndërkohë për impiantet me fuqi më të mëdha aplikohet skema CfD (Contract for Difference). Të dyja këto skema kishin për qëllim mbështetjen e investitorëve në sektorin e BRE-ve, në shitjen e energjisë së prodhuar tek OSHEE sipas një çmimi kontraktual të vendosur nga Enti Rregullator i Energjisë (ERE) për një periudhë 15 vjeçare. Si fillim çmimi i shitjes së energjisë së prodhuar nga FV-të u vendos në vlerën 100 Euro/MWh, ndërsa për turbinat e erës 70 Euro/MWh. Ulja e kostos së investimeve nga këto impiante ka bërë që ERE ti rishikojë këto çmime vitet e fundit, duke i ulur edhe më tej.

Nga ana tjetër, prodhuesit e energjisë për vetë-konsum u mbështetën nëpërmjet një udhëzimi, të vitit 2019, nga qeveria Shqiptare. Në këtë kontekst, çdo konsumator i energjisë elektrike, që ka një kontratë me OSHEE, mund të instalojë një sistem FV ose eolik me fuqi deri në 500 kWp, në hapësirat që ai posedon (p.sh. Në çati ose tarracë). Por kjo fuqi e instaluar nuk mund të jetë më e madhe se fuqia e kërkuar e konsumatorit në kontratën me OSHEE-në. Teprica e energjisë hidhet në rrjetin e shpërndarjes duke bërë në fund një bilanc mujor në faturat e konsumatorit. Çmimi i blerjes së kësaj teprice nga OSHEE do të miratohet nga ERE. Grupet e interesit kërkuar që bilanci i energjisë të bëhet në periudha vjetore, si dhe rritjen e pragut të fuqisë së instaluar të impiantit. Në vitin 2023 u miratua ligji i ri për promovimin e përdorimit të BRE, ku u mundësua faturimi sipas një bilanci vjetor, por pragu i fuqisë së instaluar mbeti po i njëjti [37]. Ndërkohë, skema FiT u hoq nga aplikimi pasi ishte e pasuksesshme nga ana e fizibilitetit tekniko-ekonomik. Në këtë kontekst, bazuar edhe në potencialet që ka Shqipëria do të ishte me interes përdorimi i BRE-ve. Nga ana tjetër, është e domosdoshme të kryhen analiza të ndryshme tekniko-ekonomike për të studiuar performancën e tyre. Po ashtu, për të rritur përfitimet që ata sjellin, duhet gjetur një mënyrë optimale projektimi.

4.2 Analiza tekniko-ekonomike e sistemeve FV

Në këtë seksion do të analizohen nga aspekti tekniko-ekonomik sistemet FV, duke i ndarë në dy grupe: sisteme të vogla për vetëkonsum (deri në 500 kWp) dhe sisteme të mëdha me qëllim përfundimtar shitjen e energjisë (mbi 500 kWp). Për këtë, fillimisht janë paraqitur formulat kryesore, në lidhje me parametrat që do të analizohen në llogaritjet tekniko-ekonomike të sistemeve FV. Sistemet FV për vetëkonsum janë më të lehta për tu projektuar dhe montuar, si dhe mund të integrohen mjaft mirë me HEC-e, stacione kërkimi automjetesh elektrike etj. Në këtë

kontekst janë analizuar skenarë të ndryshëm. Nga ana tjetër, është analizuar edhe ndikimi që do të kishin këndi i vendosjes së moduleve, lartësia e tyre, si dhe pasqyrimi i sipërfaqes ku vendosen ato tek performanca e një sistemi FV. Për më tepër, duke përdorur një analizë regresioni përmes rezultateve të marra, Rendimenti Specifik Vjetor dhe Rritja Bifaciale (BG) shprehen si një ekuacion polinomial i rendit të tretë në varësi të parametrave të mësipërm.

4.2.1 Parametrat për llogaritjet tekniko-ekonomike të sistemeve FV

Më poshtë paraqiten formulat kryesore të cilat janë përdorur për analizimin e rasteve të ndryshme të projektimit, optimizimit dhe operimit të sistemeve të ndryshme FV:

- Energjia totale e prodhuar nga sistemi fotovoltai (në kWh) në dalje të inverterit [143], jepet nga Ekuacioni (4.1):

$$E_{AC} = I_{DC} \cdot U_{DC} \cdot \eta_{inv} \cdot t \quad (4.1)$$

ku: I_{DC} dhe U_{DC} janë përkatësisht rryma dhe tensioni i vazhduar (DC), ku produkti i tyre jep fuqinë në DC (P_{DC}); η_{inv} është rendimenti me të cilin punon inverteri; dhe t përfaqëson kohën në orë.

Ndërkohë, inverteri i sistemit FV shërben për të konvertuar energjinë elektrike nga DC në AC, pra për të transportuar energjinë nga burimi tek ngarkesat. Fuqia e inverterit $P_{inv}(t)$ [144] mund të llogaritet duke përdorur Ekuacionin (4.2):

$$P_{inv}(t) = P_L^m(t) \cdot \eta_{inv} \quad (4.2)$$

ku:

$P_L^m(t)$ - Kërkesa maksimale e ngarkesës, që është pikë kyçe në dimensionimin e inverterit

η_{inv} - Eficenca e inverterit

Megjithatë, fuqia në dalje të sistemit FV varet nga disa faktorë të jashtëm (si temperatura, rrezatimi diellor, etj.) të cilat duhen marrë parasysh. Për shembull, fuqia dalëse DC e sistemit FV ndikohet nga këndi i rënies së rrezeve të diellit mbi module [60] dhe jepet nga Ekuacioni (4.3):

$$P_{DC} = G \cdot S \cdot \cos(\alpha) \quad (4.3)$$

ku: G përfaqëson rrezatimin diellor të matur në kW/m^2 ; S dhe α janë përkatësisht sipërfaqja totale e moduleve FV (m^2) dhe këndi i rënies së rrezeve të diellit mbi module.

Nga ana tjetër, në sistemet e lidhura me rrjetin, fuqia e prodhuar në dalje duhet të plotësojë kërkesat e ngarkesës së konsumatorit. Ekuacioni i modelimit [145] që përdoret për të llogaritur fuqinë në dalje të prodhuar nga një sistem FV duke konsideruar faktorët atmosferikë, paraqitet në Ekuacionin (4.4).

$$P_{DC}(t) = P_{DC-STC} \cdot \frac{G(t)}{1000} \cdot [1 + \alpha_t(T_{amb} + (0.03125 \cdot G_t)) - T_{CTSC}] \quad (4.4)$$

ku:

- P_{DC-STC} - Fuqia bazë [W] e llogaritur nga testimet në kushte standarde pune (STC)
 α_t - Koeficienti i temperaturës
 T_{CTSC} - Temperatura e një qelize të modulit FV [°C]
 T_{amb} - Temperatura e ambientit [°C]

- Nëse do të merreshin parasysh edhe faktorë të tjerë [146], si p.sh. ndotja, humbjet në kabuj etj., llogaritja do të bëhej sipas Ekuacionit (4.5):

$$P = P_{rrjeshit-STC} \cdot \frac{G}{1000} \cdot (1 + \frac{Y_{pmp}}{100} \cdot (T - 25)) \cdot F_{ndot} \cdot F_{mm} \cdot F_{kabell} \cdot \eta_{inv} \quad (4.5)$$

ku: $P_{rrjeshit-STC}$ është fuqia totale e stringut (kWp), F_{mm} është faktori i mospërputhjes së modulit, F_{ndot} është faktori i zvogëlimit të gjenerimit për shkak të papastërtisë (0.97 për një instalim të ri), T është temperatura e modulit FV, F_{kabell} është humbja në kabuj (zakonisht në diapazonin 0.95–0.99), η_{inv} është rendimenti i një inverteri (rreth 97.5%), G është vlera e rrezatimit (kWh/m²/ditë) dhe Y_{pmp} është koeficienti i temperaturës. Kushtet standarde të testimit (STC) përcaktohen si një rrezatim diellor prej 1 kW/m² dhe një temperaturë moduli prej 25°C.

- Nga ana tjetër, për rastin e sistemeve FV lundruese, tek temperatura e modulit FV duhen konsideruar edhe temperatura e ujit dhe shpejtësia e erës [147]. Llogaritja në këtë rast mund të bëhet duke përdorur Ekuacionin (4.6):

$$T_{FPV} = (1.8081 + 0.9282 \cdot T_a + 0.0221 \cdot G - 1.2210 \cdot v + 0.0246 \cdot T_u) \quad (4.6)$$

ku: v , T_u dhe T_a janë përkatësisht shpejtësia e erës, temperatura e ujit dhe temperatura e ambientit.

- Ndërkohë, Gjenerimi Specifik Vjetor (Y_a) llogaritet sipas Ekuacionit (4.7):

$$Y_a = \frac{\text{Energjia e gjeneruar (kWh)}}{\text{Fuqia e instaluar (kWp)}} \quad (4.7)$$

Ky parametër i referohet sasisë së energjisë (kWh) të prodhuar për çdo kWp (fuqi e instaluar) të sistemit FV, gjatë një viti [148].

- Për më tepër, Gjenerimi Referent (Y_r) [77] mund të llogaritet me anën e Ekuacionit (4.8):

$$Y_a = \frac{H_t}{G_0} \quad (4.8)$$

ku: H_t përfaqëson rrezatimin total horizontal (kWh/m²); dhe G_0 (kW/m²) është rrezatimi global në kushte standarde të testimit (STC).

- Një tjetër parametër, i quajtur Raporti i Performancës (PR), paraqet raportin midis energjisë reale dhe asaj teorike të gjeneruar nga sistemit FV [149]. Ky parametër, jepet nëpërmjet Ekuacionit (4.9):

$$PR = \frac{\text{Energjia reale e gjeneruar (kWh)}}{\text{Energjia teorike e llogaritur (kWh)}} \quad (4.9)$$

- Në rast se modulet FV do të ishin bifaciale, atëherë vlera e reflektimit (albedos) do të ishte thelbësore për të vlerësuar prodhimin e energjisë së sistemit FV [150]. Ajo ndryshon nga vlera 0 (kur i gjithë rrezatimi rënës absorbohet) në 1 (për një reflektim total), dhe jepet nga Ekuacioni (4.10):

$$\rho = \frac{H_{GRI}}{H_{GHI}} \quad (4.10)$$

ku: H_{GRI} përfaqëson rrezatimin e reflektuar nga toka (kWh/m^2) dhe H_{GHI} është rrezatimi horizontal global në kushte standarde të testimit (kWh/m^2).

Përveç kësaj, në krahasim me modulet monofaciale (MF), ato bifaciale (BF) kanë disa karakteristika të ndryshme. Në këtë rast, Faktori Bifacial (FB) shërben si një faktor kritik për krahasimin e performancës së moduleve monofaciale kundrejt atyre bifaciale. Ai jepet nga Ekuacioni (4.11):

$$FB = \frac{P_{bifacial}}{P_{monofacial}} \quad (4.11)$$

ku $P_{bifacial}$ dhe $P_{monofacial}$ përfaqësojnë fuqinë e gjeneruar përkatësisht nga një modul BF dhe nga një modul MF [151].

Një mënyrë tjetër për të krahasuar sistemet FV bifaciale me ato monofaciale, është Rritja Bifaciale (BG) [152]. Kjo rritje mund të llogaritet nëpërmjet Ekuacionit (4.12):

$$BG = \frac{Y_{BF} - Y_{MF}}{Y_{MF}} = \frac{Y_{BF}}{Y_{MF}} - 1 \quad (4.12)$$

ku Y_{BF} dhe Y_{MF} janë Gjenerimet Specifike Vjetore përkatësisht nga sistemi FV bifacial dhe ai monofacial;

Për të marrë BG në %, ekuacioni i mësipërm mund të shumëzohet me 100% [153]. Përveç kësaj, Rritja Totale e Energjisë Bifaciale mund të llogaritet nga Ekuacioni :

$$\text{Rritja e energjisë për sistemin BF [\%]} = (BG (\%) + 100\%) \quad (4.13)$$

Për më tepër, ekziston një korrelacion midis BG dhe këndit të pjerrësisë (β), lartësisë (E) dhe albedos (ρ) [154], siç jepet nga Ekuacioni (4.14):

$$BG (\%) = A \cdot (\beta) + B \cdot (E) + C \cdot (\rho) \quad (4.14)$$

ku: A, B dhe C janë koeficientët numerikë për regresionin linear.

- Nga ana tjetër sistemet FV mund të furnizojnë me energji edhe stacionet e karikimit të automjeteve elektrike. Në mënyrë që të përmirësojë sigurinë dhe qëndrueshmërinë

ekonomike, bateria tek automjetet elektrike duhet të llogaritet në mënyrë të saktë [47] sipas Ekuacionit (4.15):

$$S_{log} = \left(\frac{k_{ng} \cdot N_{pk} \cdot P_{EV}}{\cos \varphi} \right) \quad (4.15)$$

ku:

S_{log} - kapaciteti i llogaritur i një stacioni karikimi automjetesh elektrike

k_{ng} - koeficienti i mbingarkesës

N_{pk} - numri i portave karikuese për çdo automjet elektrik

P_{EV} - fuqia maksimale për çdo automjet elektrik

$\cos \varphi$ - koeficienti i fuqisë

- Në fund janë të rëndësishme edhe ekuacionet për llogaritjen e parametrave ekonomik. Për shembull, Kosto e prodhimit të energjisë elektrike (EPC) [77] nga sistemi FV llogaritet sipas Ekuacionit (4.16):

$$EPC = \frac{TC}{E_{AC}} \quad (4.16)$$

ku: EPC dhe TC përfaqësojnë përkatësisht kostot e prodhimit të energjisë elektrike (\$/kWh) dhe kostot vjetore (\$).

Gjithashtu, analiza ekonomike mund të kryhet përmes Vlerës së Tanishme Neto (NPV) [155]. Ajo mund të përcaktohet nga Ekuacioni (4.17):

$$PV = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+d)^n} \quad (4.17)$$

ku: F_n është fluksi neto i parave të gatshme në vitin n , N është periudha kohore dhe d është norma vjetore e skontos.

Nëse $NPV > 0$, kjo do të thotë që pas periudhës së analizës, të ardhurat (fluksi hyrës i parave të gatshme) tejkalojnë koston, gjë që tregon se projekti është tërheqës. Në veçanti, kur NPV bëhet zero në fund të periudhës së analizës, mund të matet norma e skontimit. Kjo vlerë përfaqëson Normën e Brendshme të Kthimit (IRR) dhe llogaritet kur Ekuacioni (4.18) barazohet me zero:

$$NPV = \sum_{n=0}^N \frac{F_n}{(1+IRR)^n} = 0 \quad (4.18)$$

Në përgjithësi, sa më i lartë të jetë IRR, projekti pranohet më lehtë.

Së fundmi, Periudha e Vetëshlyerjes [156] mat sasinë e kohës së nevojshme për të rikuperuar koston e një investimi fillestar. Mund të shprehet nëpërmjet Ekuacionit (4.19):

$$\text{Periudha e Vetëshlyerjes} = \text{Investimi Fillestar} / \text{Fluksi i Parave në Vit.} \quad (4.19)$$

4.2.2 Studimi i sistemeve FV për vetëkonsum (me fuqi deri në 500 kWp)

Sistemet FV për vetëkonsum, janë sisteme të vogla të cilat kanë për qëllim mbulimin e ngarkesës në të cilën është lidhur. Këto mund të furnizojnë ngarkesa urbane, rurale, industriale, të nevojave vetjake të HEC-eve, të stacioneve të karikimit të automjeteve elektrike etj. Për këtë qëllim, më poshtë analizohen skenarë të ndryshëm të instalimit të sistemeve FV për vetëkonsum.

4.2.2.1 Një analizë tekniko-ekonomike e një sistemi FV për vetëkonsum e instaluar në tarracën e godinës së Universitetit Politeknik të Tiranës

Në këtë seksion, paraqitet një analizë tekno-ekonomike të një impianti FV prej 168 kWp të instaluar në çatinë e Universitetit Politeknik të Tiranës, Shqipëri. Qëllimi është të përcaktohet projektimi dhe dimensionimi optimal i sistemit FV për vetëkonsum, duke marrë parasysh koston e energjisë, prodhimin e energjisë FV dhe po ashtu legjislacionin. Për më tepër, deri në vitin 2023 bilanci i energjisë për vetëprodhuesit e energjisë ka qenë me bazë mujore. Pas këtij viti, bilanci ndryshoi në atë me bazë vjetore. Për këtë qëllim, më poshtë do të analizohet impakti ekonomik që ka pasur ndryshimi i mënyrës së bilancit. Vlen të theksohet se pjesë të këtij studimi janë të publikuara në referencën [77].

4.2.2.1 (a) Metodologjia e përdorur

Figura 4.1 ilustron metodologjinë e përdorur në këtë punim. Qëllimi është të kryhet një analizë tekniko-ekonomike për të vlerësuar fizibilitetin teknik dhe ekonomik të instalimit të moduleve FV, si dhe një analizë mjedisore për t'u siguruar që sigurojmë energji të gjelbër me më pak ndotje.

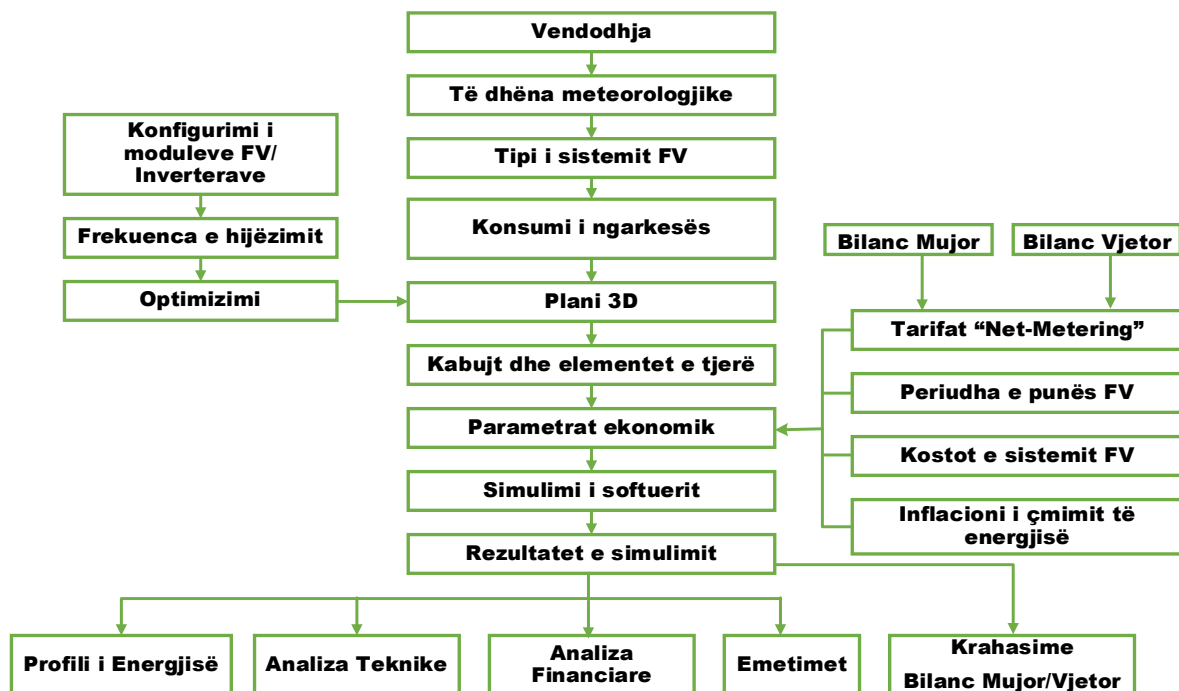


Figura 4.1 Hapat e ndjekur gjatë studimit

Është e rëndësishme të mbahet mend se një sistem FV duhet të përmbushë kërkesat teknike dhe ato optimale nga ana e kostos. Në veçanti, përzgjedhja e moduleve FV dhe inverterit luan një rol të rëndësishëm në përcaktimin e kostos fillestare të investimit dhe cilësisë së sistemit.

Në këtë kontekst, është përdorur një sistem FV i lidhur me rrjetin (shih Figurën 4.2 në 3D) dhe zgjedhim që moduli të jetë monokristalin me 340 Wp, me një rendiment prej 16.72%. Inverteri

është zgjedhur i tipit Fronius Symo 15.0- 3/220 V, me një fuqi prej 15 kW dhe një rendiment prej 98%. Pasi të kemi zgjedhur konfigurimin për sipërfaqen e parë të moduleve, e përsërisim veprimin për të gjitha sipërfaqet.



Figura 4.2 Instalimi i moduleve FV në tarracën e UPT

Të gjitha rezultatet e simulimit në këtë seksion janë marrë duke përdorur programin PV*SOL 2021 [137]. Të dhënat kryesore të zgjedhura në të jepen në Tabelën 4.1. Në veçanti, është përdorur një çmim njësie FV prej 883 \$/kWp, bazuar tek agjencia IRENA [157].

Tabela 4.1 Të dhënat e përdorura në PVSOL

Të dhënat	Vlera	Njësia
Rrezatimi diellor vjetor	1566	kWh/m ²
Temperatura mesatare vjetore	16.5	°C
Hapi kohor për simulimin	1	Orë
Kostoja e prodhimit të energjisë	0.06	\$/kWh
Konsumi vjetor	333270	kWh
Sipërfaqja totale e tarracës	3283	m ²
Norma e inflacionit	2	%/vit
Afati i shërbimit	25	vite
Kosto për njësi e sistemit FV	883	\$/kWp

Për më tepër, Figura 4.3 tregon konsumin mujor në ndërtesën UPT për vitin 2021. Nëse nuk përcaktohet ndryshe, analiza kryhet duke supozuar një skemë mujore kompensimi neto të matjes.

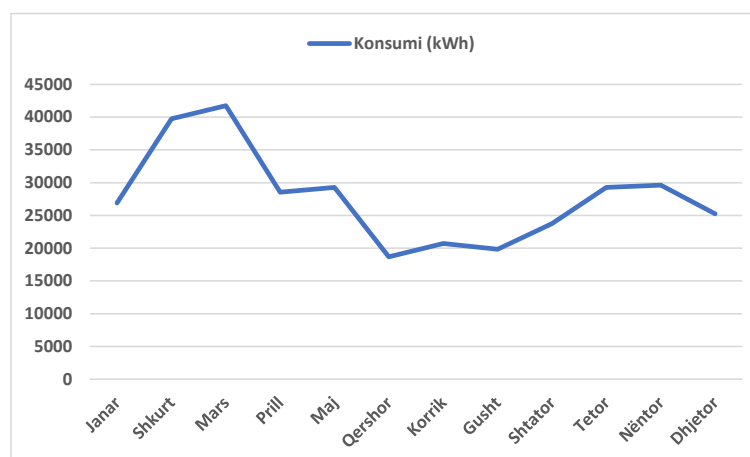


Figura 4.3 Konsumi mujor i energjisë në godinën UPT

4.2.2.1 (b) Analiza teknike

Projektimi dhe dimensionimi optimal i sistemit FV (p.sh., lidhja optimale e komponentëve me rrjetin) tregohet në Fig. 6. Konkretisht, sistemi FV në rrjet me një fuqi totale prej 168 kWp përbëhet nga 494 module FV (me një sipërfaqe prej 1019 m²), kablllo AC dhe DC, 11 inverter dhe një matës inteligjent.

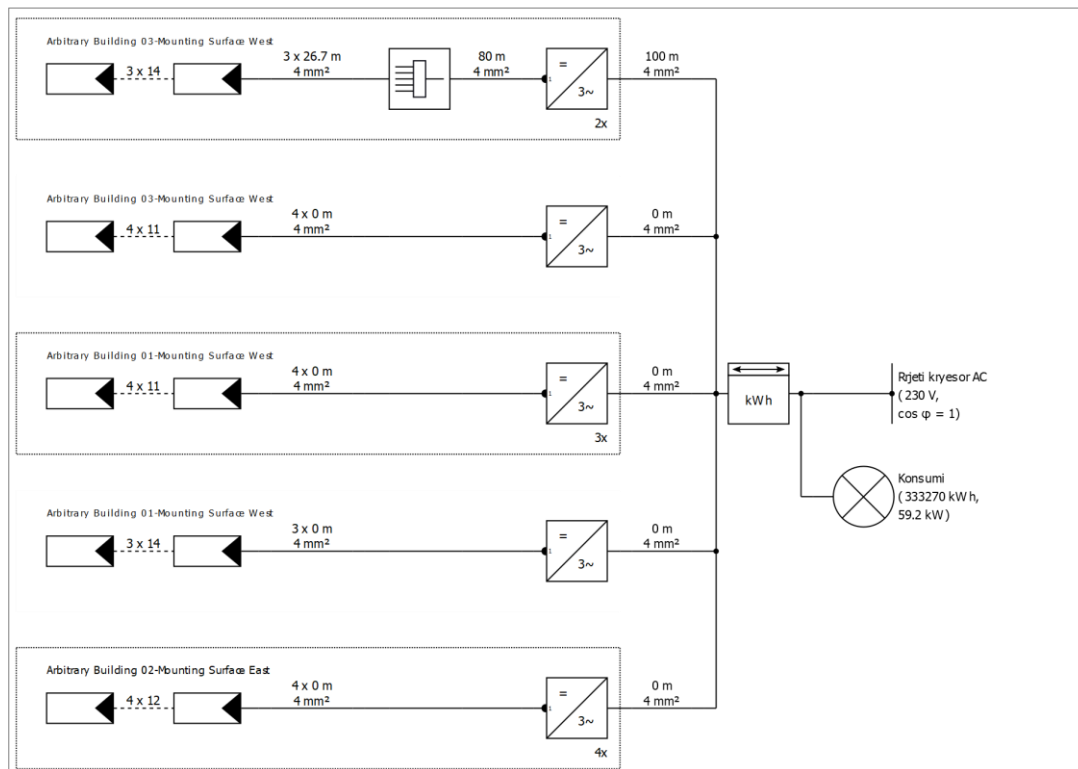


Figura 4.4 Skema e lidhjes së sistemit FV me rrjetin

Tabela 4.2 tregon rezultatet e simulimit të analizës teknike (p.sh., PR). Vini re se supozojmë se bilanci do të bëhet në periudha mujore. Në veçanti, mund të vërejmë se sistemi FV çon në një nivel vetëmjaftueshmërie prej 31.4%. PR i sistemit FV në rrjet është 76.5%. Pasi merren në konsideratë humbjet e shkaktuara nga faktorë të ndryshëm, energjia e gjeneruar nga FV-të (rrjeti AC) është 227,365.46 kWh (me rendiment vjetor 1,352.59 kWh/kWp), e llogaritur si një kursim i vitit të parë prej 37,740.47 \$/vit.

Tabela 4.2 Rezultatet nga simulimet: Analiza teknike

Të dhënat	Vlera	Njësia
Kapaciteti i sistemit FV	168	kWp
Gjenerimi specifik vjetor (Y_a)	1,352.59	kWh/kWp
Reduktimi për shkak të hijëzimit	8.5	%/vit
Gjenerimi nga sistemi FV (AC)	227,365	kWh/vit
Konsumi vetjak i energjisë	104,580	kWh
Reduktimi i CO ₂	136,308	kg/vit
Energjia e marrë nga rrjeti	106,089.5	kWh/vit
Mbulimi diellor	31.4	%

Ky prodhim total vjetor i energjisë nga FV mbulon pjesërisht konsumin e universitetit (104,580 kWh ose 46% të prodhimit total), dhe pjesa tjetër injektohet në rrjet (122,785 kWh). Në kohë rrezatimi diellor të lartë, sasia e energjisë së prodhuar tejkalon nevojën për konsum. Ndërsa kur

nuk ka rrezatim diellor (p.sh., natën) ose kur rrezatimi diellor është në vlera të ulëta (p.sh., në dimër), për të mbuluar pjesën tjetër të konsumit, energjia merret nga rrjeti i shpërndarjes (228,875 kWh). Ndërsa për sa i përket ndikimit mjedisor, shmangen një sasi prej 136,308 kg/vit emetimesh CO₂.

Figura 4.5 paraqet parashikimin për prodhimin mujor të energjisë nga sistemi FV dhe e krahason atë me konsumin mujor të vitit 2021 të ngarkesës së ndërtesës. Siç pritej, prodhimi i energjisë elektrike parashikohet të jetë më i lartë gjatë muajve të verës sesa në dimër.

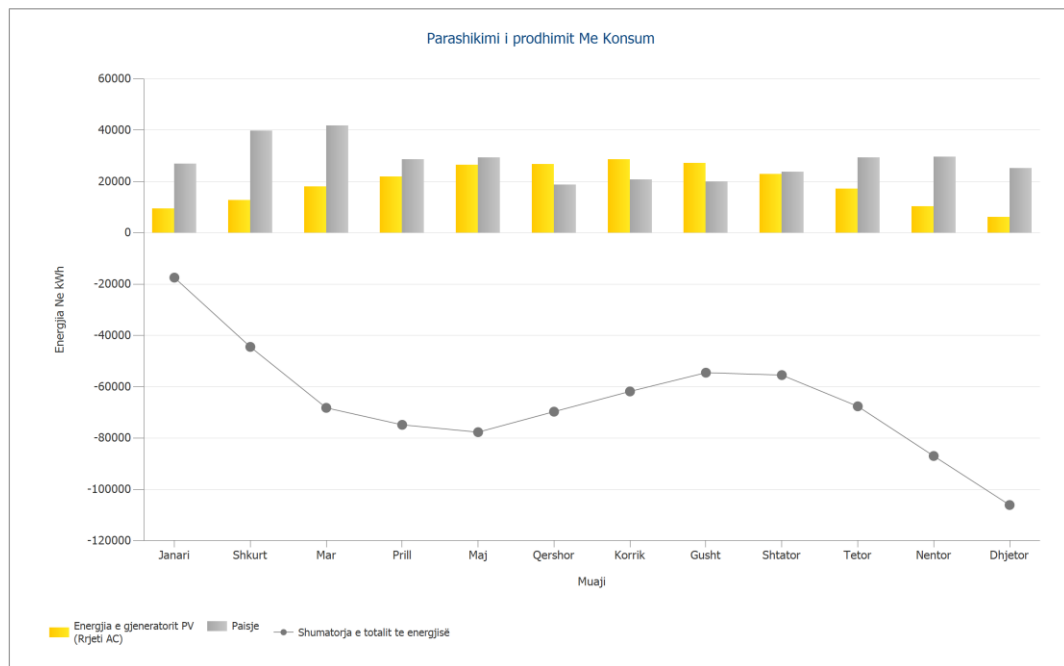


Figura 4.5 Parashikimi i prodhimit krahasuar me konsumin

Edhe pas disa muajsh, prodhimi i energjisë do të tejkalojë nevojën për konsum. Konkretisht për Qershorin, Korrikun dhe Gushtin, tepricat mujore janë 7,987.26, 7,890.09 dhe 7,300.68 kWh. Teprica e energjisë për bilancin mujor do të ishte 23,178.03 kWh. Prodhimi më i rëndësishëm i energjisë do të jetë në korrik (28,620.09 kWh), ndërsa më i ulëti është në dhjetor (6,127.95 kWh). Nëse bëjmë një bilanc vjetor midis kërkesës për konsum dhe prodhimit të energjisë nga sistemi FV, ai rezulton në një vlerë prej 106,089.46 kWh.

4.2.2.1 (c) Analiza financiare

Tabela 4.3 tregon rezultatet kryesore të simulimit për analizën financiare. Mund të shihet se kostoja totale e investimit është 148,308.68 \$. Ky investim është llogaritur të shlyhet në 3.9 vjet. Një periudhë e tillë shlyerjeje është dukshëm më e ulët krahasuar me, për shembull, hidrocentralet (rreth 7 vjet) [64].

Tabela 4.3 Rezultatet nga simulimet: Analiza financiare

Të dhënat	Vlera	Njësia
Kostot totale të investimit	148,308.68	\$
Kthimi i aseteve	30.19	%
Periudha e vetëshlyerjes	3.9	vite
Kosto specifike e gjenerimit	0.03	\$/kWh

Ndërsa kostot e prodhimit të energjisë elektrike rezultojnë në 0.03 \$/kWh, një shifër rreth gjashtë herë më e vogël se çmimi i energjisë elektrike të paguar për energjinë e marrë nga rrjeti i

shpërndarjes (0.185 \$/kWh, i miratuar nga ERE). Kur bëhet fjalë për kthimin e aseteve, vlera e tij është 30.19%. Ndërkohë, Figura 4.6 Krahasimi i kostove të energjisë midis skenarëve (pa/me sistem FV) paraqet uljen e koston së energjisë nga instalimi i një sistemi FV. Efekti i instalimit të sistemit FV në faturat mujore të energjisë elektrike është i dukshëm. Siç u tha më sipër, në muajt e verës, prodhimi tejkalon konsumin. Pra, në këto tre muajt, fatura mujore e energjisë do të ishte 0.

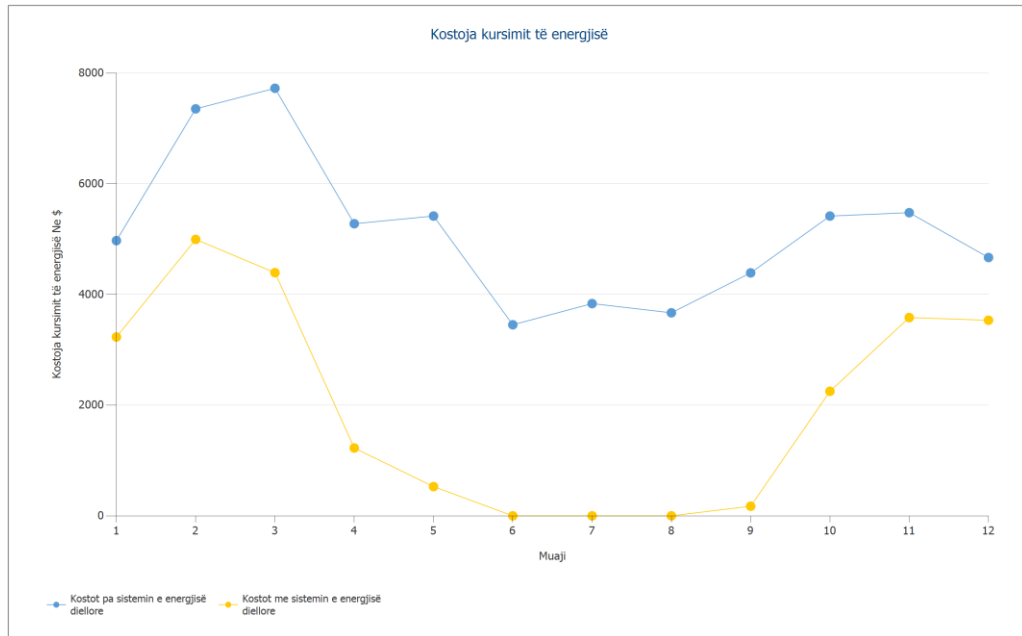


Figura 4.6 Krahasimi i kostove të energjisë midis skenarëve (pa/me sistem FV)

Një pasqyrë më e saktë e analizës ekonomike është dhënë në Figurën 4.7. Siç mund të shihet, në vitin e 4-të, bilanci është pozitiv, pasi investimi do të ishte shlyer. Me kalimin e viteve, vlerat pozitive të fitimit do të rriten edhe më shumë, deri në vitin e kaluar në 953,558.31 \$.

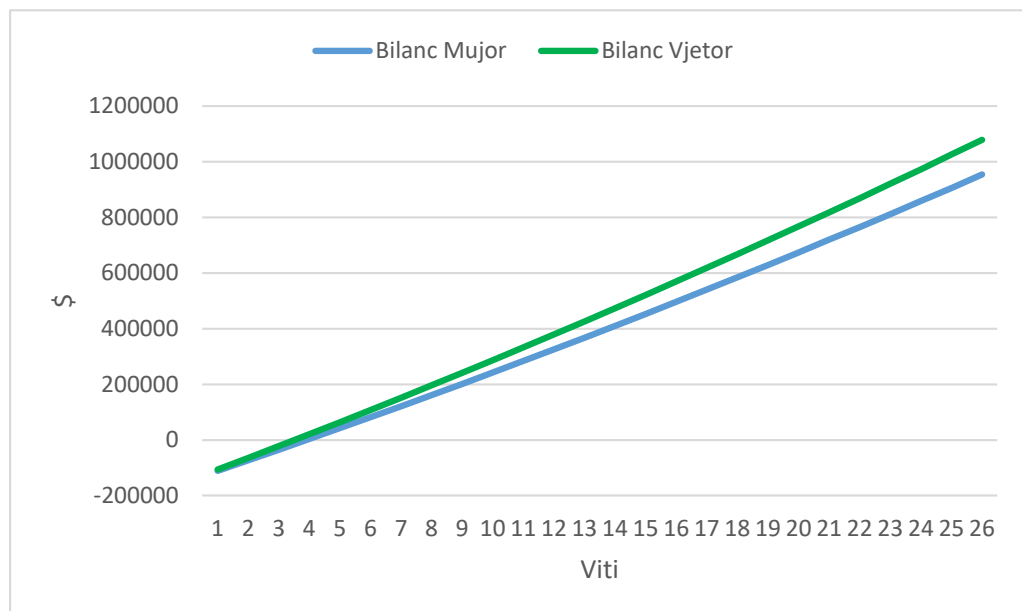


Figura 4.7 Krahasimi i fluksit të rrjedhjes së parave midis Bilancit Mujor dhe Bilancit Vjetor

4.2.2.1 (d) Kompensimi vjetor kundrejt atij mujor për sistemin FV

Në këtë seksion, ne kryejmë një krahasim midis skemave të kompensimit mujor dhe vjetor. Rezultatet tregohen në Figurën 4.7 dhe në Tabelën 4.4.

Tabela 4.4 Rezultatet nga simulimet: Krahasimi ndërmjet bilancit mujor dhe atij vjetor

Të dhënat	Mujor	Vjetor	Njësia
Kthimi i aseteve	27.7	30.19	%
Të ardhura ose kursime	37,740.5	42,028.4	\$/vit
Bilanci i parave	953,558.31	1,078,748.42	\$
Periudha e vetëshlyerjes	3.9	3.5	vite

Në rastin e bilancit mujor, energjia e tepërt prej 23,178.03 kWh për tre muajt e verës do të injektohej në rrjetin e shpërndarjes pa kompensim. Megjithatë, nëse bilanci do të bëhej vjetor, kjo tepërcë energjie mund të përdoret në muajt e tjerë për të mbuluar konsumin. Në fund të vitit, do të kishte një fitim prej 4,289.93 \$ për shkak të uljes së faturave mujore. Gjithashtu, periudha e shlyerjes së investimit zvogëlohet nga 3.9 vjet (në rastin e bilancit mujor) në 3.5 vjet (në rastin e bilancit vjetor).

Përfundimisht, kjo analizë është e vlefshme për përmirësimin e legjislacionit dhe për industrinë FV në Shqipëri, pasi kontribuon, për shembull, në kuptimin e zbatimit të skemave të ndryshme të kompensimit dhe ndikimin e tyre te investitorët. Kjo është thelbësore duke pasur parasysh që tregu FV në Shqipëri është akoma në hapat e tij të parë.

4.2.2.2 Integrimi i një sistemi FV lundrues (FPV) për vetëkonsum, me një HEC

Më poshtë paraqitet një studim tekniko-ekonomik-mjedisor për të analizuar një sistem FPV 500kWp të instaluar në rezervuarin e HEC-eve të Ashtës për vetëkonsum. Kjo analizë është bërë përmes programit PVSOL bazuar në të dhëna reale të konsumit për nevojat vetjake të këtij HEC-i, si dhe duke konsideruar kuadrin rregullator në Shqipëri. Analiza është e vlefshme për studime të mëtejshme në Shqipëri (ose edhe në rajonin e Ballkanit), në ndihmë të studiuesve shkencorë dhe sistemeve FV lundruese (FPV-ve), duke pasur parasysh se tregu i FPV-ve është ende në fazat e hershme. Më tej, ky punim diskuton ndërtimin e sistemeve FPV dhe avantazhet e tyre, si dhe krahasime të ndryshme. Një analizë më e detajuar e këtij studimi është publikuar në referencën [40].

4.2.2.2 (a) Metodologjia e përdorur

Metodologjia e përdorur në këtë punim shihet në Figurën 4.8. Qëllimi i kësaj metodologjie është të përcaktojë parametrat optimal bazuar në llogaritjet tekniko-ekonomik-mjedisor të një sistemi FPV (i montuar mbi ujë), si dhe krahasimi i tij me atë GPV (i montuar në tokë).

Simulimi i sistemit FV lundrues në rezervuarin Ashta 1 u krye në programin PVSOL 2021, për të përcaktuar projektimin dhe konfigurimin optimal të tij. Për më tepër, të dhënat e rrezatimit diellor dhe kushtet e tjera meteorologjike [158], bazohen në MeteoNorm [159], që është një kompani zvicerane. Pasi zgjidhet pozicioni i sakte gjeografik, programi PVSOL zgjedh automatikisht të dhënat meteorologjike. Ndërkohë, pasi futen në program të dhënat teknike, ekonomike dhe mjedisore, në fund mund të nxirren rezultatet nëpërmjet simulimit.

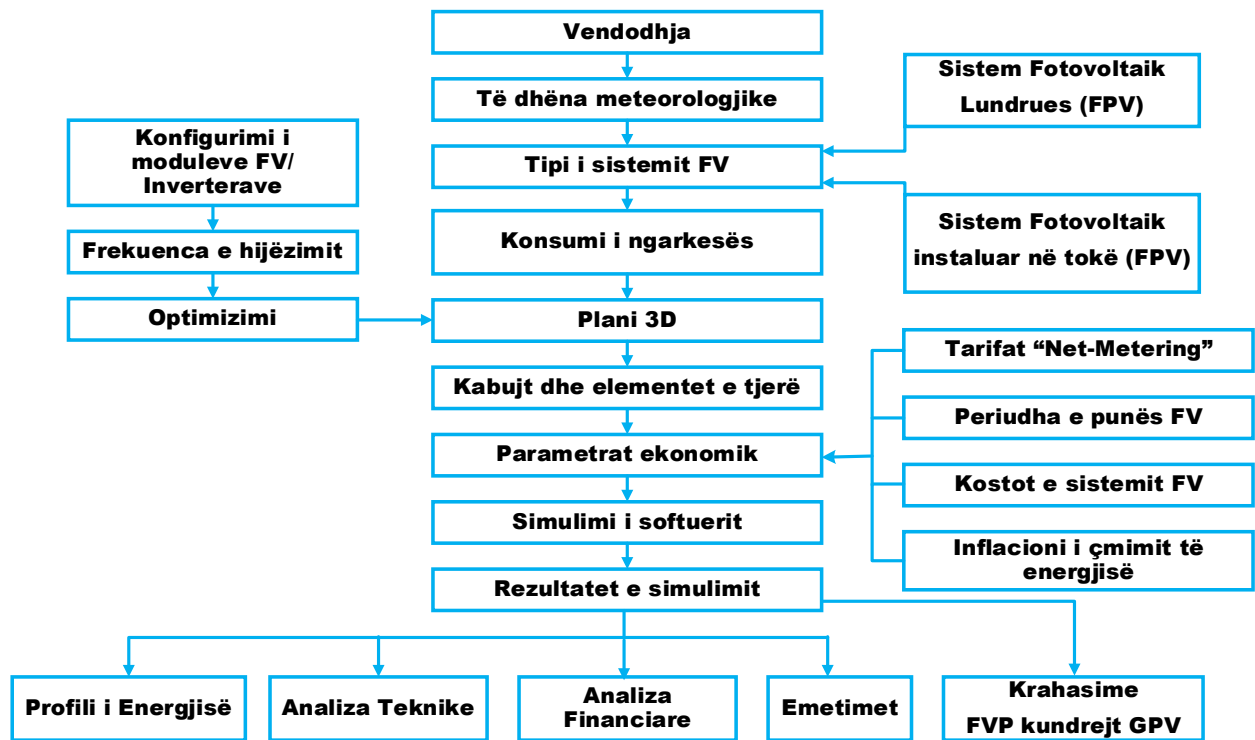


Figura 4.8 Diagrama e hapave të ndjekur për studimin e sistemeve FV lundruese dhe të instaluar në tokë

4.2.2.2 (b) Pozicioni gjeografik për rastin e studimit

Zona ku është planifikuar të instalohet sistemi FPV është në rezervuarin e HEC Ashta 1 të paraqitur në Figurën 4.9. Ai ka një kapacitet uji prej rreth 6 000 000 m³ dhe një sipërfaqe prej 189 hektar. Përveç HEC Ashta 1, në distancë 5 km, ndodhet HEC Ashta 2. Kapaciteti i kombinuar i të dy impiantit (Ashta 1 dhe Ashta 2) është 53 MW dhe prodhon afërsisht 240 milionë kilovat-orë energji elektrike [160].



Figura 4.9 Pozicioni gjeografik i instalimit të sistemit FPV

Për më tepër, kjo zonë shtrihet brenda zonës klimatike mesdhetare. Klima të tilla zakonisht kanë verë të nxehtë dhe të thatë dhe dimër të butë dhe të lagësht. Kushtet klimatike ndikojnë në performancën e FPV-së dhe duhet të merren në konsideratë (shih Ekuacionin (4.6)). Në këtë

kontekst, Figura 4.10 tregon temperaturën e ajrit dhe rrezatimin diellor për vendndodhjen e sistemit FPV.

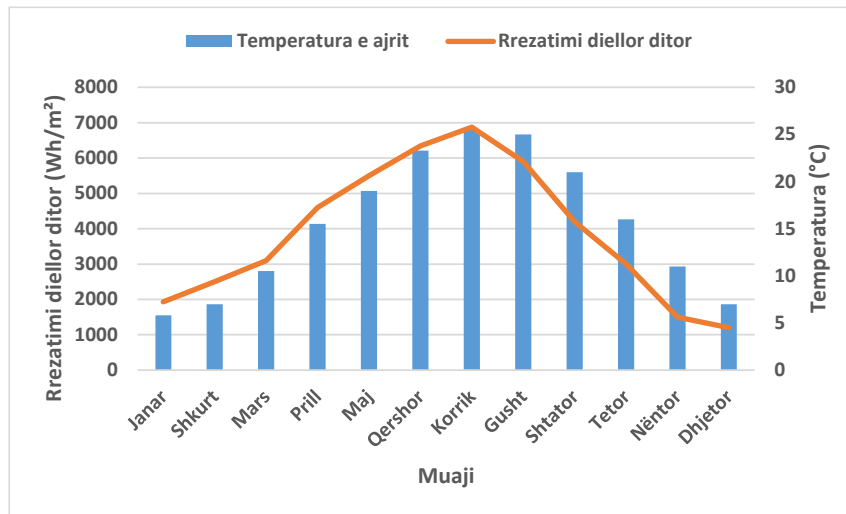


Figura 4.10 Temperatura e ajrit dhe rrezatimi për pozicionin gjeografik të zgjedhur

Përveç kësaj, shpejtësia mesatare vjetore e erës në këtë zonë është 2.5 m/s. Në janar, shpejtësia e erës arrin 3.3 m/s, ndërsa në korrik 2.1 m/s. Konkretisht, gjatë muajit janar, erërat që fryjnë nga veriu kanë një probabilitet prej 23%, ndërsa ato që fryjnë nga verilindja një probabilitet prej 13% [161].

Për këto kushte atmosferike, sistemi FPV 500kWp është parashikuar të instalohet në rezervuarin e HEC Ashta 1 për të mbuluar konsumin vetjak. Ky konsum ndodh në të gjithë pjesën e ndërtesës së shërbimit dhe godinave të në HEC-et e Ashtës (Ashta 1 dhe 2), ku janë instaluar pajisje për shërbime, ftohje dhe ventilim të llojeve të ndryshme. Në këtë kontekst, kjo analizë do të bëhet duke marrë parasysh të dhënat reale (shih Figurën 4.11) të konsumit të energjisë HEC-eve (1,115 MWh), si dhe prodhimin e energjisë (236,275 MWh) [39]. Nëse ky konsum do të mbulohej nga sistemi FPV, atëherë hidrocentrali do të rriste sasinë e energjisë së shitur, sipas marrëveshjes 15-vjeçare me Operatorin e Sistemit të Shpërndarjes në Shqipëri me një çmim prej 8,500 lekë/MWh (afërsisht 85 dollarë/MWh).

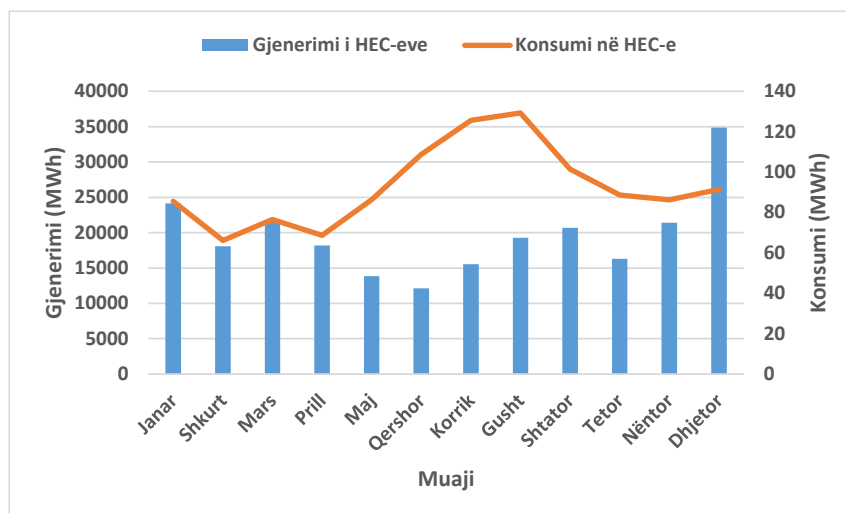


Figura 4.11 Gjenerimi dhe konsumi total i HE-eve Ashta 1&2

Prandaj, janë është përdorur PVSOL për të modeluar sistemin FPV për të përcaktuar projektimin dhe dimensionimin optimal të tij, i cili pritët të funksionojë për 25 vjet. Në veçanti, është përdorur një sistem FV i lidhur me rrjetin (me skemë kompensimi vjetor) dhe u zgjodh tipi i modulit SPR-MAX3-425, dhe lloji i inverterit FRONIUS ECO 25.0, si dhe struktura sipërfaqësore lundruese. Këndi optimal i pjerrësisë së panelit dhe orientimi i tyre janë vendosur përkatësisht në $\beta=11^{\circ}$ [162] dhe Jugperëndim 215° . Në të njëjtën mënyrë, për analizën ekonomike, Kostot Specifike të Investimit, Kostoja e Operimit dhe Mirëmbajtjes (O&M) dhe shkalla e inflacionit për çmimin e energjisë janë vendosur përkatësisht në 730 \$/kWp, 11 \$/kWp, 2%/Vit [162]. Për më tepër, janë analizuar: prodhimi i sistemit, rendimenti specifik vjetor, raporti i performancës, reduktimet e emetimeve të karbonit dhe parametra të tjerë të ngjashëm.

4.2.2.2 (c) Analiza teknike

Duke përdorur optimizimin e softuerit, si dhe të gjithë parametrat e diskutuar në seksionin më sipër, sistemi FPV 500.65 kWp përbëhet nga 1178 module FV (me një sipërfaqe prej 2,232.7 m²), 17 invertera, kablo AC dhe DC dhe një matës inteligjent. Tabela 4.5 tregon rezultatet e simulimit të parametrave teknik të sistemit FPV (p.sh., Gjenerimi Specifik Vjetor).

Tabela 4.5 Rezultatet teknike të sistemit FV lundrues

Të dhënat	Vlera	Njësia
Gjenerimi nga sistemi FPV (AC)	796,915	kWh/vit
Përdorimi direkt	433,737	kWh/vit
Furnizimi i rrjetit	363,178	kWh/vit
Vetëkonsumi	54.4	%
Mbulimi diellor	38.9	%
Gjenerimi specifik vjetor	1,591.46	kWh/kWp
Raporti i Performancës (PR)	92.2	%
Reduktimi për shkak të hijëzimit	0.7	%/vit
Reduktimi i CO ₂	478,059	kg/vit

Përveç këtyre, përcaktimi optimal i këndit të pjerrësisë së modulit ndikon në vlerën e rrezatimit. Për shembull, Figura 4.12 tregon se ky rrezatim do të rritet nga 1634.6 kWh/m²/Vit në 1725.8 kWh/m²/Vit, nëse këndi i pjerrësisë vendoset në 11° (krahasuar me planin horizontal). Për më tepër, duket se ky ndikim është më i madh në muajt e dimrit, sepse dielli rrezaton në një kënd më të ulët.

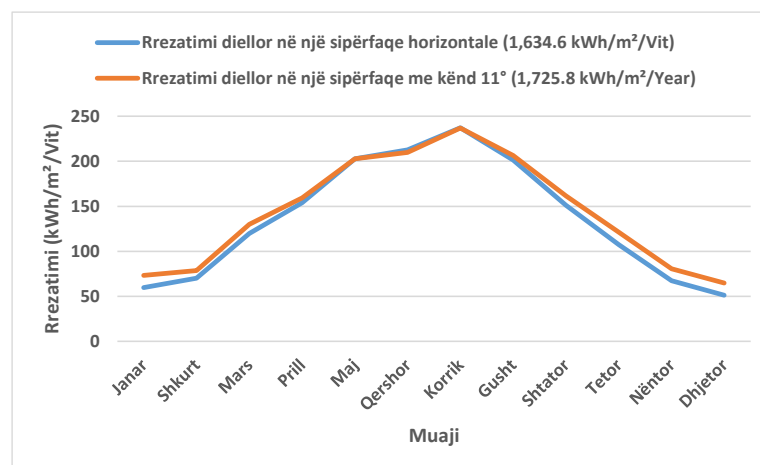


Figura 4.12 Rrezatimi mbi sipërfaqet horizontale dhe të pjerrëta (11°)

Nga ana tjetër, për shkak të orëve më të shumta me diell dhe rrezatimit më të lartë diellor, gjenerimi më i lartë i energjisë do të jetë në Korrik (107 MWh), ndërsa më i ulëti është në Dhjetor (31 MWh), siç tregohet në Figurën 4.13. Ndërsa krahasojmë gjenerimin e sistemit FPV me vetëkonsumin e HEC-eve, për Prillin dhe Majin rezulton një tepriceë energjie.

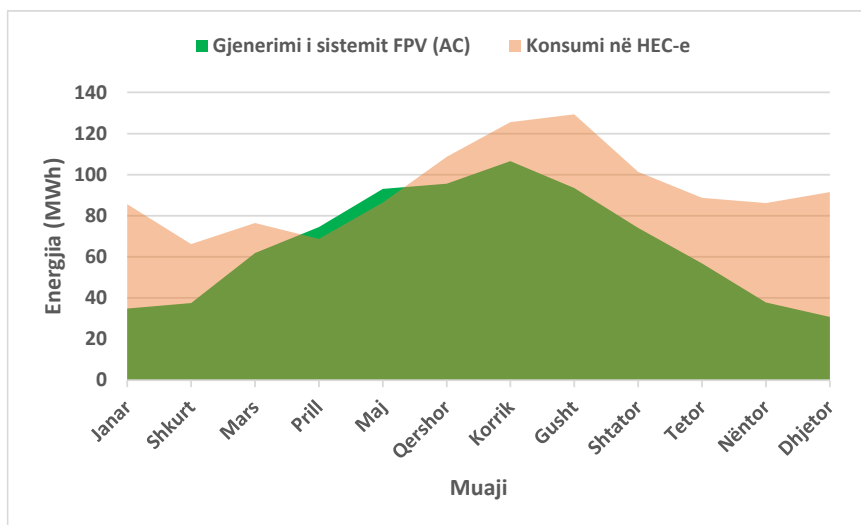


Figura 4.13 Gjenerimi mujor i energjisë nga FPV kundrejt konsumit të HEC-eve

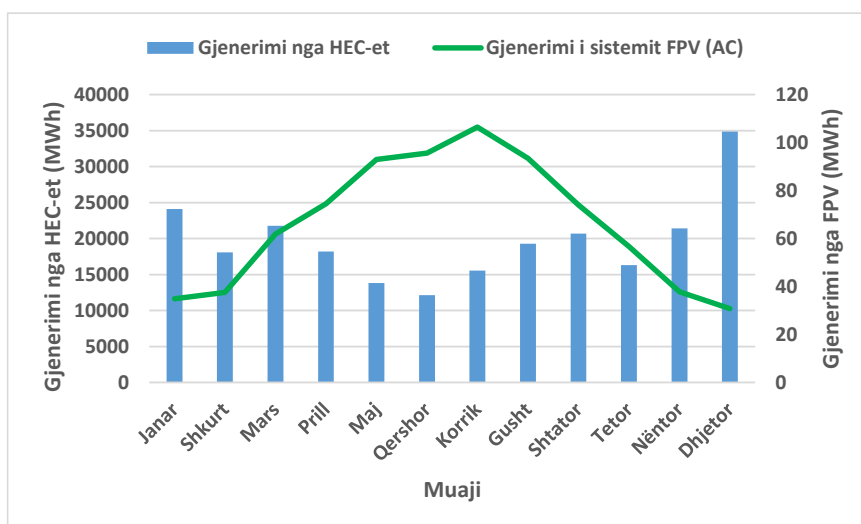


Figura 4.14 Gjenerimi mujor i energjisë: HEC-et kundrejt FPV-së

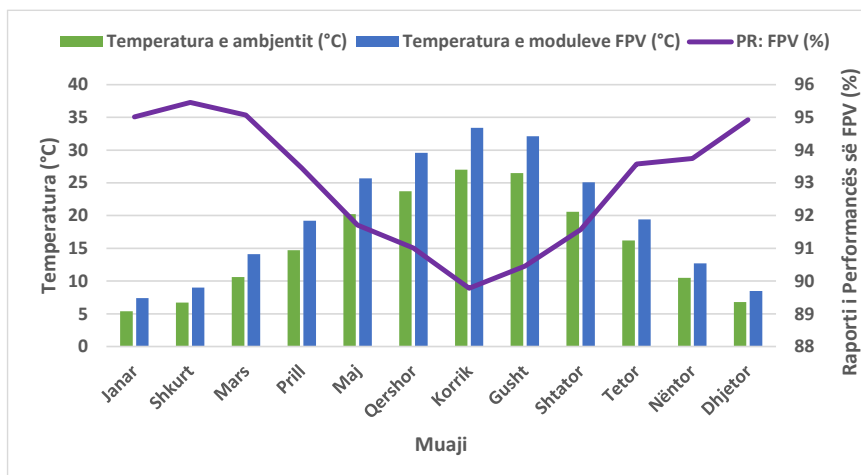


Figura 4.15 Ndikimi i temperaturës në raportin e performancës së FPV

Për më tepër, kombinimi i FPV-së me HEC-in duket të jetë një zgjidhje e shkëlqyer (shih Figurën 4.14). Ndërsa në muajt e verës HEC-et prodhojnë më pak energji, sistemet FPV-të do të prodhojnë më shumë. Në këtë mënyrë, mund të përcaktohet si metoda më e mirë e kombinimit të tyre.

Përveç kësaj, Figura 4.15 tregon ndikimin e temperaturës në performancën e FPV-së. Në veçanti, dallohet se FPV performon më dobët kur temperatura është më e lartë. Për këtë arsye, ftohja e moduleve për shkak të sipërfaqes ujore, do të ndikonte në rritjen e kësaj performance.

4.2.2.2 (d) Analiza financiare

Tabela 4.6 paraqet rezultatet kryesore të simulimit për analizën financiare. Mund të shihet se kostoja totale e investimit është 365,474.50 \$. Ky investim është llogaritur të shlyhet në 6.4 vjet. Për më tepër, krahasuar me HEC-et (rreth 7 vite [163]), kjo periudhë shlyerjeje duket të jetë më e ulët.

Nga ana tjetër, kostoja e prodhimit të energjisë elektrike rezulton në 0.03 \$/kWh. Kjo vlerë është dukshëm më e ulët nëse marrim parasysh çmimin e energjisë së kontraktuar të HEC-eve (0.085 \$/kWh). Në këtë kontekst, pas instalimit të FPV-së, më shumë energji do të tregtohet me atë çmim.

Tabela 4.6 Parametrat kryesorë financiarë

Të dhënat	Vlera	Njësia
Kostot totale të investimit	365,474.50	\$
Kthimi i aseteve	16.91	%
Kthimi i investimit	6.4	vite
Kosto specifike e gjenerimit	0.03	\$/kWh

Përveç kësaj, Figura 4.16 tregon fluksin e parasë të FPV-së. Siç mund të shihet, në vitin e 7-të, bilanci është pozitiv, pasi investimi do të ishte shlyer. Në fund të periudhës së operimit, fitimi do të jetë 1,300,182 \$.

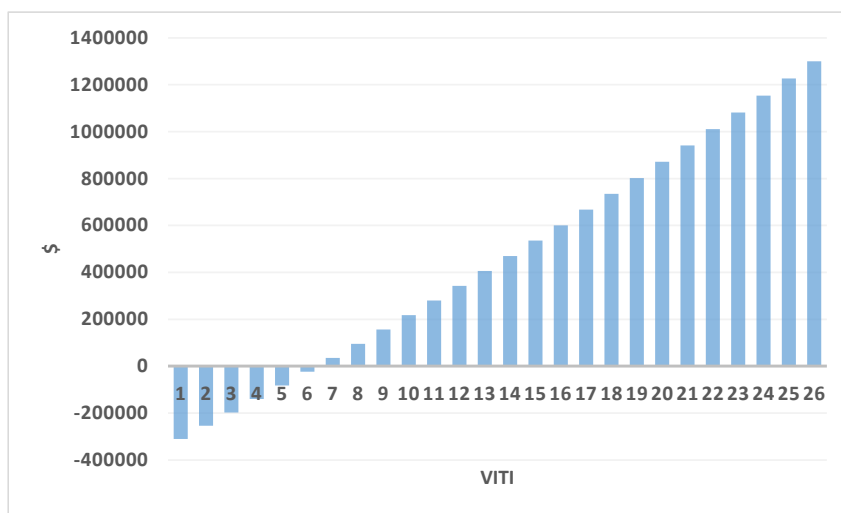


Figura 4.16 Fluksi i parasë për sistemin FPV

4.2.2.2 (e) Krahasime: sistemi FV lundruar kundrejt sistemit FV në tokë

Simulohet gjithashtu sistemi FV me të njëjtën madhësi, por në këtë rast, i montuar në tokë. Të gjithë parametrat tekniko-ekonomikë të të dhënave janë mbajtur të pandryshuar, përveç Kostove Specifike të Investimit të vendosura në vlerën 620,00 \$/kWp [162]. Ndërsa kostoja e tokës nuk është marrë në konsideratë. Në veçanti, kostoja e tokës varet nga vendndodhja e vendit.

Tabela 4.7 Rezultatet kryesore të rezultateve për dy llojet e sistemeve FV

Të dhënat	Lundrues (FPV)	Në tokë (GPV)
Kapaciteti	500.7 kWp	500.7 kWp
Gjenerimi specifik vjetor	1,591.46 kWh/kWp	1,587.06 kWh/kWp
Raporti i Performancës (PR)	92.20%	92.00%
Reduktimi për shkak të hijezimit	0.7 %/Vit	0.7 %/Vit
Gjenerimi nga sistemi FPV (AC)	796,915 kWh/Vit	794,713 kWh/Vit
Reduktimi i CO ₂	478,059 kg / Vit	476,738 kg / Vit
Konsumi i ngarkesës	1,114,800 kWh/Vit	1,114,800 kWh/Vit
Energjia nga rrjeti	318,035.7 kWh	320,237.1 kWh
Mbulimi diellor	71.50%	71.30%
Kostot specifike të investimit	730.00 \$/kWp	620.00 \$/kWp
Periudha e vetëshlyerjes	6.3 Vite	5.5 Vite (pa koston e truallit)

Në këtë kontekst, Tabela 4.7 tregon rezultatet kryesore të rezultateve për dy llojet e sistemeve FV. Duke krahasuar këto rezultate, arrijmë në përfundimin se një sistem FPV është më efikas se një sistem GPV (për të njëjtat kushte). Kjo vjen nga ulja e temperaturës së modulit PV për shkak të ftohjes nga uji. Për më tepër, ndryshimi në performancën e tyre tregohet në Figurën 4.17.

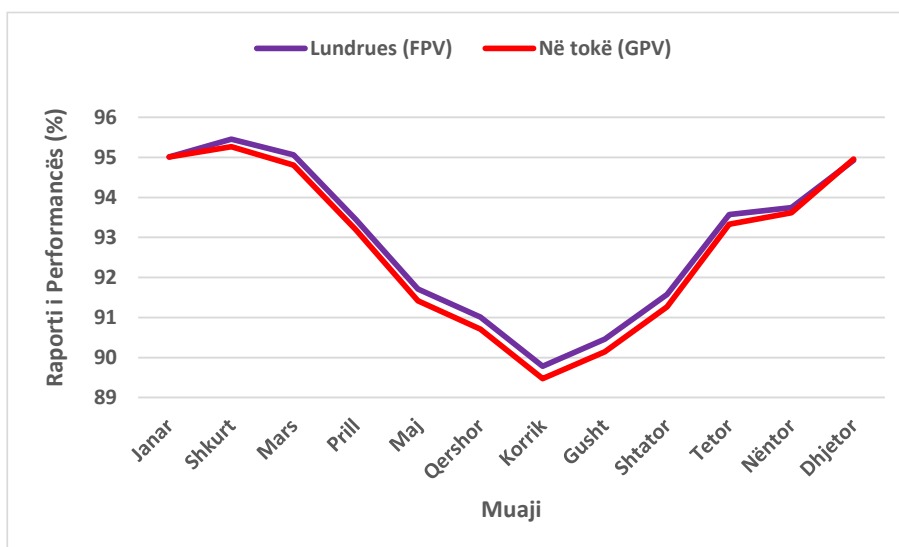


Figura 4.17 Krahasoni i Raportit të Performancës së sistemit FPV kundrejt atij GPV

Përfundimisht, kombinimi i FPV-së me HEC-in duket të jetë një zgjidhje e shkëlqyer. Ndërsa në muajt e verës HEC-et prodhojnë më pak energji, FPV-të do të prodhojnë më shumë. Për më tepër, krahasuar me HEC-et, periudha e shlyerjes së FPV-së duket të jetë më e ulët (6.4 vjet). Nga ana tjetër, arrijmë në përfundimin se një sistem FPV është më efikas se një sistem GPV (për të njëjtat kushte).

4.2.2.3 Integrimi i një sistemi FV për vetëkonsum, me një stacion karikimi automjeteve elektrike

Studimi i shqyrtuar analizon ndërtimin e një impianti FV mbi një stendë parkimi dhe lidhjen e tij me një stacion karikimi automjeteve elektrike (EV). Energjia e prodhuar nga impianti shkon për furnizimin me energji elektrike të një konsumatori familjar dhe gjithashtu për një karikues automjeteve elektrike.

Nga ana tjetër, energjia e prodhuar nga FV varet drejtpërdrejt nga këndi i vendosjes së tyre. Për këtë arsye, është kryer një krahasim për 2 kënde të ndryshme të pjerrësisë (5^0 dhe 7^0). Në rastin e dytë rezulton një ulje në kthimin e investimit, me një vit. Një analizë më e hollësishme e këtij studimi, gjendet e publikuar në referencën [47].

4.2.2.3 (a) Metodologjia e përdorur

Për modelimin dhe simulimin e sistemit FV të lidhur me një stacion karikimi automjeteve elektrike është përdorur softi PVSOL* 2021 [137]. Ndërsa për ndërtimin e strukturës mbajtëse është përdorur softi Sketchup, i cili integrohet lehtësisht në softin PVSOL. Përveç karikimit të automjeteve elektrike, një pjesë e energjisë së prodhuar shkon edhe për furnizimin me energji elektrike të konsumatorit. Për më tepër një bllok-skemë mbi hapat e ndjekura për analizën e këtij sistemi FV tregohet në Figurën 4.18.

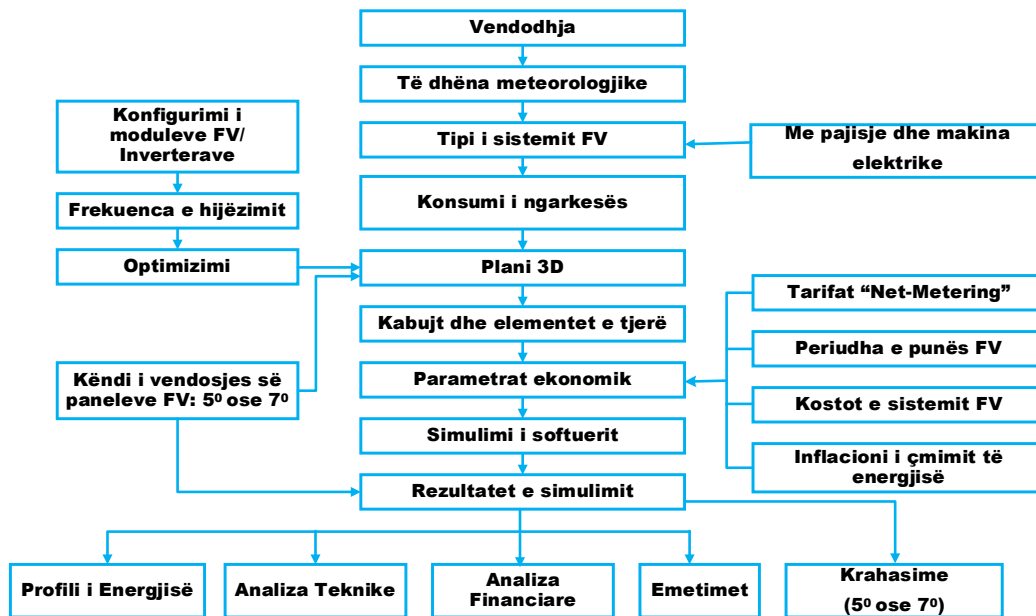


Figura 4.18 Bllok-skema e përdorur në analizën e integritetit të sistemit FV me një stacion karikimi makinash elektrike

4.2.2.3 (b) Modelimi i makinave elektrike

Makinat elektrike, ndryshe nga makinat me motor me djegie të brendshme, përdorin një motor elektrik, i cili furnizohet nga bateritë e karikueshme. Lloji i baterisë, lloji i motorit tërheqës dhe dizajni i kontrolluesit të motorit ndryshojnë sipas madhësisë, fuqisë dhe aplikimit të propozuar.

Komponentët e një automjeti elektrik janë: Motori elektrik, paketa e baterive, bateritë ndihmëse, Porta e karikimit, konvertuesi DC/AC, njësia e kontrollit, sistemi i ftohjes dhe transmisioni. Një stacion karikimi është një pjesë e pajisjes që furnizon me energji elektrike automjeteve elektrike. Megjithatë bateritë mund të karikohen vetëm me energji elektrike me rrymë të drejtpërdrejtë (DC), shumica e automjeteve elektrike kanë një konvertues të rrymës alternative (AC) në DC në bord që i lejon ato të futen në një prizë standarde elektrike shtëpiake AC.

4.2.2.3 (c) Të dhëna vendndodhjes së sistemit FV

Impianti FV do të pozicionohet në qytetin e Tiranës. Kjo vendndodhje përfshihet në zonën klimaterike Mesdhetare, me dimër të butë dhe të lagësht dhe verë të nxehtë dhe të thatë. Kushtet klimaterike ndikojnë në performancën e sistemit. Për më tepër, Figura 4.19 paraqet temperaturën e ajrit dhe rrezatimin diellor për zonën ku do të instalohet sistemi FV.

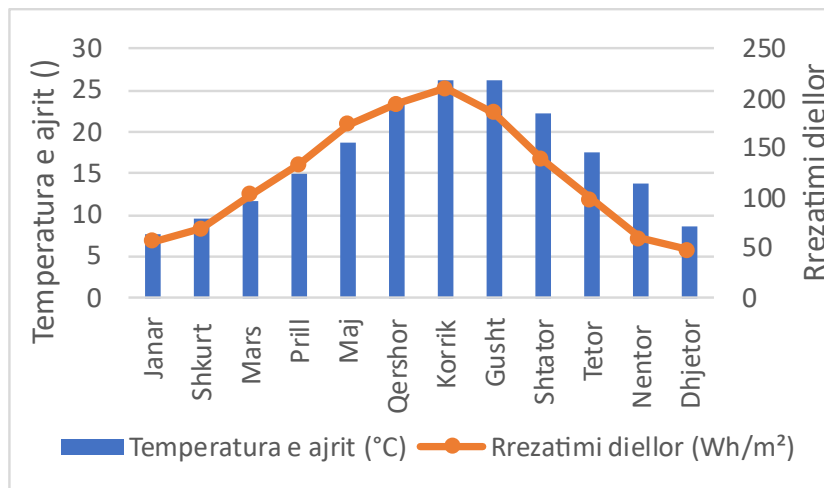


Figura 4.19 Rrezatimi mujor dhe temperatura e ajrit për zonën e Tiranës



Figura 4.20 Struktura ku do montohet sistemi FV

Sistemi FV do të montohet mbi një stendë parkimi, aty ku do të instalohen edhe karikuesit e makinave elektrike (shiko Figurën 4.20).

4.2.2.3 (d) Përzgjedhja e komponentëve

Përzgjedhja e moduleve FV, inverterave dhe automjeteve elektrike për një sistem të lidhur me rrjetin ka një ndikim të konsiderueshëm në aspektet kyçe të performancës dhe efikasitetit të sistemit. Në këtë studim, kemi analizuar një skenar të caktuar të një sistemi të lidhur me rrjetin (paraqitur në Figurën 4.21), duke bërë përzgjedhjen e një moduli FV Silic polikristalin me fuqi të përafërt prej 100Wp dhe një efikasitet të modulit prej 11.1%. Për pjesën tjetër të sistemit, kemi përzgjedhur një inverter të tipit Fronius Primo 12.5-1 / 220V. Ky përzgjedhje është kryer duke pasur parasysh cilësitë dhe aftësitë e këtij inverteri për të siguruar një konvertim efikas të energjisë nga DC në AC dhe për tu përshtatur me kërkesat e këtij sistemi.

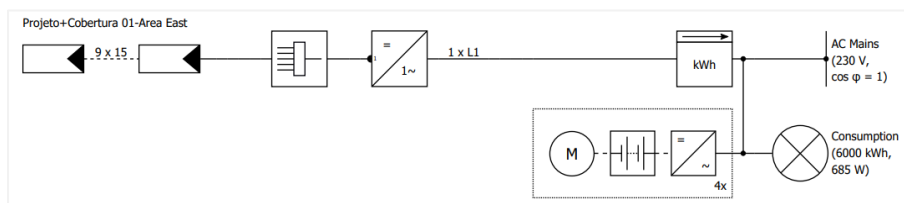


Figura 4.21 Skema funksionale e sistemit

Një aspekt tjetër i rëndësishëm është përzgjedhja e automjeteve elektrike, ku është zgjedhur modeli “Model 3 Maximum Range (AC charging) (v1)” i prodhuar nga Tesla, me një fuqi prej 11 kW dhe planifikuar të jenë katër në numër. Në fund të këtij procesi të përzgjedhjes dhe konfigurimit të

pajisjeve, sistemi i lidhur me rrjetin parashikon një fuqi totale prej 135 kWp. Këto përzgjedhje të kujdesshme dhe analiza e detajuar ndihmojnë në sigurimin e një sistemi të efikas dhe të qëndrueshëm për prodhimin e energjisë elektrike në këtë kontekst specifik.

4.2.2.3 (d) Analiza teknike

Rezultatet janë marrë duke përdorur softin e versionit 2021 PV*SOL. Konsumatori në këtë rast është një familje dhe ka një konsum vjetor energjie prej 6000 kWh dhe ngarkesa pik (maksimale) është 0.7 kW, siç tregohet në Figurën 4.22.

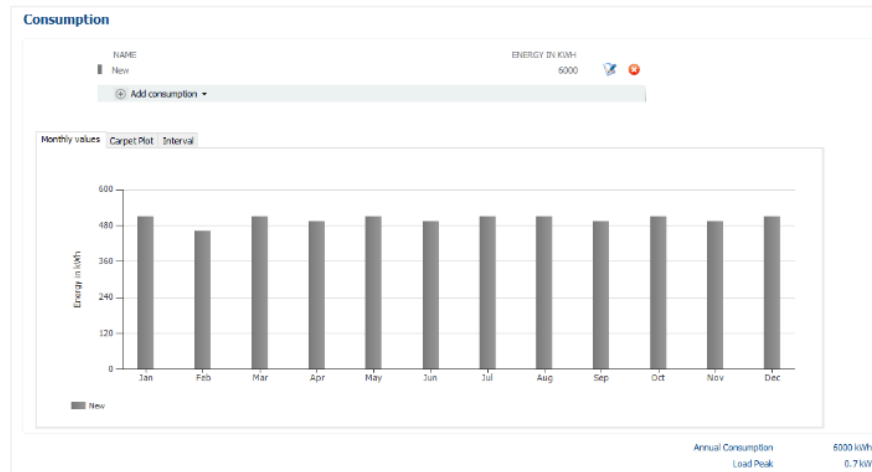


Figura 4.22 Konsumi mujor i energjisë

Për më tepër, në Figurën 4.23 paraqitet një parashikim i prodhimit të energjisë nga simulimi i realizuar. Me të verdha paraqitet energjia e prodhuar nga sistemi FV. Me gri paraqitet energjia që shpenzon konsumatori.

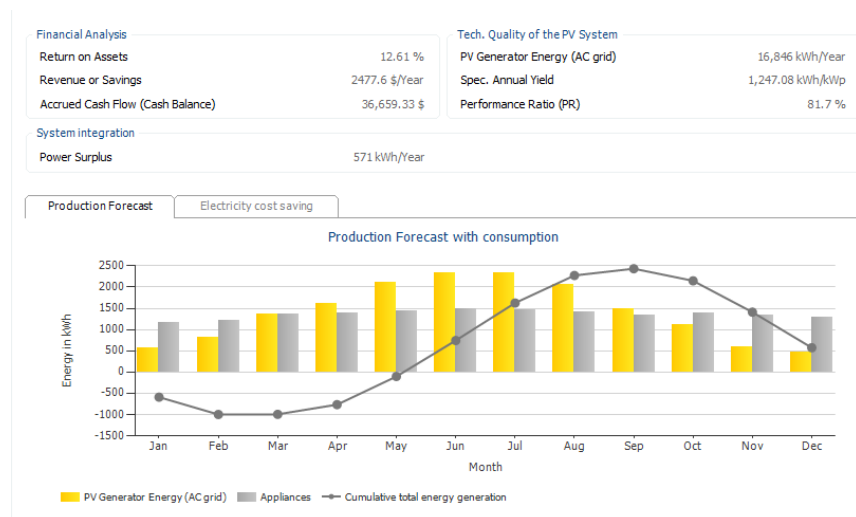


Figura 4.23 Parashikimi i prodhimit të energjisë

Ndërkohë, në Figurën 4.24 paraqiten kostot e energjisë elektrike, para dhe pas instalimit të impiantit. Siç shihet, kostot reduktohet ndjeshëm, sidomos gjatë muajve të verës, ku janë 0, pasi e gjithë energjia e nevojitur sigurohet nga impianti FV.

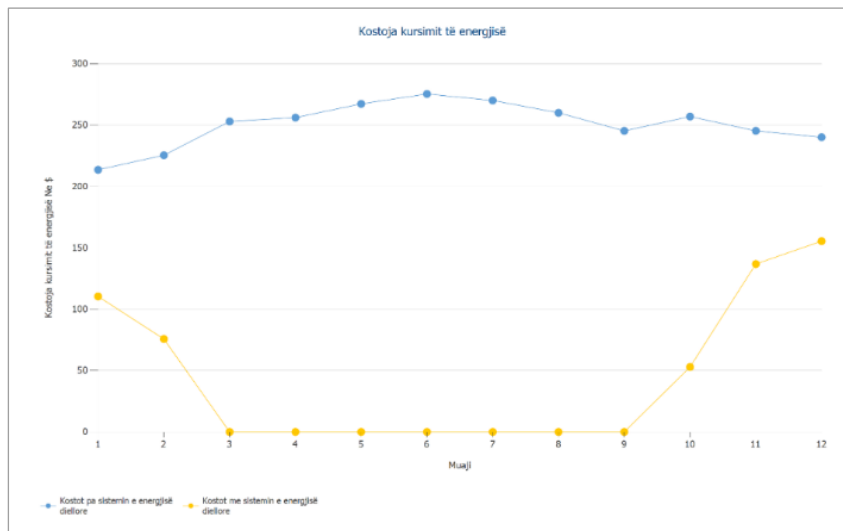


Figura 4.24 Kostoja e energjisë elektrike

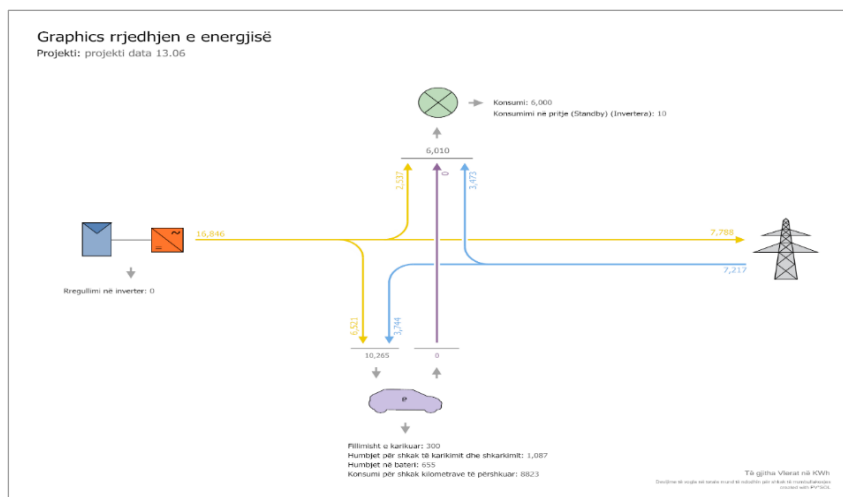


Figura 4.25 Rrjedhja e energjisë

Nga ana tjetër, në bllok-skemën e paraqitur në Figurën 4.25, paraqitet rrjedhja e energjisë d.m.th. si shpërndahet energjia e prodhuar nga sistemi FV, sa injektohet në rrjet dhe sa shkon për të karikuar makinat elektrike dhe për të furnizuar konsumatorin dhe sa energji thithet nga rrjeti kur impianti nuk arrin të plotësojë nevojat e konsumatorit.

4.2.2.3 (e) Analiza financiare

Tabela 4.8 paraqet rezultatet kryesore të simulimit dhe siç shihet nga llogaritjet, kostoja totale e investimit është 20,250.00 \$. Periudha e kthimit të investimit llogaritet të jetë pas 8 vitesh.

Tabela 4.8 Rezultatet kryesore të analizës financiare

Kostoja totale e investimit	20,250.00	\$
Kthimi i asetëve	12.61	%
Kthimi i investimit	8.0	Vitet
Kostoja e prodhimit të energjisë	0.06	\$/kWh
Koncepti i balancës/furnizimit të energjisë	Matja neto	

Nga ana tjetër, Figura 4.26 tregon rrjedhjen e parasë, d.m.th. që nga momenti i investimit deri në jetëgjatësinë e sistemit FV.

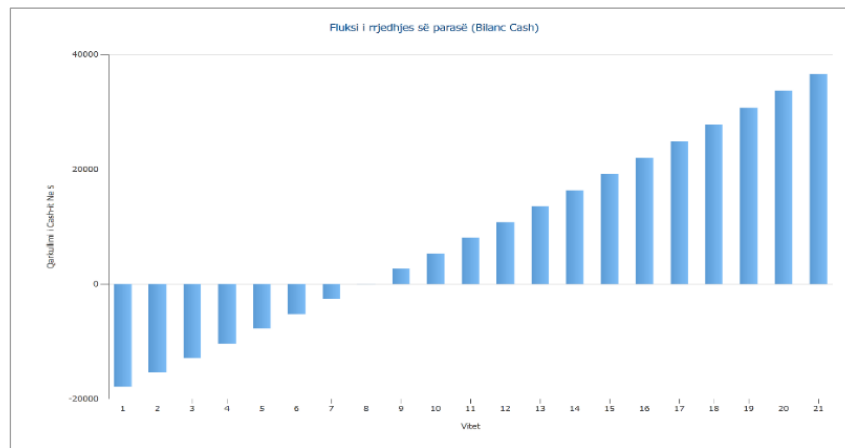


Figura 4.26 Fluksi i rrjedhjes së parasë

4.2.2.3 (f) Krahاسime për kënde të ndryshme instalimi

Duke ndryshuar këndin e pjerrësisë së çatisë, nga 5 gradë në 7 gradë, do të ndryshojë po ashtu edhe këndi me të cilin bien rrezet e diellit mbi panelet FV. Duke ditur se energjia e prodhuar nga një modul FV ndikohet nga këndi i rënies së rrezeve të diellit, do të marrim rezultate të ndryshme. Diferenca nuk do jetë shumë e madhe pasi këndi ndryshon vetëm me 2 gradë.

Në këtë kontekst, në Tabelën 4.9, paraqiten rezultatet kryesore e marra nga simulimi i kryer për dy kënde të ndryshëm të marrë në shqyrtim.

Tabela 4.9 Krahاسimi midis skenarëve

Këndi (gradë)	5	7
Energjia e prodhuar (kWh)	16.846	16.919
Raporti i performancës (%)	81,7	82,4
Reduktimi i CO ₂ (kg/vit)	7.913	8.153
Kthimi i investimit (vite)	8	7

Në rastin e këndit të pjerrësisë 5 gradë, energjia e prodhuar ishte 16,846 kWh, ndërsa në rastin e ndryshimit të këndit me 7 gradë, ky shifër u rrit në 16,919 kWh. Një tjetër parametër i vlerësuar është raporti i performancës (PR), i cili tregon se në rastin e këndit të pjerrësisë së ndryshuar, kemi një PR të përmirësuar prej 82.4%, krahasuar me 81.7% të rastit të parë.

Përfundimisht, analiza e këtij studimi vë në dukje se investimi në instalimin e një impianti FV paraqet një zgjidhje të vlefshme, duke marrë parasysh jo vetëm përfitimet ekonomike, por edhe ndikimin pozitiv në mjedis. Ky studim inkurajon ndërmarrjen e projekteve të kësaj natyre, në të mirë të mjedisit dhe ekonomisë.

4.2.2.4 Performanca dhe optimizimi i sistemeve FV bifaciale bazuar në këndin e vendosjes së moduleve, lartësisë së tyre dhe pasqyrimin të sipërfaqes ku vendosen ato

Ky studim paraqet një analizë krahasuese të një sistemi fotovoltaik bifacial (BFPV) me një sistem monofacial (MFPV), të instaluar në çatinë e Universitetit Politeknik të Tiranës, Shqipëri (duke zgjedhur të njëjtën fuqi të instaluar prej 168 kWp). Për më tepër, për të gjetur dizajnin optimal, është studiuar ndikimi i këndit të montimit të moduleve, lartësisë së tyre, si dhe reflektimit të sipërfaqes ku janë vendosur (albedos) në Gjenerimin Specifik Vjetor të sistemit BFPV.

Nga ana tjetër, duke përdorur një analizë regresioni (duke marrë parasysh R^2 dhe vlerën P) përmes rezultateve të marra, Gjenerimi Specifik Vjetor dhe Rritja Bifaciale (BG) shprehen si një ekuacion

polinomial i rendit të tretë në varësi të parametrave të mësipërm. Për më tepër, pjesë të studimit të mëposhtëm, janë publikuar në referencën [153].

4.2.2.4 (a) Metodologjia e përdorur dhe analiza e regresionit

Hapat e punës së përdorur në këtë punim jepen në Figurën 4.27.

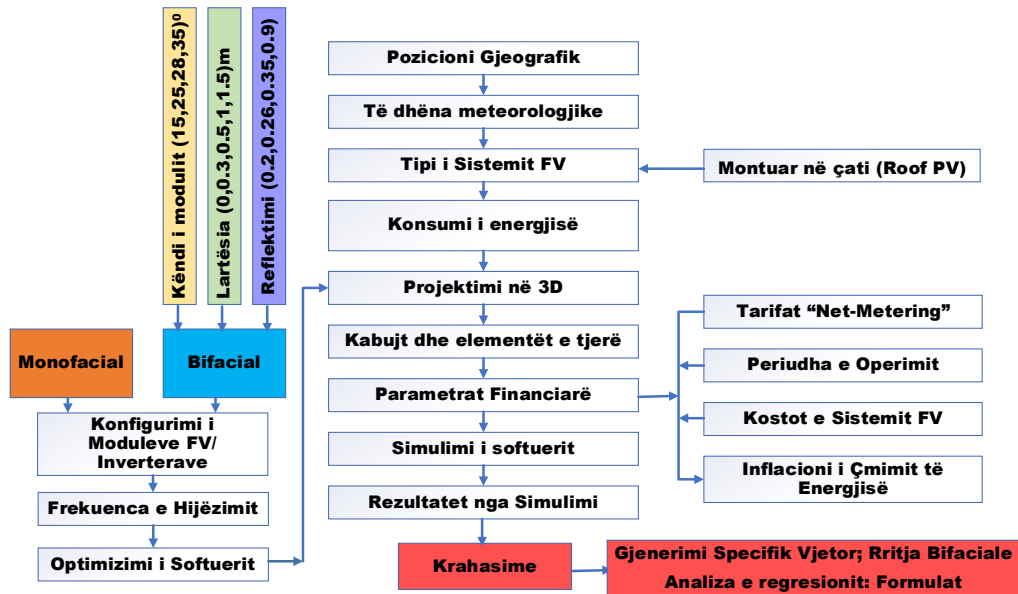


Figura 4.27 Hapat e punës për studimin e sistemeve FV me module bifaciale krahasuar me ato monofaciale

Së pari, qëllimi është të bëhet një krahasim midis sistemit MFPV dhe sistemit BFPV në të njëjtat kushte. Pastaj, BFPV do të optimizohet duke marrë në konsideratë faktorë të ndryshëm të projektimit.

Së fundmi, për të llogaritur përfitimin, duke përdorur një analizë regresioni përmes rezultateve të marra, Gjenerimi Specifik Vjetor dhe BG do të shprehen si një funksion i këndit të pjerrësisë, lartësisë dhe albedos, sipas shpjegimit teorik të mëposhtëm:

Sqarimi teorik i analizës së regresionit: Në këtë punim, bazuar në të dhënat e rezultateve të simulimit, janë analizuar modele të ndryshme empirike duke përdorur metodën e regresionit polinomial, duke përdorur programin Excel. Një studim korrelacioni është kryer midis Gjenerimi Specifik Vjetor / BG dhe parametrave të ndryshueshëm të projektimit (këndi i pjerrësisë, lartësia dhe albedo).

Në këtë kontekst, gjatë analizës së regresionit janë marrë në konsideratë parametrat e mëposhtme të performancës:

- Koeficienti i përcaktimit (R^2): Tregon se sa mirë modeli i regresionit i përshtatet të dhënave. Ndërsa luhatet nga 0 në 1 (ose 0% në 100%), vlera më e lartë tregon një përshtatje më të mirë për të dhënat e rezultateve të simulimit [19].
- Vlera P: Përcakton rëndësinë e një modeli duke e testuar atë kundrejt hipotezës zero apo zero (tregon se nuk ka korrelacion midis variablave). Kështu, vlera p zgjidhet që të jetë më pak se 0.05 (për të mbajtur nivelin e rëndësisë mbi 95%). Kjo do të përcaktojë një korrelacion të saktë midis variablave [17].

- Koeficientët e Polinomit: Pasi të plotësohen kushtet e mësipërme, koeficientët e polinomit merren për të krijuar ekuacionet përkatëse. Një polinom është një funksion i formës: $f(x) = c_n * x^n \dots + c_2 * x^2 + c_1 * x + c_0$ ku n është shkalla e polinomit dhe c është një bashkësi koeficientësh.

Nga ana tjetër, PV*SOL 2024 [137] është përdorur si softuer kryesor për modelimin dhe simulimin e sistemeve FV. Me mjete të shumta për dizajn dhe simulim 3D, ky softuer mund të gjenerojë raporte projekti me cilësi të lartë dhe rezultate të sakta . Për më tepër, mund të kryhet një optimizim dhe një analizë e detajuar e hijezimit.

Nga ana tjetër, rezultatet e marra nga simulimi përmes PVSOL analizohen në softuerin Excel duke përdorur Regresionin Polinomial [164]. Kështu, është gjetur një lidhje midis variablave të varura dhe të pavarura me një nivel rëndësie mbi 95%.

4.2.2.4 (b) Rasti i studimit

Për të adresuar përfitimet, një sistem BFPV i instaluar në çatinë e Universitetit Politeknik të Tiranës-UPT (Figura 4.28) krahasohet me një sistem MFPV [77] në të njëjtat kushte pune (pa ndryshuar sasinë dhe pozicionet e moduleve FV ose fuqinë e tyre). Në këtë rast, sistemi MFPV është optimizuar, duke përdorur softuerin PV*SOL 2024.

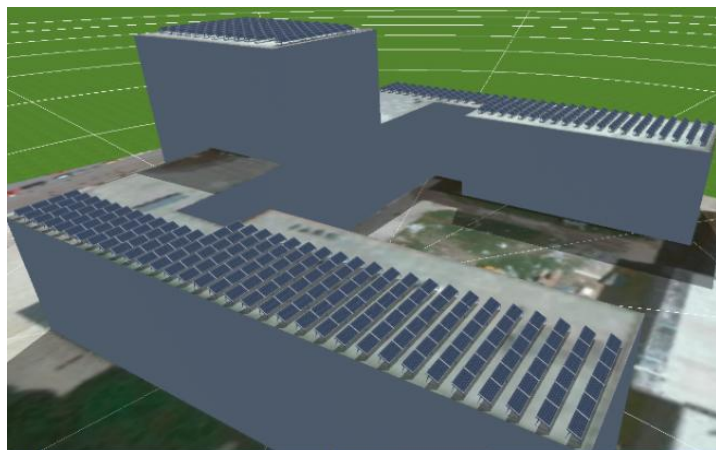


Figura 4.28 Sistemi FV (3D) instaluar në çatinë e UPT-së

Qëllimi fillestar është të kryhet një krahasim midis sistemeve MFPV dhe BFPV, duke ndryshuar vetëm llojin e modulit FV (siç tregohet në Figurën 4.10).

Tabela 4.10 Të dhënat e moduleve FV bifaciale dhe monofaciale

Të dhënat e modulit FV	Bifacial	Monofacial
Fuqia nominale (W)	340	340
Tensioni-MPP (V)	34.4	42.8
Rryma-MPP (A)	9.89	8.06
Tensioni i qarkut të hapur (V)	40.8	51.5
Rryma e lidhjes së shkurtër (A)	10.38	8.57
Rendimenti (%)	19.86	16.72
Dimensionet (m)	1*1.71	1*2.06
Sipërfaqja (m ²)	1.71	2.06
Koeficienti i temperaturës (%/K)	-0.36	-0.42

Ndërkohë, Figura 4.11 paraqet të dhënat e tjera të montimit (të mbajtura të pandryshuara) për të dy sistemet FV.

Tabela 4.11 Të dhënat e montimit për të dy sistemet fotovoltaike (të mbajtura të pandryshuara)

Parametrat	Vlerat
Fuqia e instaluar e sistemit FV	168 kWp
Numri i moduleve FV	494
Numri i inverterave	11
Këndi i vendosjes	28°
Orientimi (Jug)	168°
Azimuthi i modulit	-12°
Hapësira midis rreshtave	1.9 m
Lartësia	0.3 m
Hapësira e Mbështetjes së Montimit	1 m
Reflektimi (Albedo)	0.2

Nga ana tjetër, analizohet edhe performanca e sistemit BFPV në kushte të ndryshme. Këndi i pjerrësisë (β), lartësia (E) dhe albedo (ρ) janë zgjedhur si variabla në këtë rast, siç tregohet në Figurën 4.29. Ndërkohë, hapësira midis rreshtave mbahet e pandryshuar. Përveç kësaj, është marrë në konsideratë ulja e rendimentit për shkak të hijezimit.

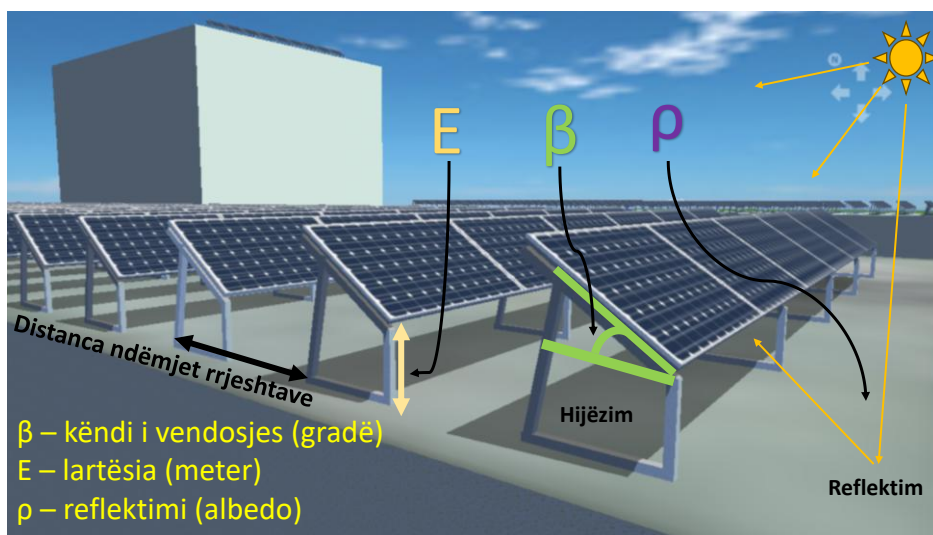


Figura 4.29 Parametrat e projektimit të sistemit FV

Ndërkohë, në këtë punim, përdoren vlerat e reflektimi të paraqitura në Tabelën 4.12. Kështu, janë zgjedhur 4 vlera të ndryshme të albedos [82], duke filluar nga 0.2 (ngjyra aktuale e tarracës) deri në 0.9 (ngjyrë e bardhë).

Tabela 4.12 Vlerat e reflektimit për lloje të ndryshme sipërfaqesh [82]

Tipi	Tarraca UPT	Bar artificial jeshil	Rrë	Sipërfaqe e bardhë
Reflektimi	0.2	0.26	0.35	0.9

4.2.2.4 (c) Rezultate dhe diskutime

Në këtë seksion, së pari krahasohen rezultatet e marra midis dy llojeve të sistemeve FV, në të njëjtat kushte operimi. Për më tepër, nëpërmjet rezultateve, sistemi BFPV optimizohet duke marrë parasysh tre parametrat e projektimit: këndin e vendosjes, lartësinë dhe reflektimin. Së fundmi, në secilin rast përcaktohen ekuacionet e varësisë midis Gjenerimit Specifik Vjetor (dhe BG) dhe parametrevë të projektimit.

Krahasimi midis sistemeve MFPV dhe BFPV: Tabela 4.13 tregon rezultatet e simulimit për të dy sistemet FV, si dhe përfitimin (në %) të arritur nga sistemi BFPV krahasuar me ato MFPV. Rezultatet tregojnë se Gjenerimi Specifik Vjetor për sistemet BFPV dhe MFPV janë përkatësisht 1465.1 kWh/kWp dhe 1352.6 kWh/kWp. Vlen të përmendet se projekti MFPV është optimizuar sipas të dhënave të Tabela 4.11 (i konsideruar si skenari bazë). Nga ana tjetër, sistemi BFPV nuk është i optimizuar.

Tabela 4.13 Sistemet BFPV kundrejt MFPV: rezultatet e simulimit dhe krahasimi i tyre për të njëjtat kushte pune

Rezultatet e parametrave	Bifacial	Monofacial	Diferenca (%)
Gjenerimi i energjisë nga sistemi FV (kWh/Vit)	246,170	227,365	8.27
Gjenerimi specifik vjetor (kWh/kWp)	1,465.1	1,352.6	8.32
Reduktimi për shkak të hijëzimit (%/Vit)	7.3	8.5	-1.20
Raporti i Performancës (PR) (%)	79.93	76.5	3.43
Sipërfaqja e fotovoltaiikut (m ²)	846.2	1,019	-17
Energjia nga rrjeti (kWh)	89,193	106,089	-15.9
Reduktimi i CO ₂ (kg/Vit)	147,646	136,308	8.32
Kthimi i aseteve (%)	31.97	30.19	1.78
Kosto totale e investimit (\$)	151,164	148,308	1.93
Kosto specifike e gjenerimit të energjisë (\$/kWh)	0.028	0.03	-6.67
Kthimi i investimit (Vit)	3.3	3.5	-5.71

Megjithatë, ndërsa vërehet një rritje prej 8.3% e energjisë vjetore fotovoltaike, sipërfaqja totale e moduleve fotovoltaike zvogëlohet me 17%. Për më tepër, Figura 4.30 tregon se BFPV do të gjenerojë më shumë energji çdo muaj. Ndërkohë, Rritja Bifaciale (BG) luhet nga rreth 7% në muajt e verës në rreth 28% në dhjetor.

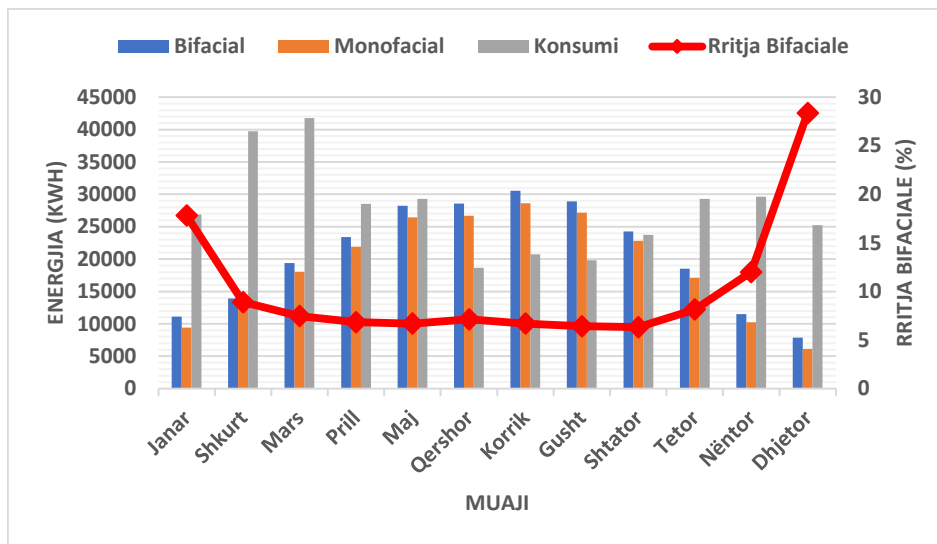


Figura 4.30 Rritja Bifaciale (BG) dhe parashikimi gjenerimit mujor me konsum

Në të njëjtën linjë, Figura 4.31 tregon se sistemi BFPV ka vlera më të larta të PR në çdo muaj (krahasuar me MFPV), me ndryshime më të mëdha gjatë muajve të dimrit. Gjatë gjithë vitit vërehet një rritje prej 3.43% në PR.

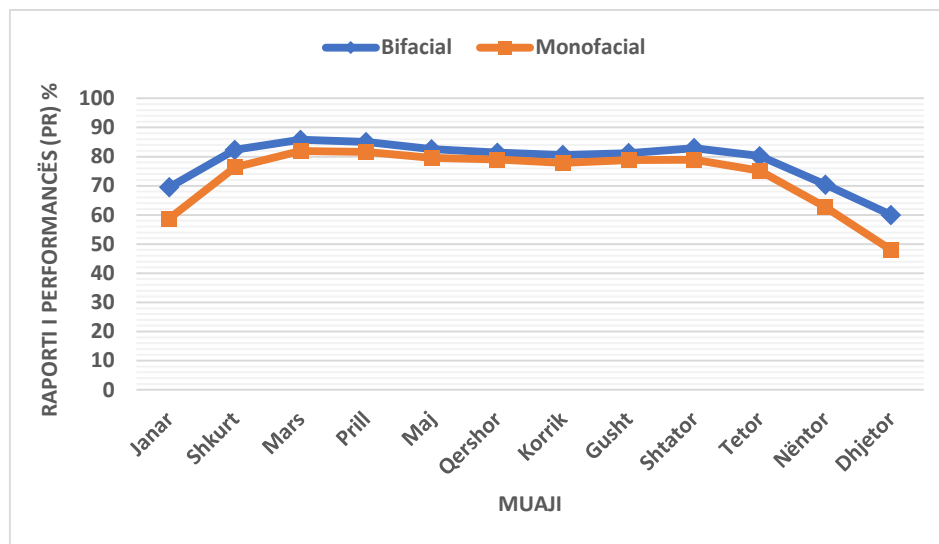


Figura 4.31 Raporti i Performancës së sistemeve BFPV dhe MFPV

Ndikimi i këndit të vendosjes, lartësisë dhe reflektimit në gjenerimin vjetor specifik të sistemit BFPV: Figura 4.32 tregon ndikimin e *këndit të vendosjes (pjerrësisë)* në Gjenerimin Specifik Vjetor, PR-në dhe uljen e rendimentit për shkak të hijezimit të sistemit BFPV. Rezulton se këndi optimal i pjerrësisë në këtë rast është 20° , kundrejt 28° të sistemit MFPV. Ndërkohë, rritja e këndit të pjerrësisë do të rriste humbjet për shkak të hijezimit, si dhe do të zvogëlonte PR-në e sistemit BFPV.

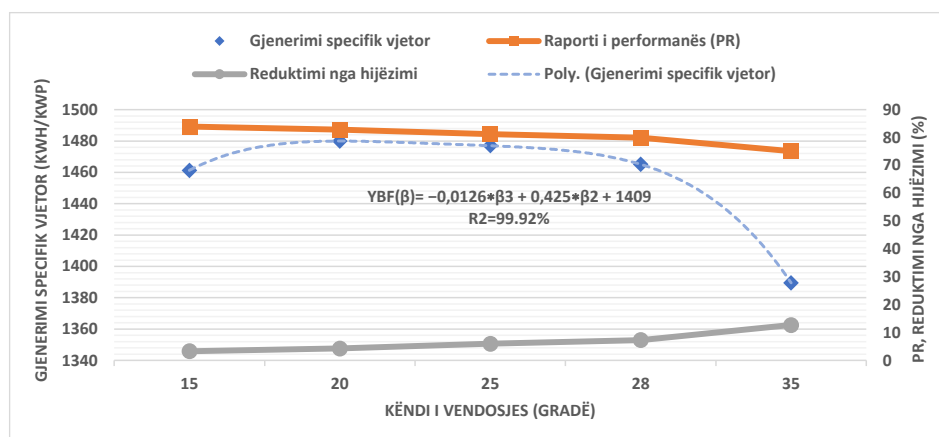


Figura 4.32 Ndikimi i këndit të vendosjes në Gjenerimin Specifik Vjetor, PR dhe uljen e rendimentit për shkak të hijezimit për Sistemin BFPV

Për të gjetur korrelacionin më të mirë midis Gjenerimit Specifik Vjetor dhe këndit të vendosjes, janë testuar modele të ndryshme regresioni duke përdorur rezultatet e simulimit. Bazuar në vlerat e duhura të parametrave të performancës së regresionit, R^2 dhe Vlera P (shih seksionin e mësipërm), kurba e rendit të tretë është zgjedhur si rasti më i mirë. Në këtë kontekst, duke përdorur softuerin Excel, kurba blu e ndërprerë në Figurën 4.32 paraqet varësinë më të mirë midis Gjenerimit Specifik Vjetor dhe këndit të vendosjes. Përmes analizës së regresionit, duke rezultuar në vlera P nën 0.2% dhe me një R^2 prej 99.92%, merren koeficientët përkatës: 0.0126; 0.425; 0; 1409. Kështu, Ekuacioni (4.20) formulohet përmes tyre:

$$Y_{BF}(\beta) = -0.0126 * \beta^3 + 0.425 * \beta^2 + 1409 \quad (4.20)$$

Ekuacioni (4.20) jep varësinë më të mirë midis Gjenerimit Specifik Vjetor dhe këndit të vendosjes për sistemin BFPV. Për më tepër, do të ishte me interes të krahasohej kjo energji specifike me sistemin e optimizuar MFPV (skenari bazë). Për këtë arsye, është gjetur varësia e BG ndaj këndit të vendosjes. Nga Ekuacioni (4.20), duke zëvendësuar $Y_{MF} = 1352.6 \text{ kWh/kWp}$ (shih Tabelën 4.13), merret Ekuacioni (4.21):

$$BG = \frac{Y_{BF}}{1352.6} - 1 \quad (4.21)$$

Së fundmi, Ekuacioni (4.20) mund të zëvendësohet në Ekuacionin (4.20) për të gjetur korrelacionin midis BG dhe këndit të vendosjes, të dhënë nga Ekuacioni (4.22):

$$BG(\beta) = -9.32 * 10^{-6} * \beta^3 + 0.31 * 10^{-3} * \beta^2 - 0.04 \quad (4.22)$$

Prandaj, mund të provohen vlera të ndryshme të këndit të vendosjes, në Ekuacionin (4.22), për të kuptuar Rritjen Bifaciale që merret në secilin rast, duke zëvendësuar sistemin aktual MFPV me sistemin e ri BFPV me kënde të ndryshme të vendosjes.

Ndikimi i lartësisë: Përveç këndit të vendosjes, Figura 4.33 tregon ndikimin e lartësisë së ndryshimit të skajit të poshtëm të modulit FV. Për shembull, ndërsa për këndin e pjerrësisë prej 15° lartësia optimale FV rezulton në një vlerë prej 0.5m, në rastin e këndit të pjerrësisë prej 20° , dizajni optimal është për një lartësi prej 0.3m.

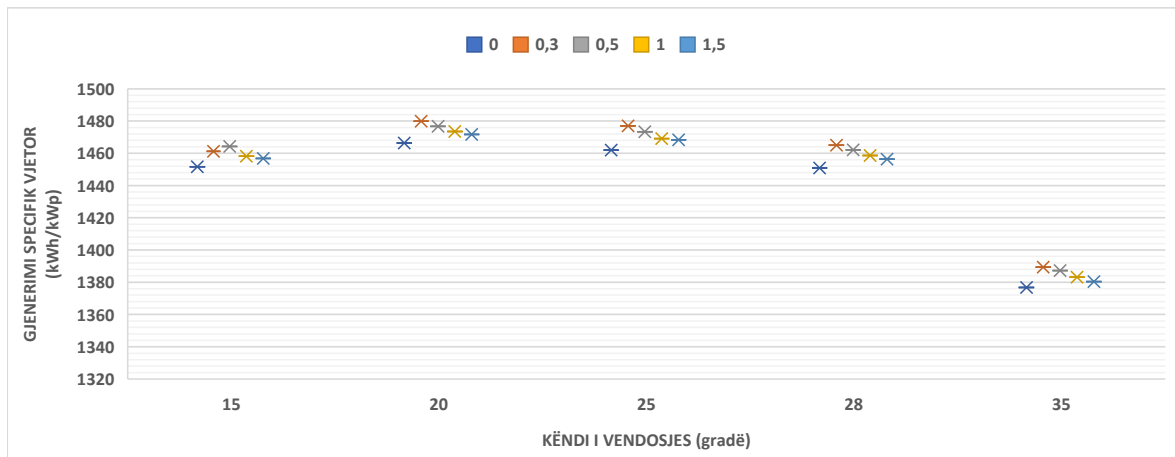


Figura 4.33 Ndikimi i ndryshimit të lartësisë në Gjenerimin Specifik Vjetor të Sistemit BFPV, duke marrë parasysh kënde të ndryshme të vendosjes

Në këtë rast ekziston një marrëdhënie midis Gjenerimit Specifik Vjetor dhe 2 variablave të pavarura (lartësia dhe këndi i vendosjes). Për të gjetur këtë varësi, zgjidhet përsëri analiza e regresionit polinomial të rendit të tretë. Duke përdorur modele të ndryshme regresioni, skenari më i mirë i përshtatjes së të dhënave rezultoi në vlera P nën 0.8% dhe një R^2 prej 98.71%. Për më tepër, duke nxjerrë koeficientët përkatës të polinomit, gjejmë varësinë e Y_{BF} nga lartësia dhe këndi i pjerrësisë, të dhënë nga Ekuacioni (4.23):

$$Y_{BF}(\beta, E) = 28.2 * E^3 - 0.5 * \beta^2 - 75.5 * E^2 + 21.21 * \beta + 52.95 * E + 1243.62 \quad (4.23)$$

Përveç kësaj, duke Ekuacionin (4.23) tek Ekuacioni (4.21), marrim BG si një funksion të këtyre dy variablave të llogaritura si Ekuacioni (4.24):

$$BG(\beta, E) = 0.02 * E^3 - 0.37 * 10^{-3} * \beta^2 - 0.056 * E^2 + 0.016 * \beta + 0.04 * E - 0.08 \quad (4.24)$$

Nëse zgjidhen vlera të ndryshme të lartësisë dhe këndit të vendosjes, përfitimet e BFPV mund të llogariten në çdo rast.

Ndikimi i reflektimit: Së fundmi, duke e mbajtur këndin e vendosjes të fiksuar në 20^0 (kënd i optimizuar i pjerrësisë së BFPV), Figura 4.34 tregon ndryshimin e Energjisë Specifike Vjetore duke rritur lartësinë dhe reflektimin fotovoltaike. Në secilin rast, rritja e vlerës së reflektimit do të sillte gjenerim më të lartë të energjisë së BFPV.

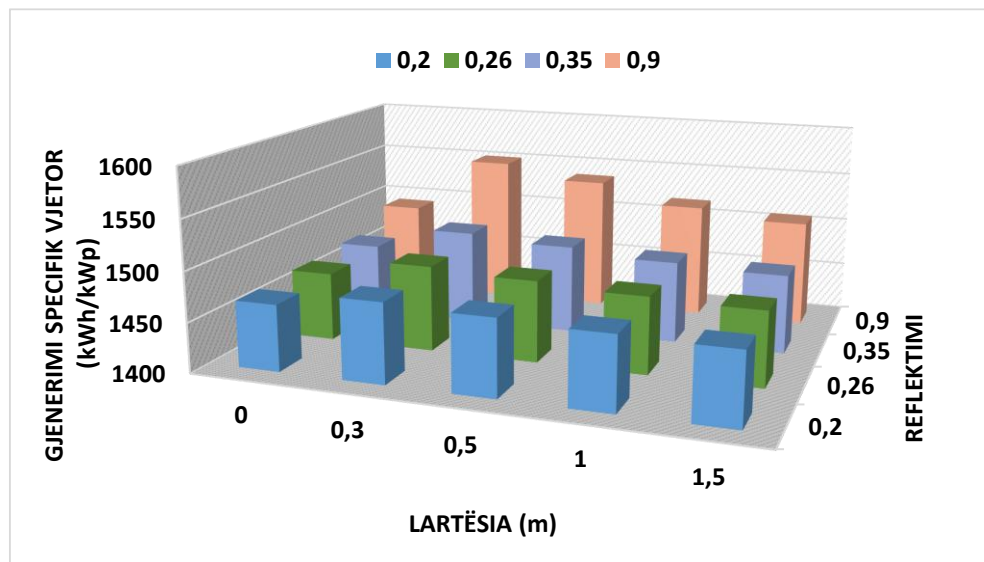


Figura 4.34 Ndryshimi i Gjenerimit Specifik Vjetor të BFPV duke rritur lartësinë dhe reflektimit të PV (për kënd vendosje 20^0)

Në të njëjtën mënyrë, Figura 4.35 tregon ndryshimin e Gjenerimit Specifik Vjetor duke rritur këndin e vendosjes dhe reflektimin (2 variabla të tjerë), duke e mbajtur vlerën e lartësisë në 0.3 m (lartësia e optimizuar e modulit BFPV). Përsëri, rritja e albedos do të rriste ndjeshëm Gjenerimin Specifik Vjetor të sistemit BFPV.

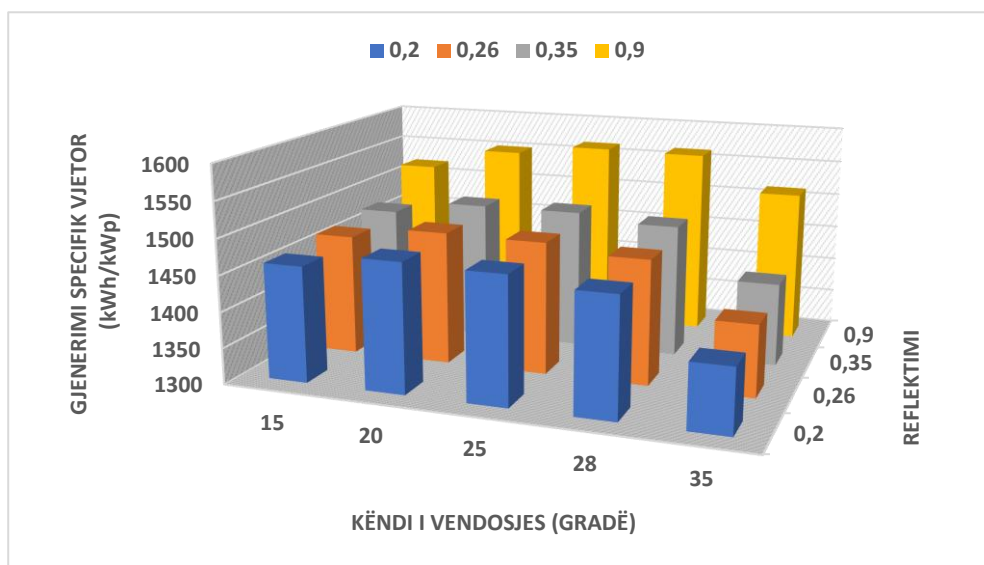


Figura 4.35 Ndryshimi i Gjenerimit Specifik Vjetor të BFPV duke rritur këndin e vendosjes dhe reflektimin (për 0.3 m lartësi)

Së fundmi, rezultatet e simulimit tregojnë një korrelacion midis Gjenerimit Specifik Vjetor dhe tre variablave të pavarura: këndit të vendosjes, lartësisë dhe reflektimit. Duke përdorur analizën e regresionit polinomial të rendit të tretë, është gjetur ekuacioni përkatës i kësaj varësie. Në këtë analizë, ndërsa vlerat P janë shumë afër 0, koeficienti R^2 është 92.35%. Për më tepër, përmes koeficientëve të polinomëve të marrë, gjendet korrelacioni dhe jepet nga Ekuacioni (4.25):

$$Y_{BF}(\beta, E, \rho) = 67.73 * E^3 - 0.48 * \beta^2 - 179.13 * E^2 + 21.48 * \beta + 120.57 * E + 92 * \rho + 1204.03 \quad (4.25)$$

Për më tepër, BG mund të shprehet si një funksion të tre variablave të pavarura, të dhëna nga Ekuacioni (4.26):

$$BG(\beta, E, \rho) = 0.05 * E^3 - 0.35 * 10^{-3} * \beta^2 - 0.13 * E^2 + 0.016 * \beta + 0.09 * E + 0.068 * \rho - 0.11 \quad (4.26)$$

Duke zëvendësuar vlera të ndryshme të cilësdo prej këtyre variablave të pavarura, përfitimi i arritur i BFPV mund të llogaritet në secilin rast.

Përfundimisht, simulimet tregojnë se sistemi BFPV performon më mirë çdo muaj, duke rritur Energjinë PV vjetore me 8.3%.

4.2.3 Studimi sistemeve FV me përmasa të mëdha (me fuqi mbi 500 kWp)

Këto lloj sistemesh, nuk bëjnë më pjesë tek kategoria e vetë prodhuesve të energjisë elektrike (për vetë konsum). Për ndërtimin e tyre, paraprakisht ka një procedurë tenderuese të kryer nga autoritetet shqiptare sipas legjislacionit [165]. Megjithatë është e nevojshme të kryhet një analizë e detajuar tekniko-financiare, pasi kostot totale të investimit të tyre janë shumë herë më të larta se të atyre për vetë konsum. Madje në këto raste merret edhe një kredi nga bankat, për shkak të mungesës së likuiditetit. Në fund për investorët kanë shumë rëndësi rezultatet financiare, për të përcaktuar nëse një projekt i tillë do të ishte tërheqës për to.

Ky punim paraqet një analizë tekno-ekonomike të një sistemi 10 MWp të instaluar në jugperëndim të Shqipërisë. Për të rritur performancën e tij, është zgjedhur një sistem diell-ndjekës me një aks me module bifaciale. Për më tepër, projektimi dhe dimensionimi optimal i sistemit FV përcaktohet përmes programit PVSOL, duke marrë parasysh faktorë të ndryshëm. Vlen për tu theksuar se një analizë më e detajuar e këtij studimi, është publikuar në referencën [87].

4.2.3.1 Metodologjia e përdorur

Metodologjia e përdorur për të kryer këtë analizë kombinon përvojat e mëparshme të ndërmarra në Shqipëri në fushën e studimeve të fizibilitetit dhe investimeve të mundshme në BRE, më konkretisht në gjenerimin e energjisë elektrike përmes sistemeve FV, si dhe format e menaxhimit të mirë në ofrimin e këtij shërbimi. Studimi bazohet në të dhënat e rrezatimit diellor të mesatarizuara dhe të publikuara nga SolarGis, si dhe në Global Solar Atlas [166]. Këto programe përdoren si model për simulimin dhe vlerësimin e të dhënave dhe performancës, përveç llogaritjes së rendimentit të pritur. Për shembull, sipas simulimeve në SolarGis Albania, GHI mesatare vjetore për zonën ku parashikohet instalimi i sistemit FV, është rreth 1669.4 kWh/m².

Nga ana tjetër, pjesa financiare është analizuar duke konsideruar vlerën e investimit, metodën e financimit, shlyerjen e kredisë, kthimin e investimit dhe të ardhurat nga shitjet në bursën e energjisë HUPX [9].

Të gjitha rezultatet e simulimit për analizën tekno-ekonomike janë marrë duke përdorur PV*SOL 2022 version R7 [137]. Vlen të përmendet se është përdorur opsioni i optimizimit të softuerit për të përcaktuar projektimin dhe dimensionimin optimal të sistemit FV. Për më tepër, Figura 4.36 tregon metodologjinë e përdorur në këtë punim.

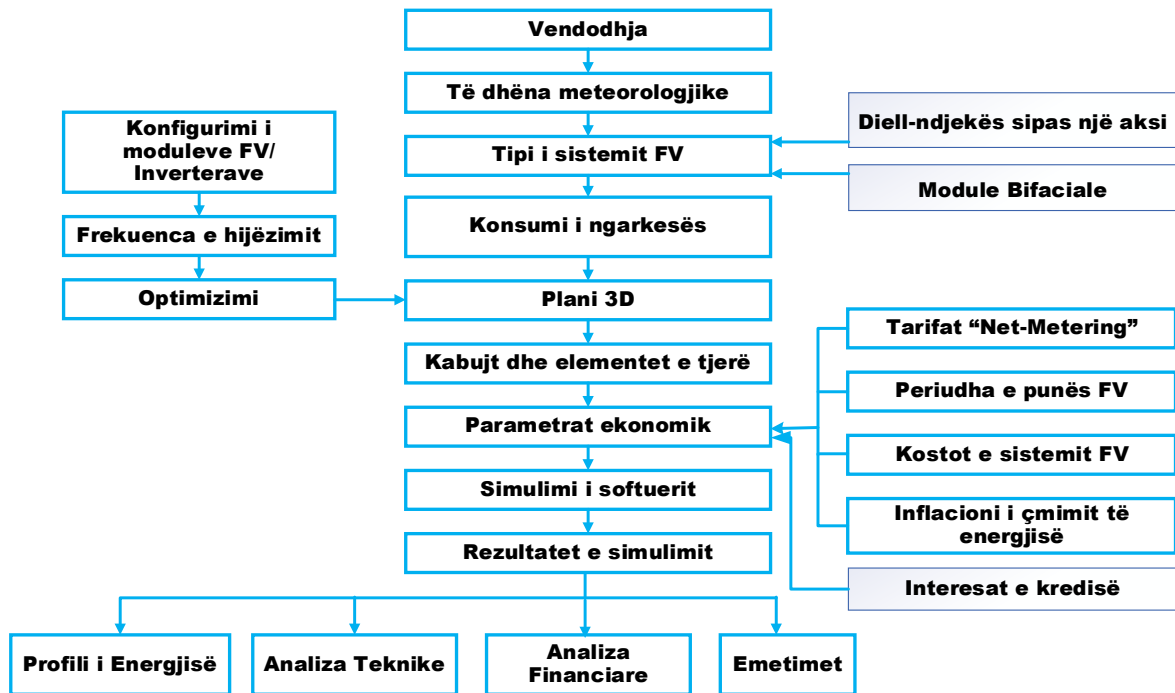


Figura 4.36 Diagrama e analizës së një sistemi diell ndjekës FV me fuqi të madhe

Ndërkohë, është përdorur softueri AS DAISY Off-Line Bizon [136] për të llogaritur ndikimin e sistemit FV në parametrat e sistemit të shpërndarjes, i lidhur me pikën e tij më të përshtatshme.

4.2.3.2 Rasti i studimit dhe pozicioni gjeografik

Duke pasur parasysh potencialin e madh të rrezatimit diellor, sistemi FV do të instalohehet në Rajonin e Fierit (shih Figurën 4.37).

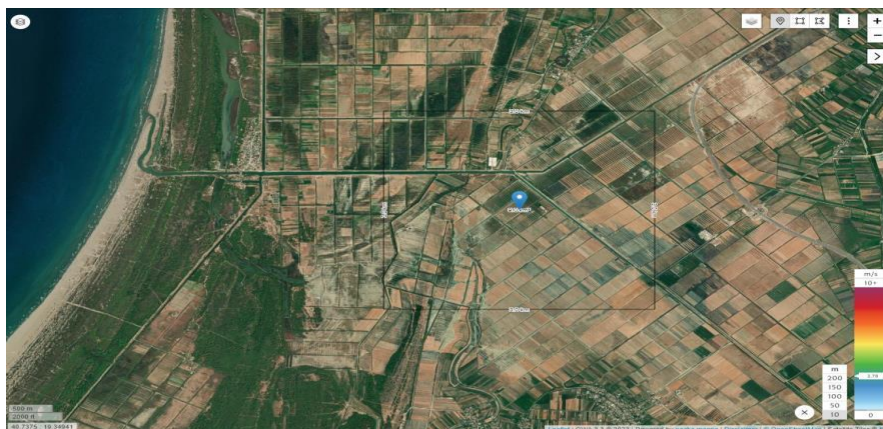


Figura 4.37 Pamje satelitore e pozicionit gjeografik ku do të instalohehet sistemi FV

Për shembull, sipas Global Solar Atlas (nga Grupi i Bankës Botërore), Gjenerimi Specifik Vjetor në këtë rajon mund të shkojë deri në 1607 kWh/kWp [166]. Për më tepër, në zonën e Fierit ka mbi 2500 orë dhe të paktën 280 ditë me diell në vit. Ndërkohë, orët me rrezatim maksimal diellor në ditë, arrijnë mbi 4.3.

Një tjetër parametër që duhet të merret në konsideratë është shpejtësia e erës. Nga një simulim i kryer në zonën ku do të zhvillohet projekti i propozuar (konkretisht në një sipërfaqe prej 9 km²), për një lartësi prej 10 m mbi tokë, rezulton se shpejtësia mesatare e erës është 2.98 m/s, duke u luhatur nga një minimum prej 2.75 m/s deri në një maksimum prej 3.08 m/s.

4.2.3.3 Analiza teknike

Projektimi dhe dimensionimi optimal i sistemit FV bifacial me një aks lëvizës është treguar në Figurën 4.38. Konkretisht, sistemi FV i lidhur me rrjetin, me një fuqi totale të instaluar prej 10 MWp përbëhet nga: 17220 module FV bifaciale (RECOM PANTHER 650 Wp, 20.9%), 96 invertera (SUNNY TRIPOWER CORE2 STP 110-60), 2 Kabina Transformimi Inteligjente (2x6000kVA), kabllo AC dhe DC, dhe një matës inteligjent.

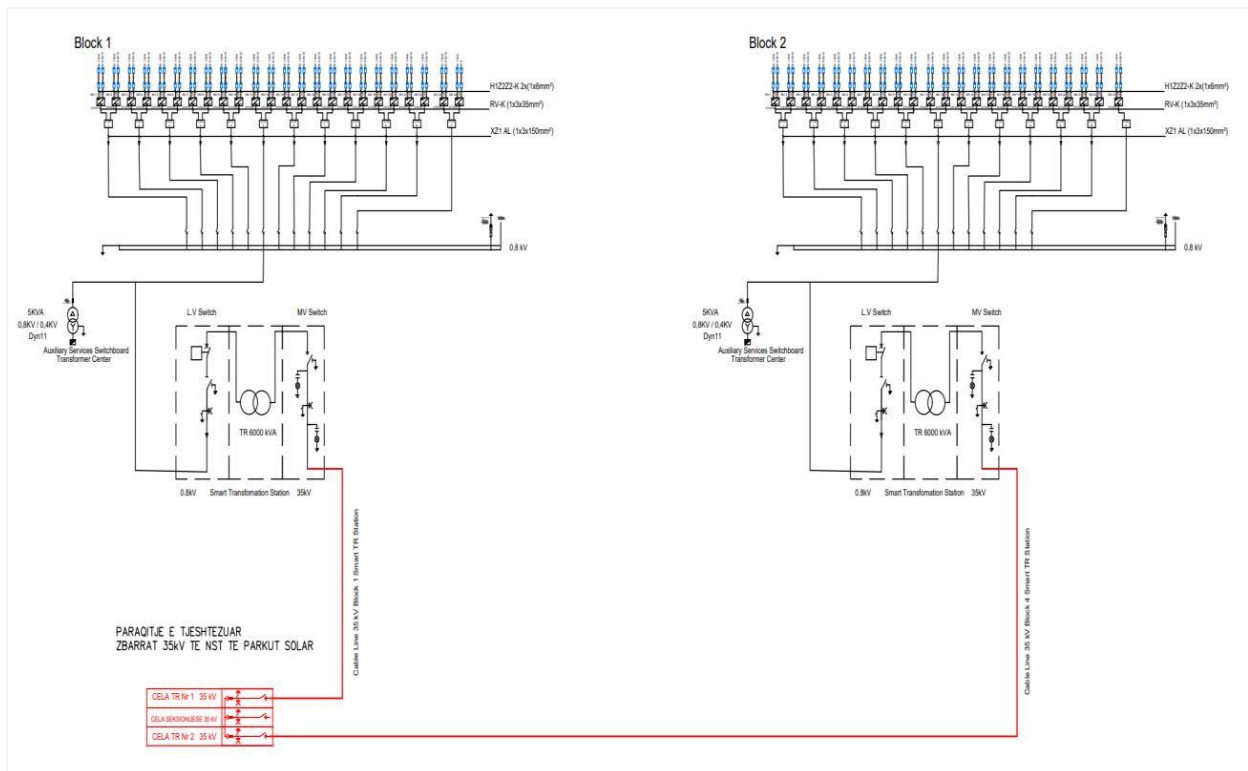


Figura 4.38 Skema elektrike primare e sistemit FV

Më tej, ky sistem FV do të lidhet me rrjetin shpërndarës për kalimin e flukseve të fuqisë. Ky sistem FV i lidhura me rrjetin, me 92% Raport të Performance (PR), do të gjenerojë 17949 MWh në vitin e parë (me Gjenerimi Specifik Vjetor 1,670 kWh/kWp). Për më tepër, rezultatet e tjera kryesore të simulimit të analizës teknike janë paraqitur në Tabelën 4.14.

Tabela 4.14 Rezultatet e parametrave teknik të sistemit diell ndjekës

Parametri	Vlera
Kapaciteti i instaluar	11.2 MWp (DC), 10 MW (AC)
Sipërfaqja FV	53492 m ²
Orientimi	Jug (Lëvizje sipas një aksi)
Reduktimi i CO ₂	8435 ton
Afati i shërbimit	25 vite
Numri i orëve të punës	1,794.94 orë/vit

Nga ana tjetër, gjenerimi i energjisë nuk do të jetë i njëjtë vit pas viti. Kështu, duke pasur parasysh degradimin e moduleve FV, prodhimi i parashikuar i energjisë do të ulet përgjatë viteve (shih Figurën 4.39).

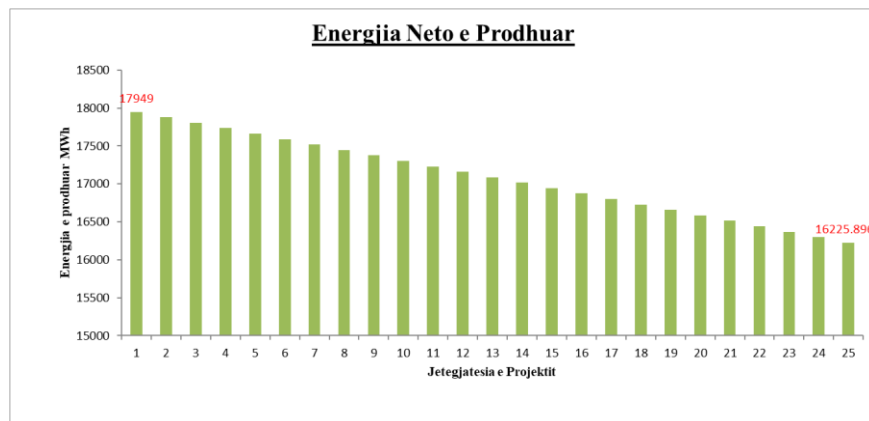


Figura 4.39 Parashikimi i prodhimit vjetor të energjisë

Degradimi i moduleve FV është një proces gradual që ndodh si rezultat i faktorëve të ndryshëm, duke përfshirë kushtet mjedisore, temperaturën, rrezatimin diellor, lagështinë dhe ndotjen. Në rastin e marrë në studim, modulet FV bifaciale ruajnë 85% produktivitet pas 25 vitesh.

Lidhja me rrjetin: Në zonën ku do ndodhet sistemi FV, rrjeti elektrik ekzistues, në nivelet e tensionit 35 kV, 10 kV dhe 6 kV, është në pronësi të OSHEE-së. Lidhja e një burimi të ri me rrjetin elektrik duhet të garantojë mirëmbajtjen e parametrave teknikë të rrjetit brenda kufijve të lejuar, madje edhe për gjendje kalimtare. Ngarkesat e linjave ose nënstacioneve nuk duhet të tejkalojnë kapacitetin e tyre maksimal termik dhe kufijtë e tensionit duhet të jenë brenda normave të lejuara. Ndërsa infrastruktura lidhëse me rrjetin elektrik shoqërohet me investime të konsiderueshme, duhet të vlerësohet varianti më ekonomik që garanton kërkesat teknike të përmendura më sipër. Përmbushja e kërkesave teknike dhe gjetja e një kompromisi midis nivelit të humbjeve, mundësive teknike dhe investimeve të nevojshme, përbën zgjedhjen më të mirë të lidhjes me rrjetin elektrik. Skemat e lidhjes janë modeluar dhe simuluar me programin AS DAISY Off-Line Bizon, për të vlerësuar disa parametra, siç janë: nivelet e tensionit, ngarkesa e linjës dhe transformatorit, si dhe humbjet e fuqisë/energjisë. Përveç elementeve të vetë sistemit FV, në Figurën 4.40 paraqiten dhe komponentët e tjerë për lidhjen me rrjetin.

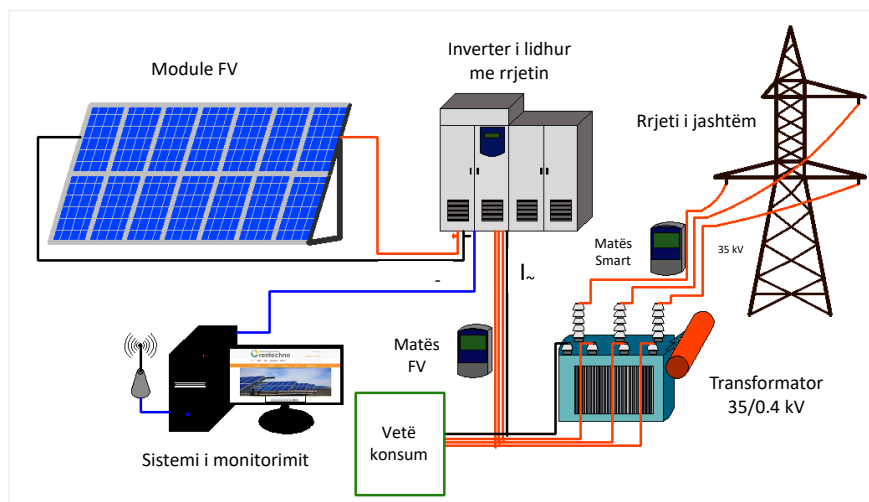


Figura 4.40 Paraqitja skematike e sistemit FV që do të lidhet me rrjetin

Figura 4.41 tregon linjat e rrjetit të shpërndarjes më të afërta me sistemin FV. Në këtë kontekst, merren në konsideratë 2 skenarë të ndryshëm për pikën e lidhjes: nëpërmjet linjës “Kafaraj-Povelçe” (skenari 1) dhe nëpërmjet linjës “Pojan-Hoxharë” (Skenari 2).

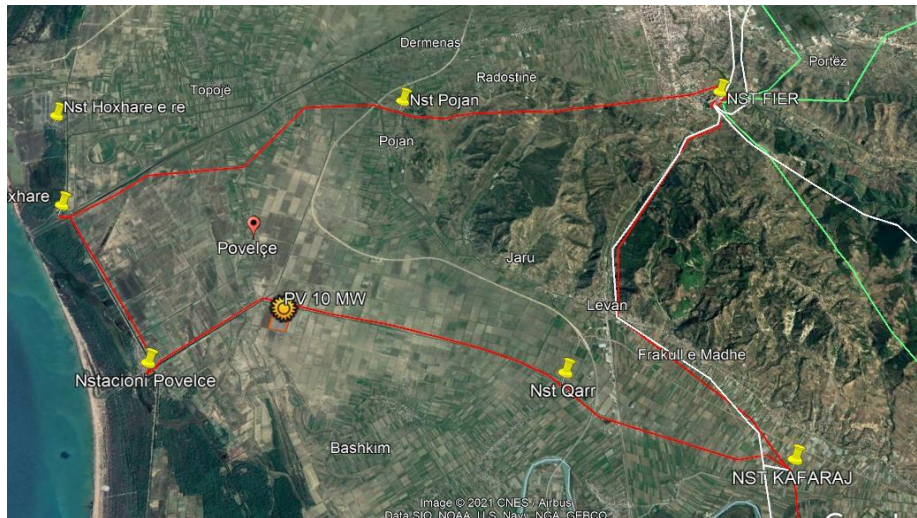


Figura 4.41 Shtrirja gjeografike e rrjetit të shpërndarjes pranë sistemit FV

Nga simulimet rezulton se pika më e mirë e lidhjes do të ishte në linjën 35kV Kafaraj-Povelçe (Skenari 1). Për më tepër, kjo është linja më e afërt me sistemin FV, si dhe humbjet e energjisë në këtë rast do të ishin më të ulëta. Për këtë qëllim, nga pikëpamja e stabilitetit të parametrave statikë të rrjetit dhe sigurisë së tij, lidhja do të bëhet nëpërmjet ndërtimit të një linje 35 kV me dy qarqe (0.7 km në total), me Kabllo të përforcuar me çelik prej Përçuesi Alumini (ACSR) 120/20 mm². Në këtë kontekst, Figura 4.42 tregon ndërtimin e linjës ajrore të energjisë 35kV.



Figura 4.42 Linja elektrike ajrore 35kV

Duke marrë parasysh modelimin e rrjetit të shpërndarjes elektrike sipas Skenarit 1, llogariten nivelet e tensionit të pikave të ndryshme (shembuj më të detajuar të analizës së impaktit të sistemeve FV në rrjet, paraqiten në Kapitullin V). Diapazoni i niveleve të tensionit në këtë rast ndryshon brenda kufijve (99-119)%. Ndërkohë, humbjet më të mëdha shfaqen në transformatorët “Pojan” dhe “Kafaraj”. Përfundimisht, ndërsa shihet një përmirësim në nivelet e tensionit të nyjeve, disa nga linjat dhe transformatorët tregojnë humbje teknike për shkak të ngarkesës së tyre. Megjithatë, këto parametra të rrjetit janë të pritshëm.

4.2.3.4 Analiza financiare

Ndërsa kostoja totale e investimit është 7.04 milionë €, periudha e vetëshlyerjes dhe norma e brendshme e kthimit të projektit sipas llogaritjeve do të jenë përkatësisht 4.8 vjet dhe 20.6%. Në veçanti, Figura 4.43 tregon shpërndarjen e kostonë së komponentëve të sistemit FV (në % të kostonë totale).

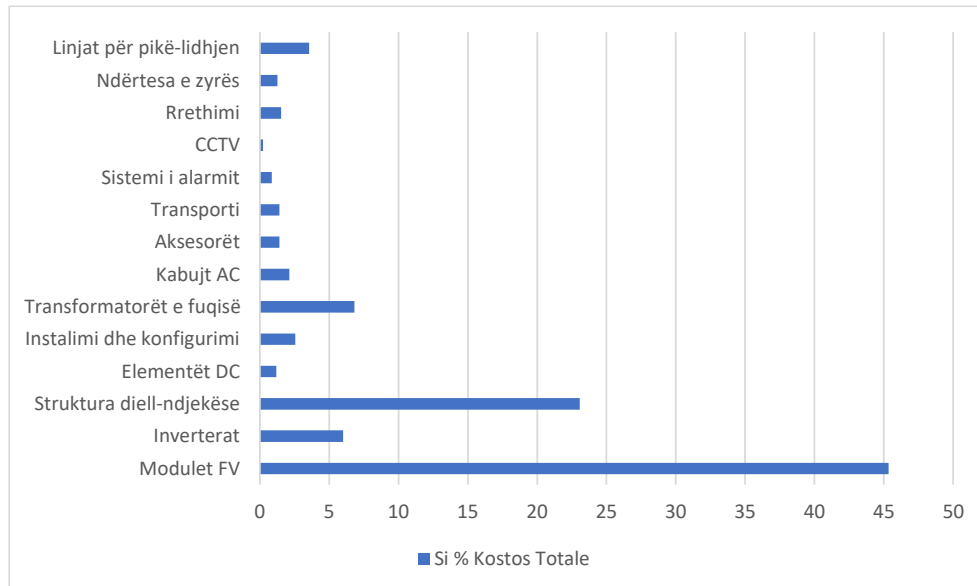


Figura 4.43 Shpërndarja e kostonë së komponentëve të sistemit FV

Për më tepër, në analizën financiare, supozohet të merret një kredi në vlerën 80% të kostonë totale (5.632 milionë €, me normë interesi vjetore rreth 3.5% për 10 vjet). Përveç kësaj, interesi vjetor i kredisë tregohet në Figurën 4.44.

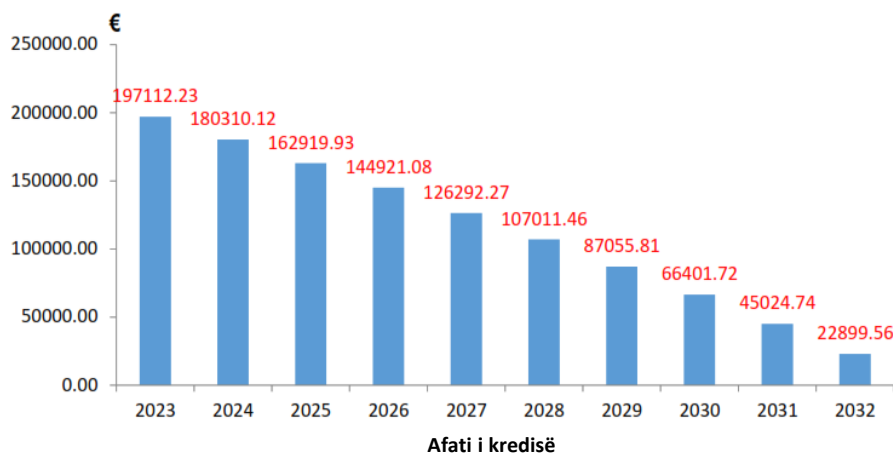


Figura 4.44 Interesi vjetor i kredisë

Këto interesa bankare do të paguheshin nëpërmjet të ardhurave të mbledhura nga shitja e energjisë në tregun e hapur. Në këtë kontekst, janë marrë në konsideratë çmimet mesatare të shitjeve të energjisë në vitet 2021 dhe 2022, për Bursën Hungareze të Energjisë (HUPX) [9]. Meqenëse çmimi për vitin 2022 është më i lartë, atëherë llogaritja do të bëhet me çmimin e vitit 2021, pasi mendohet se çmimi i vitit 2022 diktohet nga lufta në Ukrainë dhe kriza energjetike. Kështu, për llogaritjen e të ardhurave nga shitja e energjisë është marrë një çmim mesatar prej 113.58 €/MWh (2021) (shih Figurën 4.45).

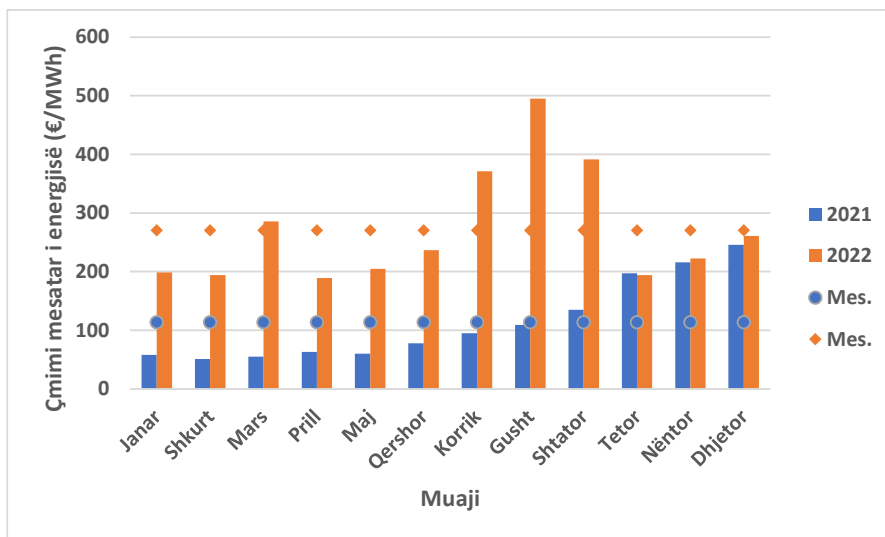


Figura 4.45 Çmimi mesatar i energjisë, bursa HUPX [9]

Bazuar në këtë çmim mesatar, llogariten të ardhurat vjetore nga shitja e energjisë së prodhuar, gjatë 25 viteve. Figura 4.46 paraqet të ardhurat nga sistemi FV në secilin vit.

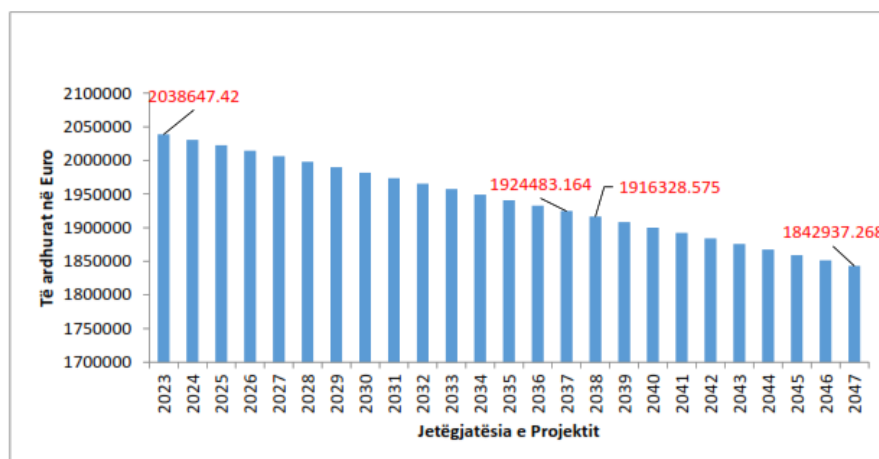


Figura 4.46 Të ardhurat nga shitja e energjisë

Në të njëjtën mënyrë, në Figurën 4.47 paraqitet një prezantim më i detajuar i fluksit kumulativ të parasë në vite. Këto vlera janë mjaft tërheqëse për investitorët.

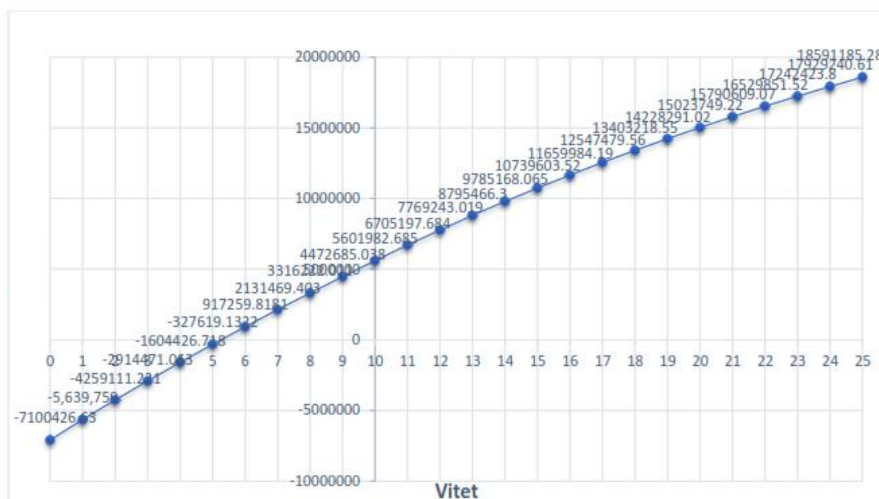


Figura 4.47 Fluksi i parasë për sistemin FV diell-ndjekës

Ndërsa pas 4.8 vitesh (periudha e kthimit të investimit) vlerat bëhen pozitive, në fund të 25 viteve fitimet do të jenë rreth 18.6 milionë €. Përfundimisht rezulton se këto shifra janë mjaft tërheqëse për investitorët.

4.3 Analiza tehniko-ekonomike e sistemeve eolike

Sistemet eolike me performancë të lartë ndikohen nga shumë faktorë, siç janë burimet dhe konfigurimi i erës në vend, karakteristikat teknike të turbinave të erës dhe shumë kriterë financiarë. Planifikimi dhe modelimi i skenarëve shpesh përqendrohen në parametra të kufizuar për të justifikuar performancën e parkut eolik. Për të kuptuar më mirë sesi mund të rriten investimet e turbinave të erës në Shqipëri, kërkohen llogaritje të thella dhe shumëdimensionale bazuar në analizën Monte Carlo, duke përdorur RETScreen dhe modelin JEDI të erës, për të vlerësuar ndikimin socio-ekonomik si një funksion i energjisë së prodhuar nga turbinat, koston e operimit dhe mirëmbajtjes dhe shumë inputeve të tjera financiare duke testuar turbina ere të ndryshme (p.sh., VESTAS, GAMESA, W2E dhe NORDEX) me fuqi të vlerësuar nga 3.45 MW deri në 4.5 MW. Një analizë më e detajuar e këtij studimi, është publikuar në referencën [116].

4.3.1 Metodologjia e studimit

Në këtë studim, përdoren tre programe të ndryshme modelimi të energjisë, siç jepen në diagramin e rrjedhës së metodologjisë në Figurën 4.48.

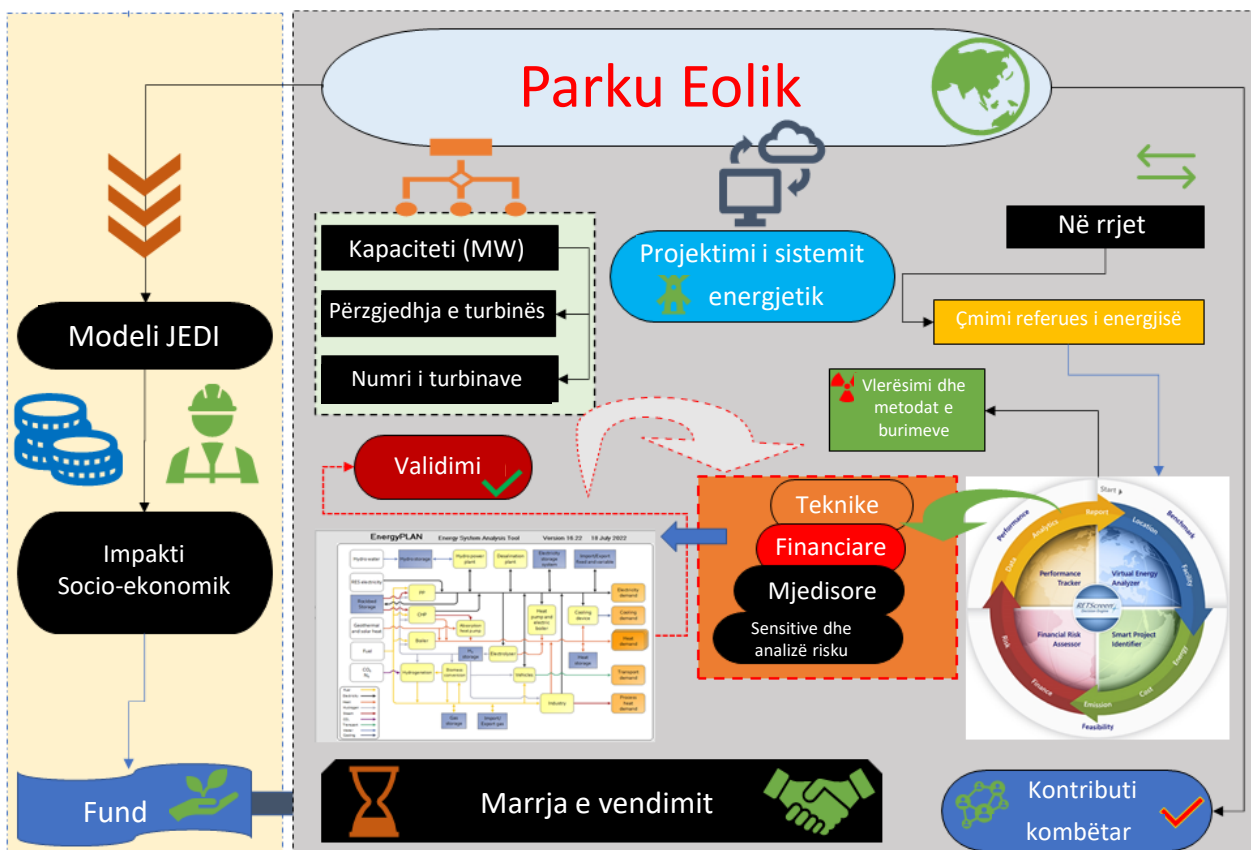


Figura 4.48 Diagrami i metodologjisë për parkun eolik të propozuar

Modeli i energjisë RETScreen [167] është një program i besueshëm për të vlerësuar prodhimin e energjisë, kostot e ciklit jetësor dhe reduktimin e emetimeve të gazeve (p.sh. CO₂) dhe konsiderohet si mjeti kryesor për projekte të ndryshme të energjisë nga BRE-të. Një nivel i lartë saktësie, mbi energjinë elektrike vjetore të gjeneruar nga turbinat e erës (TE), kërkon një sërë të

dhënash, duke përfshirë karakteristikat teknike (llojin dhe modelin e turbinës me erë, fuqinë dhe kurbën e energjisë, si dhe faktorë të tjerë ndikues si të dhënat klimatike, informacioni mbi shpejtësinë mesatare të erës/ose dendësinë e fuqisë në lartësinë e boshtit dhe eksponenti i gërshetimit të erërave). Për të rivlerësuar të dhënat e shpejtësisë së erës, u analizua kombinimi i regjistrimeve me pajisje të automatizuara (teknologji e re e monitorimit të erës, që ofron informacion 10-minutësh për të mesatarizuar matjet 15-sekondëshe si për shpejtësinë ashtu edhe për drejtimin). Ndryshimet ditore të shpejtësisë mesatare të erës (m/s) ofrohen nga Baza e të Dhënave të Klimës RETScreen (CanmetENERGY) e cila ka Harta të Burimeve të Energjisë (si harta globale e erës dhe Atlasi Global i Erës) që nuk ndryshojnë nga vlerat e erës në vend. Ndërsa vlerësimi socio-ekonomik i parkut eolik të propozuar, simulohet në modelin e energjisë JEDI të erës.

Validimi i prodhimit të energjisë nga sistemi i propozuar i energjisë së erës kryhet duke përdorur një mjet të avancuar modelimi të energjisë, EnergyPLAN, i cili është një model deterministik në krahasim me një model stokastik ose modele që përdorin metoda Monte Carlo si modeli RETScreen [142]. Si analiza teknike ashtu edhe ajo financiare, lartësia e kullës, diametri i rotorit, fuqia e vlerësuar dhe rendimentet specifike vlerësohen për një grup turbinash ere.

4.3.2 Rasti i studimit

Projekti i propozuar i energjisë së erës i instaluar në tokë ndodhet në pjesën juglindore të Shqipërisë, pranë kufirit me Greqinë, dhe përfshin 40 turbina ere me një fuqi nominale prej 4.5 MW secila (180 MW total) dhe mbulon një sipërfaqe prej 4905 ha, pjesë e Qarkut të Korçës. Topografia ka identifikuar dhe ofruar 40 pika të mundshme për vendosjen e turbinave me erë në zonat e Pretushës dhe e Kapshticës, siç jepet përkatësisht në Figurën 4.49.

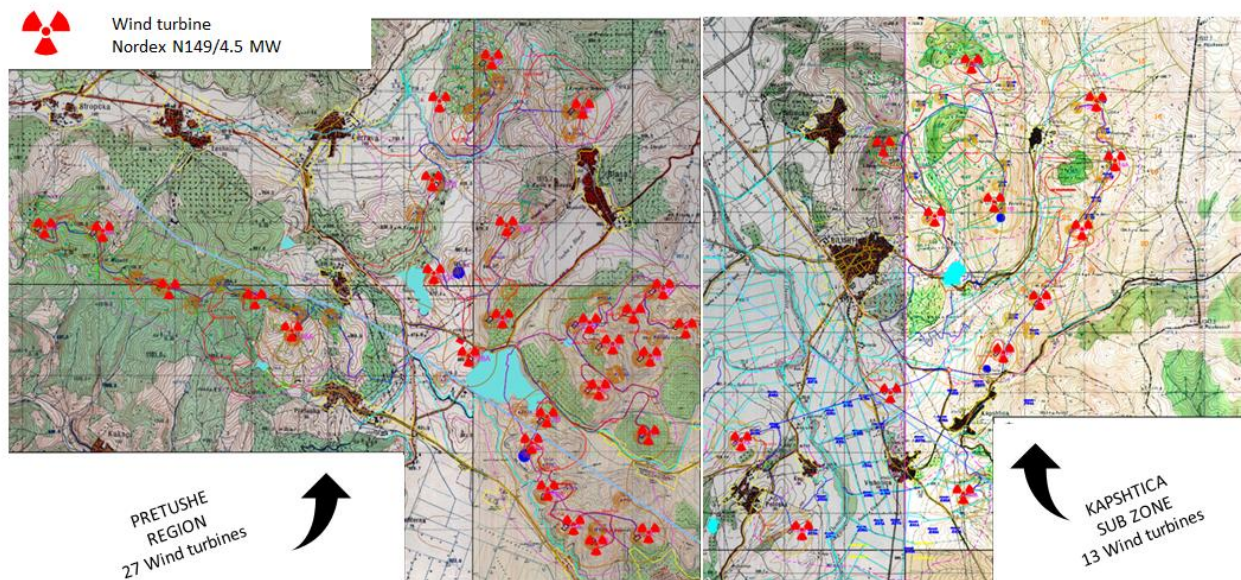


Figura 4.49 Shpërndarja e turbinave të erës në hartë (Pretushë dhe Kapshticë)

Matësit e instaluar në rajon kanë dhënë regjimin e shpejtësisë së erës dhe drejtimin e saj për një periudhë prej një viti (nga 24 shkurti 2008 deri më 5 shkurt 2009) [168]. Shpejtësia më e lartë e erës prej 6.2 m/s arrihet në mars, ndërsa vlera më e ulët prej 3.8 m/s bie në korrik. Shpejtësia mesatare vjetore e erës e zgjedhur për analizën e projektit referues, e cila është në përputhje me raportet e mëparshme, është 5.8 m/s në 105 metra (lartësia e kullës).

4.3.3 Analiza teknike

Në këtë studim rasti, merren në konsideratë katër turbina me erë të ndryshme me të dhëna teknike specifike (Gamesa G128-4.5 MW, Vestas V126-3.45MW, W2E-151/4.5MW dhe Nordex N149/4.5-105m) me fuqi të vlerësuar nga 3.45 deri në 4.5 MW. Si hap i parë, kryhet vlerësimi i për secilën turbinë duke supozuar funksionimin në kushte të barabarta (shih grafikun në Figurën 4.50).

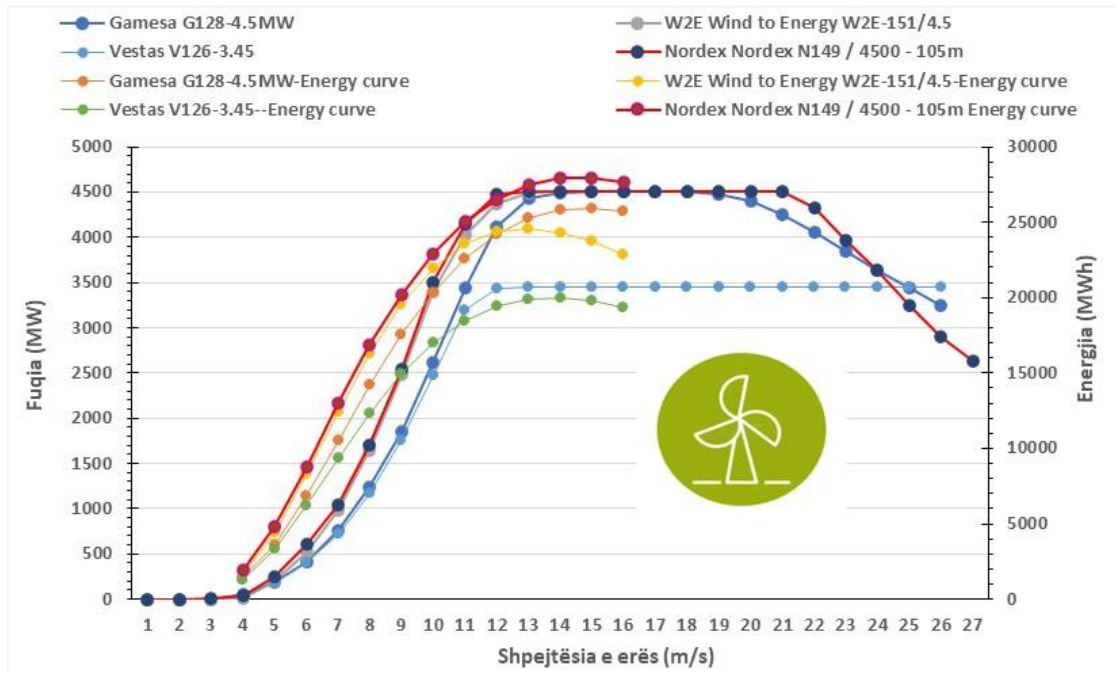


Figura 4.50 Varësia e Fuqisë dhe Energjisë në funksion të shpejtësisë së erës

Lloje të ndryshme humbjesh, të tilla si humbjet në bosht (5%), humbjet e fletëve 1% dhe humbjet e ndryshme pranohen 2% për shkak të humbjeve të prodhimit të energjisë për shkak të nisjeve dhe ndalimeve, operimit në drejtim të kundërt me erën, erës së fortë dhe ndërprerjeve nga shpejtësia e lartë e erës, përfshihen në model. Modeli i energjisë ka përfshirë çdo kërkesë shtesë për energji dhe çdo humbje të linjës së transmetimit të supozuar për vendndodhjen e propozuar të projektit të energjisë së erës me pikën e lidhjes së rajonit të zgjedhur [169], [170].

Për të nënshtruar më shpejt dhe me një nivel të lartë saktësie, veçanërisht në fazën fillestare të fizibilitetit, versioni më i fundit i modelit RETScreen Expert shtoi mundësinë për të analizuar me shpejtësi fizibilitetin e shumë turbinave të erës në kushte reale të vendndodhjes. Bazuar në këtë veçori, një vlerësim i tillë kryhet duke krahasuar katër lloje të ndryshme turbinash (p.sh., VESTAS, GAMESA, W2E dhe NORDEX) me fuqi të vlerësuar nga 3.45 MW deri në 4.5 MW, lartësi të ndryshme kullash dhe diametra të rotorit dhe rezultatet jepen në grafikun në Figurën 4.51.

Nga rezultatet e simulimit për secilën prej turbinave të përzgjedhura, modeli Nordex N149/4.5-105m, performon më mirë dhe jep një prodhim neto vjetor të energjisë prej 414 384 MWh ose ekuivalent me 2,302 MWh/MW/vit, që korrespondon me një faktor kapaciteti prej 26.3% duke supozuar 98% të disponueshmërisë së turbinave të erës gjatë gjithë vitit. Si përfundim, bazuar në rezultatet paraprake të simulimit, është e arsyeshme që analizat e zgjeruara të kryhen bazuar në turbinën me erë Nordex N149/4.5, me një fuqi të vlerësuar prej 4.5 MW dhe lartësi të boshtit prej 105m, pasi CF dhe energjia e gjeneruar janë më të larta se tre turbinat e tjera të testuara.

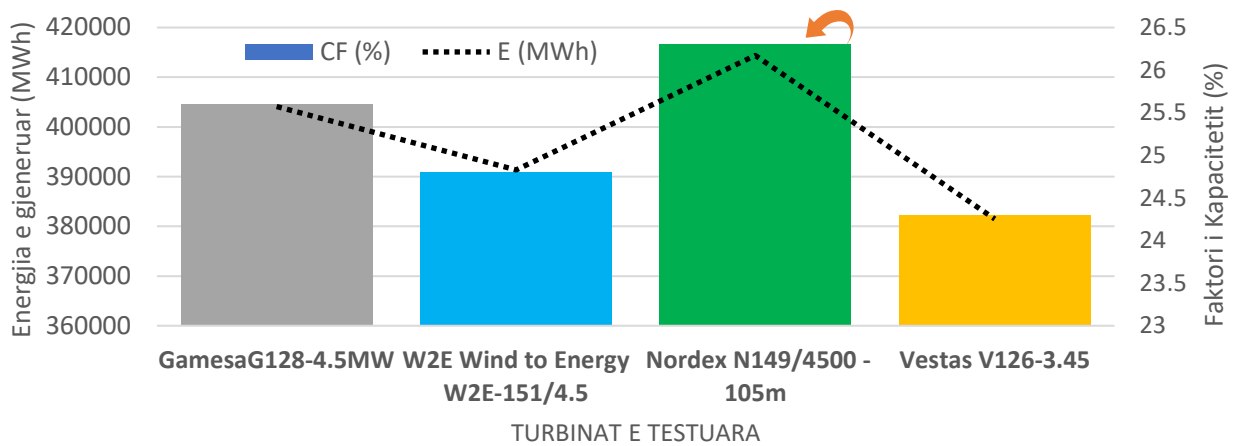


Figura 4.51 Rezultatet për energjinë dhe Faktorin e Kapacitetit për turbinat e testuara

4.3.4 Analiza financiare

Kostot kapitale të projekteve të energjisë së erës dominohen nga kostoja e vetë turbinës me erë. Në Figurën 4.52 jepet struktura dhe ndarja e kostos për një turbinë tipike 4.5 MW. Kostot mesatare të turbinës ndryshojnë sipas markës, modelit dhe treguesve të tjerë teknikë. Në analizat tona, supozohet një kosto totale investimi prej 1.274 m€/milion/MW [171]. Vetë turbina përbën rreth 70.4% të kostos totale, ndërsa BoS përbën rreth 22.1% (siç janë lidhja me rrjetin, infrastruktura elektrike; instalimi i montimit; qasja në vend dhe vendosja në skenë; themelet; zhvillimi inxhinierik dhe menaxhues) dhe pjesa tjetër e financimit (eventet, rreziqet etj.) përbën rreth 7.5%. Edhe pse kostoja e energjisë së erës ka rënë ndjeshëm në 10 vitet e fundit, teknologjia kërkon një investim fillestar më të lartë sesa gjeneratorët tradicionalë të karburanteve fosile. Kostot e shpërndarjes së investimeve dhe kostot e tjera, të tilla si ngjarjet gjatë ndërtimit dhe parametra të tjerë financiarë që ndikojnë në efikasitetin e përgjithshëm të çdo centrali eolik, bazohen në supozime.

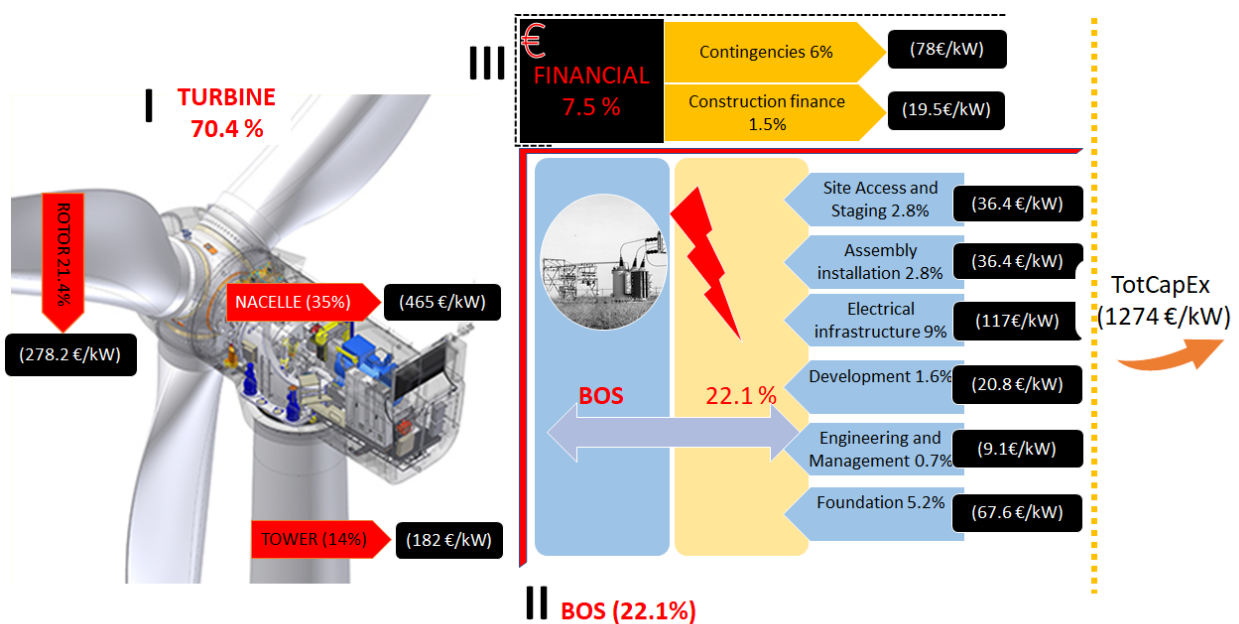


Figura 4.52 Ndarja e kostos (%) për parkun eolik

Parametrat në vendosur në program, përshkruar në Tabelën 4.15, pasqyrojnë projektin e propozuar të energjisë së erës të instaluar në tokës. Megjithatë, parametrat hyrës për një projekt të energjisë

së erës afatshkurtër i nënshtrohen një pasigurie të konsiderueshme. Si rezultat, është e dobishme të hetohet se si kjo ndryshueshmëri mund të ndikojë në LCOE dhe tregues të tjerë si NPV, IRR pas taksave, kthimin e kapitalit, shërbimin e mbulimit të borxhit dhe tregues të tjerë ekonomikë.

Tabela 4.15 Treguesit teknikë dhe ekonomikë të turbinës së testuar: Nordex (N149/4.5-105m).

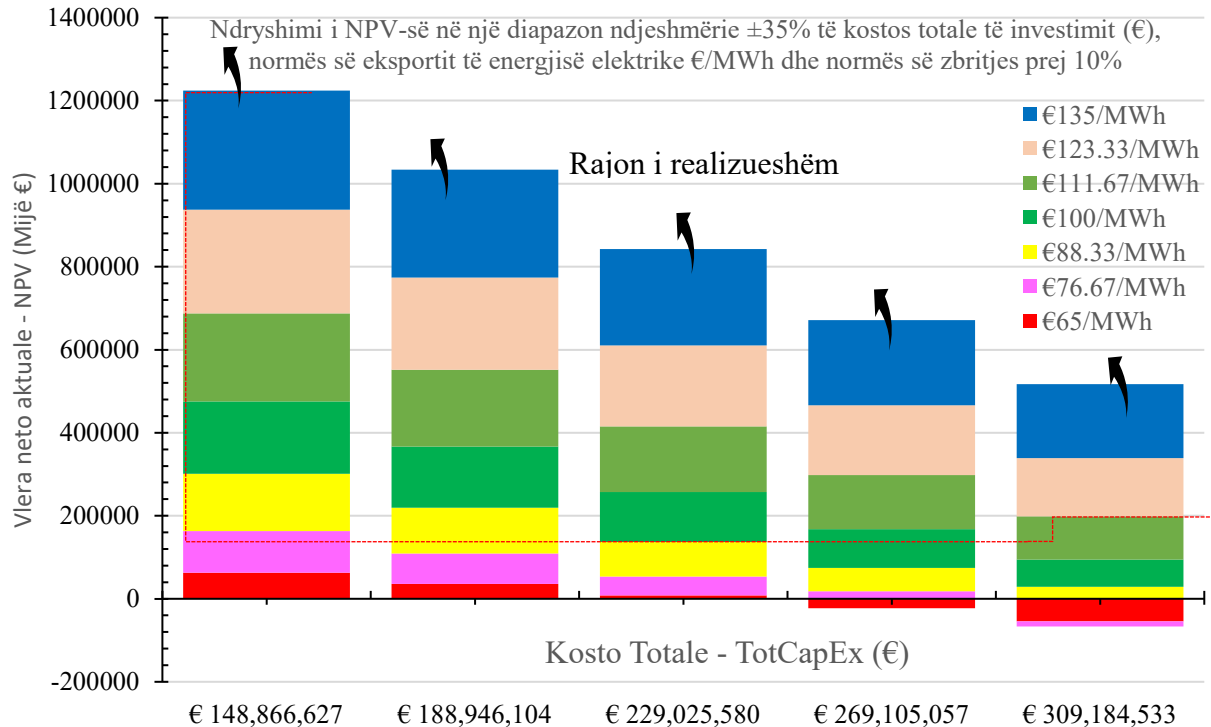
	Vlera	Njësia	Shënime
Kapaciteti i turbinës	4.5	MW	Turbinë Ere në tokë (NORDEX)
Numri i turbinave	40	Copë	Kapaciteti total i instaluar 180 MW
Faktori i Kapacitetit (CF)	26.3	%	
Sipërfaqja		m ²	22,697
Shpejtësia mesatare e erës	5.8	m/s	Në lartësinë 105 m
Gjenerimi vjetor i energjisë	434800	MWh/vit	
Çmimi i energjisë	100	€/MWh	
Kosto totale e investimit	1274	€/kW	[171]
Norma e zbritjes	10	%/vit	5%-8%-10%
Norma e inflacionit	3	%/vit	
Norma e kredisë	80	%	
Interesi i kredisë	5	%	
Afati i kredisë	15	vite	
Taksa e karbonit	50	€/tCO ₂	
Norma efektive e tatimit mbi të ardhurat	15	%	
Metoda e amortizimit		Lineare	
Periudha e amortizimit	15	vite	
Baza e taksës së amortizimit	100	%	
Operimi i turbinës	20-25	vite	
(Operim & Mirëmbajtje)	10	€/MWh	[168]
Qiraja e tokës	NA	€/vite	

Analiza e ndjeshmërisë e treguar në Tabelën 4.16 përqendrohet në inputet themelore: CapEx, OpEx dhe normën e eksportit të energjisë elektrike (€/MWh). Analizat e ndjeshmërisë ekzekutohen bazuar në supozime konstante dhe duke ndryshuar grupin tjetër të variablave financiare. Bazuar në analizën e mësipërme të koston së investimit dhe referencat e agjencive të ndryshme ndërkombëtare si IRENA. Skenarët ngrihen mbi supozime dhe duke supozuar një TotCapEx prej 1274 €/kW [171] supozohet në rangun e (±35%), saktësisht nga 828 €/kW deri në 1,720 €/kW për tre norma të ndryshme zbritjeje, 5%, 8% dhe 10%.

Të gjithë treguesit janë premtues dhe ajo që bën diferencën është kostoja e investimit dhe norma e zbritjes. Nëse një investitor ka një çmim instalimi më të ulët për 828 €/kW ose -35% në krahasim me Kosto Totale referuese (1274 €/kW), siç përshkruhet në Tabelën 4.16, të gjithë treguesit ekonomikë përmirësohen ndjeshëm. Analiza e ndjeshmërisë kryhet duke marrë parasysh një ndryshim në çmimin e instalimit duke iu referuar skenarit bazë që supozon një kosto totale për njësi prej 1274 €/kW, një normë zbritjeje prej 10% dhe një gamë ndjeshmërie të parametrave financiarë (±35%). Në rezultatin e dhënë në Tabelën 4.16, LCOE për rastin bazë (norma e zbritjes 10%) rezulton 62.79 €/MWh, ndërsa ndryshon koston totale për njësi në diapazonin (±35)%, atëherë LCOE arrin një vlerë minimale dhe maksimale prej 49.97 €/MWh dhe 85.21 €/MWh.

Tabela 4.16 Rezultatet e simulimit për analizat e ndjeshmërisë të aplikuara për tre norma të ndryshme zbritjeje, 5%, 8% dhe 10%.

NPV (€)	Gjenerimi vjetor ($\frac{MWh}{vit}$)	414,384														
		100														
	Çmimi i shitjes (€/MWh)	5				8				10						
	Kosto Tot. ($\frac{€}{kW}$)	1,720	1,497	1274	1,051	828	1,720	1,497	1274	1,051	828	1,720	1,497	1274	1,051	828
	IRR pas taks. (%)	16.9	23	37.2	16.9	23	16.9	23	37.2	16.9	23	16.9	23	37.2	44.5	64
	Kthimi i investimit (vite)	6.4	4.3	2.7	2.2	1.5	6.4	4.4	2.7	2.2	1.5	6.4	4.4	2.7	2.2	1.5
	LCOE ($\frac{€}{MWh}$)	73.89	65.77	55.29	51.35	43.84	80.78	72.32	59.84	55.40	46.95	85.21	76.15	62.79	58.0	49.97
138491125																
177465006																
227759101																
2466800309																
282742998																
76736107																
107884635																
153839191																
170181692																
201330221																
49766239																
78346261																
120511404																
135506303																
164086324																


 Figura 4.53 Ndryshimi i NPV-së në një diapazon ndjeshmërie $\pm 35\%$ të TotCapEx (€) dhe normës së eksportit të energjisë elektrike €/MWh për një normë zbritjeje prej 10%.

Grafiku në Figurën 4.53 tregon ndryshimin në NPV për një normë zbritjeje prej 10%, si një funksion i kostos totale të investimit (TotCapEx në €) dhe normës së eksportit të energjisë elektrike (€/MWh). Rajoni i përcaktuar nga vlerat e larta të NPV-së mbi zonën e vijës me pika të kuqe quhet

zona e fizibilitetit dhe ndikohet shumë nga norma e eksportit të energjisë elektrike të gjeneruar nga parku eolik. Gjithashtu, të gjitha vlerat e NPV-së do të kishin një rritje pozitive nëse aplikohen norma më të larta të eksportit të energjisë elektrike (vlerat në shirita blu) dhe kostoja totale e investimit për njësi zvogëlohet me 828 €/kW (-35% duke iu referuar skenarit bazë 1274 €/kW).

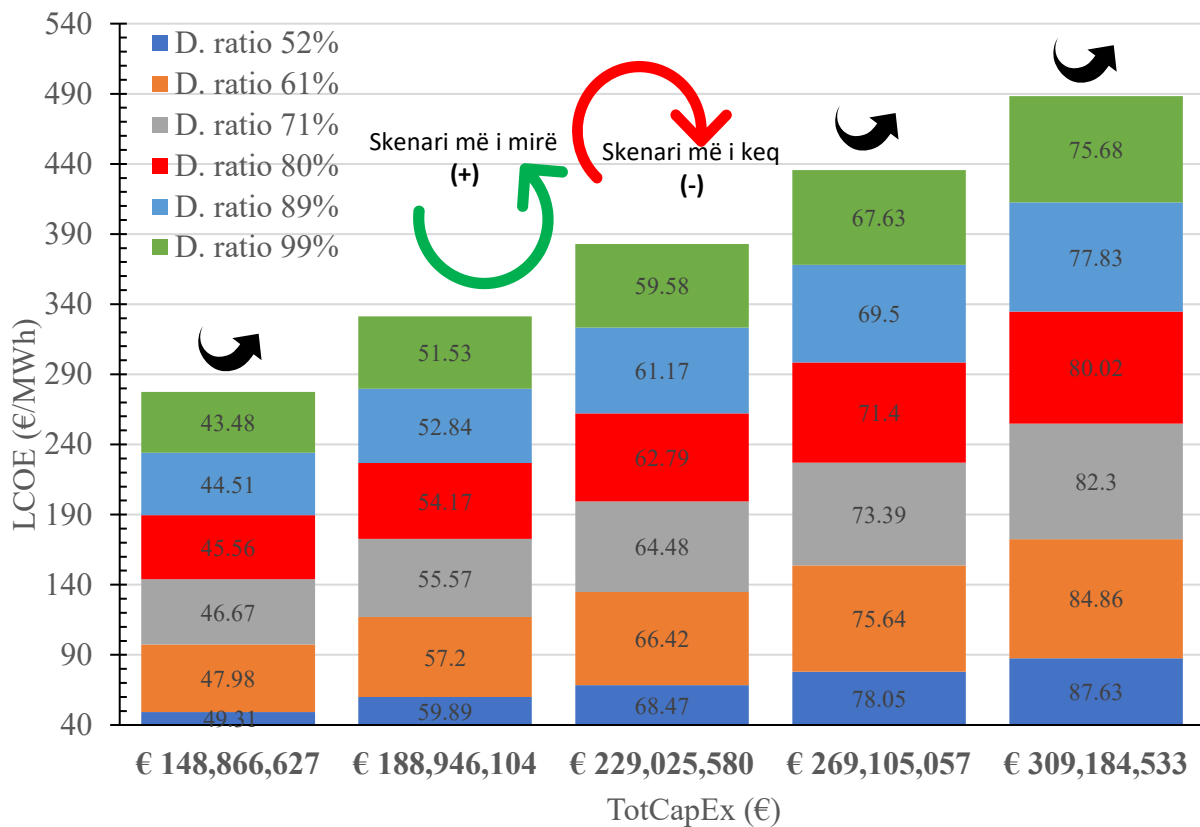


Figura 4.54 Ndryshimi i LCOE (€/MWh) si funksion i shpenzimeve totale kapitale dhe sasisë së kredisë (%) në një diapazon ndjeshmërie prej $\pm 35\%$ dhe normës së eksportit të energjisë elektrike prej 100 €/MWh.

Zona e fizibilitetit është paraqitur në grafikun në Figurën 4.54. Në këto kushte, analiza e ndjeshmërisë ofron informacion të saktë në lidhje me faktorët ndikues në koston e prodhimit të energjisë nga parku i energjisë eolike. Nga analiza, çmimi i shitjes duhet të jetë të paktën mbi 100 €/MWh bazuar në skenarin referues duke aplikuar një kosto totale për njësi prej 1,274 €/kW. Në llogaritjet e projektimit të parkut të energjisë eolike të propozuar, çmimi i shitjes supozohet të jetë 100 €/MWh, dhe analiza e detajuar financiare nxjerr në pah faktin se parku eolik nuk është efikas në kushte të caktuara financiare, duke shprehur qartë nevojën për një marrëveshje çmimi fiks. Ky çmim duhet të rregullohet duke respektuar kuadrin ligjor [172] që mbështet prodhimin e energjisë elektrike nga parqet eolike në Shqipëri [35].

Analiza tregon gjithashtu flukset vjetore dhe kumulative të parave të paraqitura në grafikun në Figurën 4.55, të cilat u llogaritën gjatë jetëgjatësisë së parkut eolik. Një metodë e thjeshtë për të vlerësuar fizibilitetin është metoda e periudhës së thjeshtë të kthimit të investimit (SSP), e cila përfaqëson kohëzgjatjen e nevojshme të parkut eolik për të rikuperuar koston e vet fillestare, nga të ardhurat ose kursimet që gjeneron gjatë fazës së operimit.

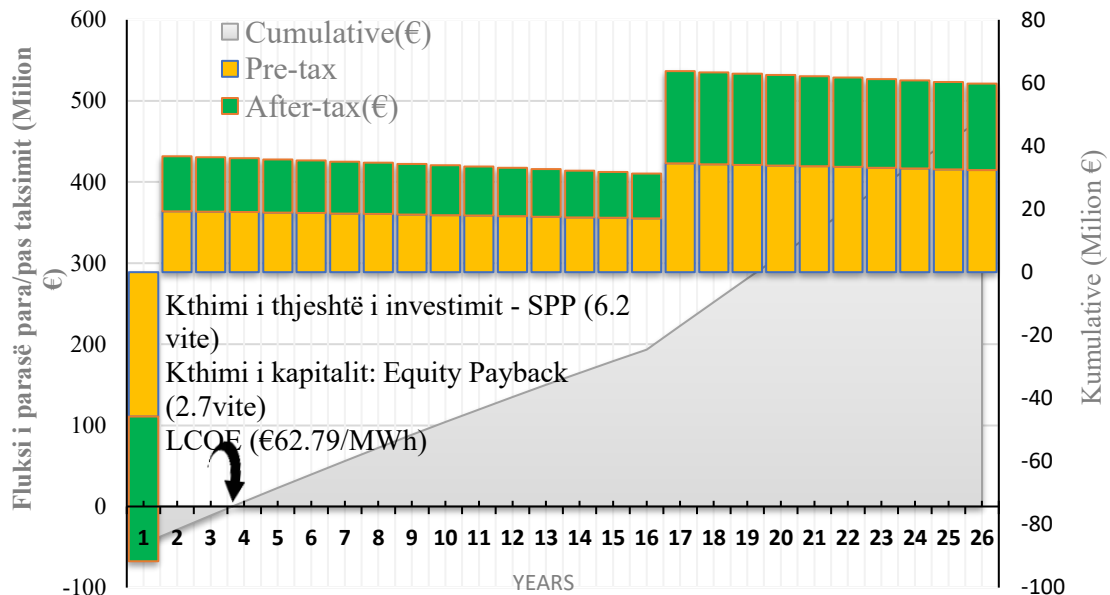


Figura 4.55 Analizat e fluksit të parash

Metoda e thjeshtë e kthimit të investimit nuk duhet të përdoret si tregues kryesor për të vlerësuar një projekt, por mund të përdoret si një tregues dytësor për të vlerësuar nivelin e rrezikut të investimit. Bazuar në rezultatet e skenarëve të rasteve (parametrat financiarë siç jepen në Tabelën 4.15), kthimi i thjeshtë i investimit rezulton 6.2 vjet, dhe kthimi i kapitalit rezulton 2.7 vjet, që përfaqëson kohëzgjatjen që i duhet pronarit të FEC për të rikuperuar investimin e tij fillestar (kapitalin) nga flukset e parave të gjeneruara të projektit të llogaritura në numrin e vitit dhe flukset kumulative të parave pas taksave. Shlyerja e kapitalit merr në konsideratë flukset e parave të projektit që nga fillimi i tij, si dhe nivelin e borxhit të projektit të propozuar të parkut eolik (WPP), gjë që e bën atë një tregues më të mirë kohor për projektin sesa metoda e thjeshtë e shlyerjes.

Nga ana tjetër, do të shmangej një sasi prej 342140 ton CO₂/vit, që është ekuivalente me 150 008 320 litra benzinë të përdorura apo 32 110 hektarë pyll që thithin CO₂.

4.3.5 Ndikimi socio-ekonomik

Ndikimet ekonomike të zhvillimit të projekteve të energjisë së erës mund të jenë të rëndësishme si për zonat rurale ashtu edhe për shtetin në të cilin ndodhet projekti. Përfitimet që gjenerohen nga investimet, si gjatë fazave të ndërtimit ashtu edhe të operimit të centraleve me erë, varen nga shkalla në të cilën këto shpenzime kryhen në nivel lokal, si dhe nga struktura e ekonomive lokale dhe shtetërore. Modeli i Ndikimit të Punës në Erë të Bazuar në Tokë dhe Zhvillimit Ekonomik (modeli LBW JEDI) është një mjet i lehtë për t'u përdorur nga vendimmarrësit bashkiak apo parlamentar, komisionet e prokurimeve publike, pronarët potencialë të projekteve, zhvilluesit dhe të tjerë të interesuar në analizimin e ndikimeve ekonomike që lidhen me centralet e reja ose ekzistuese. Modeli ofron një përafrim të ndikimeve ekonomike në shoqërinë lokale dhe shtetërore, që mund të gjenerohen nga zhvillimi i projektit të parkut eolik, gjatë fazës së ndërtimit të projektit dhe gjatë gjithë jetës (20 deri në 25 vite), ose viteve të operimit të projektit [141]. Modeli JEDI i erës ka disa kufizime, pasi nuk merr në konsideratë ndikimin potencial në çmimin e energjisë elektrike ose investimet alternative. Këto përfitime që rrjedhin nga parku eolik i propozuar mund të përdoren për sistemet e ardhshme të energjisë së erës në Shqipëri.

Parashikimi i saktë i prodhimit të energjisë së rinovueshme është jashtëzakonisht i rëndësishëm për të siguruar që prodhimi të përmbushë kërkesën për energji, pasi devijimet kanë ndikim në qëndrueshmërinë e sistemit dhe mund të shkaktojnë ndërprerje të energjisë në disa situata [173].

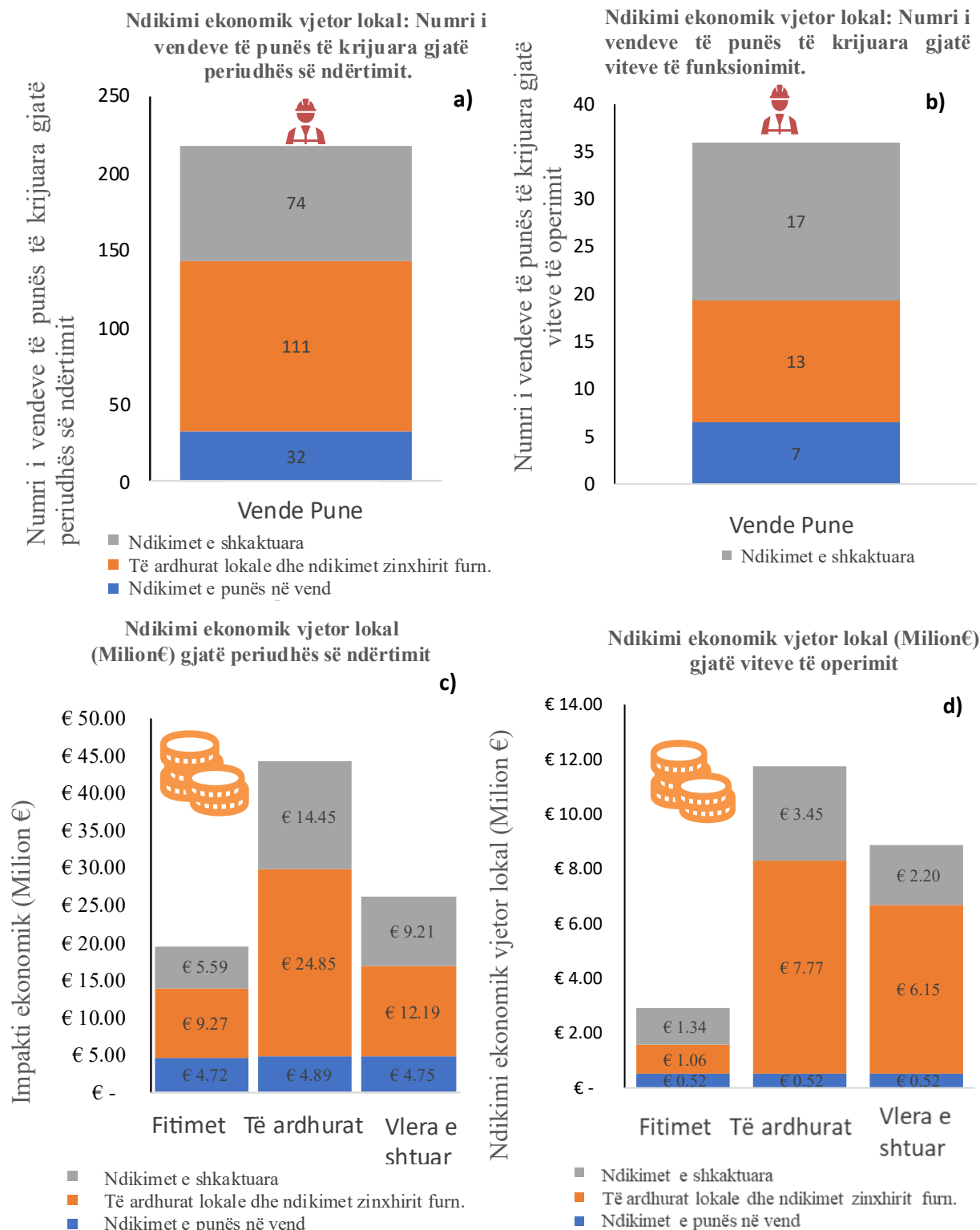


Figura 4.56 Ndikimi socio-ekonomik nga një park eolik 180 MW: a) Numri i vendeve të punës të krijuara gjatë periudhës së ndërtimit. b) Numri i vendeve të punës të krijuara gjatë viteve të funksionimit. c) Ndikimi ekonomik vjetor lokal (Milion €) gjatë periudhës së ndërtimit, dhe d) Ndikimi ekonomik vjetor lokal (Milion €) gjatë viteve të funksionimit

Siç mund të shihet nga rezultatet e simulimit në grafikun në Figurën 4.56 (a, b, c, d), modeli JEDI i erës llogarit lehtësisht numrin e vendeve të punës, fitimet dhe prodhimin, të ndara në tre kategori: duke përfshirë zhvillimin e projektit dhe ndikimet në punën në vendndodhjen e impiantit, ndikimet në të ardhurat lokale dhe zinxhirin e furnizimit, dhe ndikimet e shkaktuara për parku eolik të propozuar me kapacitet 180 MW. Numri i vendeve të punës gjatë periudhës së ndërtimit dhe periudhës së operimit tejkalon përkatësisht 32 dhe 7 vende pune në vend, 74 dhe 17 ndikime të shkaktuara dhe 111 dhe 74 ndikime në të ardhurat lokale dhe zinxhirin e furnizimit. Ndikimi ekonomik vjetor lokal (m€) gjatë periudhës së ndërtimit dhe periudhës së operimit është përkatësisht 89.92 milion € dhe 23.54 milion €.

KAPITULLI 5

Analiza e Rrjetit Shpërndarës Energjetik Shqiptar në
kushtet e depërtimit të burimeve të rinovueshme të
energjisë

5. Analiza e Rrjetit Shpërndarës Energjetik Shqiptar në kushtet e depërtimit të burimeve të rinovueshme të energjisë

Në këtë kapitull analizohet ndikimi i depërtimit të BRE-ve në Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar, për skenarë të ndryshëm. Një vëmendje e veçantë i kushtohet rajoneve shpërndarëse të energjisë, ku i rast kryesor studimi është zgjedhur ai i Burrelit. Përveç kësaj, janë krahasuar rezultatet e simulimeve të këtij rajoni, me ato të rajoneve të tjera (të Korçës dhe Kukësit). Vlen për tu theksuar që në fillim të këtij kapitulli janë të sqaruara të gjitha indekset e performancës për të studiuar skenarë të ndryshëm të operimit të rajoneve energjetike. Këtu analizohen parametra të ndryshëm si: tensioni, humbjet (në linja dhe në transformatorë), flukset e fuqisë (aktive, reaktive apo të plota), ngarkimi (i linjave dhe i transformatorëve), harmonikat etj. Këto parametra duhet të jenë brenda limiteve të kërkuara. Gjithashtu trajtohen edhe disa parametra ekonomik për studimin e fizibilitetit. Më tej është marrë në studim i gjithë Sistemi Elektroenergjetik Shqiptar me qëllim studimin e optimizimit të flukseve të fuqisë me përfshirjen e BRE-ve. Nëpërmjet minimizimit të disa funksioneve objektive të përzgjedhura (si për shembull humbjet totale të fuqisë, kostot e gjenerimit të energjisë etj), janë krahasuar rezultatet midis skenarëve pa/me optimizim, si dhe pa/me shtimin e BRE-ve të tjera në sistem. Në fund është paraqitur edhe një studim eksperimental i realizuar në laborator, mbi matjen dhe zvogëlimin e harmonikave në kohë reale, në një sistem të vogël FV.

5.1 Indekset e performancës për analizën e sistemit energjetik

Për të studiuar skenarë të ndryshëm të operimit të Sistemit Elektroenergjetik Shqiptar janë marrë në konsideratë dhe analizuar parametrat e mëposhtëm. Vlen për tu theksuar që këto parametra mund studiojnë qëndrueshmërinë e sistemit jo vetëm nga depërtimi në sasi të ndryshme të sistemeve FV, por edhe i burimeve të tjera si eolike, hidrike, etj.

- Tensioni (nj.rel.): Depërtimi i sistemeve FV do të ndikojë në luhatjen e profilit të tensionit. Kështu, tensioni në nj.rel. [102], i dhënë nga Ekuacioni (5.1), duhet të merret në konsideratë:

$$V(nj.rel.) = \frac{V}{V_b} \quad (5.1)$$

ku: V dhe V_b , janë përkatësisht tensioni aktual dhe tensioni bazë (në kV)

Për shembull, sipas Kodit të Shpërndarjes [174], Diapazoni i Tensionit të Ulët duhet të jetë nga -10% në +5% të tensionit bazë (ose nominal). Për sistemin 'për njësi', diapazoni i luhatjeve të tensionit duhet të jetë në intervalin [0.95-1.05] nj.rel.

- Indeksi i Përmirësimit të Profilit të Tensionit (VP_{II}) [101]: Ky indeks llogaritet nëpërmjet Ekuacionit (5.2):

$$VP_{II} = \frac{VP_{MeFV}}{VP_{PaFV}} \quad (5.2)$$

ku: VP_{MeFV} , është profili i tensionit të sistemit me depërtim të sistemeve FV dhe VP_{PaFV} është profili i tensionit të sistemit pa FV.

Për më tepër, për të llogaritur profilin e tensionit mund të përdoret Ekuacioni (5.3):

$$VP = \sum_{i=1}^N V_i L_i K_i \quad \text{ku: } (\sum_{i=1}^N K_i = 1) \quad (5.3)$$

V_i është madhësia e tensionit në nyjën "i", në njësi relative.

L_i përfaqësoi ngarkesën si fuqia komplekse e nyjës "i", në njësi relative (e pjesëtuar me fuqinë bazë).

K_i është koeficienti i rëndësisë për nyjën "i".

Në veçanti, vlera më e madhe e këtij indeksi sugjeron vendin më të mirë për të instaluar sistemin FV. Për më tepër, përdoren sqarimet e mëposhtme:

$VPI < 1$, FV nuk ka asnjë përfitim,

$VPI = 1$, FV nuk ka ndikim në profilin e tensionit të sistemit,

$VPI > 1$, FV ka përmirësuar profilin e tensionit të sistemit.

- Indeksi i Profilit të Tensionit (VPI) [175]: Ky është një tjetër indeks i Profilit të Tensionit për ta krahasuar atë për skenarë të ndryshëm. Ky indeks përcakton një shifër të vetme që përfaqëson se sa mirë përputhet tensioni me atë ideal dhe jepet nëpërmjet Ekuacioneve (5.4) dhe (5.5) :

$$VPI = \log_{10} \left(k \cdot \left| \frac{1}{V_\mu - 1} \right| \right) \quad (5.4)$$

$$\text{ku: } V_\mu = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V_i \quad \text{dhe} \quad k = 1 - V_\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (V_i - V_\mu)^2} \quad (5.5)$$

V_μ është tensioni mesatar i rrjetit dhe V_σ është devijimi standard i tensionit në nyje.

Për dy skenarë, 1 dhe 2, nëse $VPI_1 > VPI_2$, do të thotë që skenari 1 ofron një profil më të mirë tensioni. Pra një vlerë e lartë do të ishte më e dobishme.

- Indeksi i Reduktimit të Humbjeve në Linjë (LLRI) [176]: Mund të përdoret Ekuacioni (5.6), për llogaritjen e indeksit LLRI:

$$LLRI = \frac{LL_{MeFV}}{LL_{PaFV}} \quad (5.6)$$

ku: LL_{MeFV} dhe LL_{PaFV} janë humbjet totale të linjës për skenarët përkatësisht me/pa FV.

Përveç kësaj, humbjet e linjës mund të llogariten nga Ekuacioni (5.7):

$$LL = 3 \sum_{i=1}^N I_i^2 R D_i \quad (5.7)$$

ku: I_i është madhësia e rrymës së linjës "i", në njësi relative (me/pa FV), R përfaqëson rezistencën e linjës së energjisë (nj.rel./km), D_i simbolizon gjatësinë e linjës (km) dhe N përfaqëson numrin total të linjave në sistem.

Sipas rezultateve, mund të merren në konsideratë rastet e mëposhtme:

$LLRI < 1$, FV ka zvogëluar humbjet në linja,
 $LLRI = 1$, FV nuk ka ndikim në humbjet në linja,
 $LLRI > 1$, FV ka rritur humbjet në linja.

- Indeksi i Reduktimit të Humbjeve në Transformatorë (TLRI) [98]: Indeksi TLRI mund të llogaritet me Ekuacionin (5.8):

$$TLRI = \frac{TL_{MeFV}}{TL_{PaFV}} \quad (5.8)$$

ku TL_{MeFV} dhe TL_{PaFV} janë humbjet totale të transformatorit përkatësisht për skenarët me dhe pa FV.

Ndërkohë, interpretimi i rezultateve është i njëjtë si në indeksin e mësipërm (LLRI).

- Ngarkimi i linjës [177]: Për të llogaritur ngarkimin e linjave transmetuese apo shpërndarëse (në %), mund të përdoret Ekuacioni (5.9):

$$Ngarkimi\ i\ linjës\ (\%) = \frac{rryma\ aktuale\ që\ kalon\ në\ linjë}{rryma\ nominale\ e\ linjës} \cdot 100 \quad (5.9)$$

- Indeksi i Përmirësimit të Fuqisë së Plotë në Linjën Transmetuese (LTAPII) [178]: Ky indeks analizon reduktimin e fuqive aktive dhe reaktive në linjat e transmetimit. Për më tepër, indeksi LTAPII llogaritet nga Ekuacioni (5.10):

$$LTAPII = \frac{LTAP_{MeFV}}{LTAP_{PaFV}} \quad (5.10)$$

ku, LTAP është fuqia e plotë e linjës së transmetimit në njësi relative (me ose pa FV).

Sipas rezultateve, mund të merren në konsideratë rastet e mëposhtme:

$LTAPII < 1$, FV ka përmirësuar fuqinë e plotë të linjës së transmetimit (një reduktim),
 $LTAPII = 1$, FV nuk ka ndikim në fuqinë e plotë,
 $LTAPII > 1$, FV nuk ka qenë i dobishëm.

Duke analizuar të gjithë indekset e mësipërme të performancës, sugjerohet shkalla optimale e depërtimit të FV. Për më tepër, për një studim të plotë fizibiliteti mund të analizohen dhe parametrat e mëposhtëm. Kjo do të ishte e vlefshme sidomos për investimet e kryera nga kompanitë shpërndarëse dhe transmetuese të energjisë elektrike.

- Kursimi nga reduktimi i humbjeve: Kursimi total për shkak të uljes së humbjes së fuqisë në një sistem [179] shprehet me Ekuacionin (5.11):

$$Kursimi\ nga\ reduktimi\ i\ humbjeve = Humbjet \times Kohë \times \text{Çmimi i energjisë} \quad (5.11)$$

- Të ardhurat nga gjenerimi FV: Të ardhurat nga gjenerimi FV varen nga madhësia e sistemit FV, kushtet meteorologjike, si dhe tarifa e energjisë elektrike. Për më tepër, ato jepen në Ekuacionin (5.12):

$$T\grave{e} \text{ ardhurat nga } FV = P_{FV} \times \text{gjenerimi kWh/kWp} \times \text{\pounds mimi i energjis\pounds} \quad (5.12)$$

- Kostoja totale e investimit të sistemit FV: Kostoja totale e investimit për një sistem FV shprehet me Ekuacionin (5.13):

$$Kosto \text{ e investimit } FV = P_{FV} \times \text{kosto/Wp} \quad (5.13)$$

Kostoja e instalimit të sistemit FV varet nga teknologjia dhe prodhuesit. Gjithashtu ndryshon nga shteti në shtet.

- Kthimi i investimit. Periudha e kthimit të investimit është raporti i kostos totale të investimit me përfitimin (kursimi nga reduktimi i humbjeve + të ardhurat nga shitja e energjisë) në një vit. Për më tepër, ajo jepet nga Ekuacioni (5.14):

$$Kthimi \text{ i Investimit} = \frac{Kosto \text{ e Investimit}}{\text{Kursimi nga reduktimi i humbjeve} + T\grave{e} \text{ ardhurat}} \quad (5.14)$$

Kështu, intervali kohor i nevojshëm për të rikuperuar kostot e investimit njihet si periudha e kthimit të investimit. Përveç kësaj, është një vlerë shumë thelbësore për të vlerësuar fizibilitetin ekonomik të një sistemi FV.

5.2 Rajoni Burrel

Rajoni i Burrelit është një nga 11 rajonet shpërndarëse të OSHEE-së. Ai përfshin 5 agjenci në verilindje të Shqipërisë: Dibër, Bulqizë, Klos, Burrel, Mirditë dhe Laç. Në Figurën 5.1 paraqitet hapësira gjeografike që zë ky rajon. Për më tepër kufizohet më rajonet Kukës, Shkodër, Tiranë dhe Elbasan.

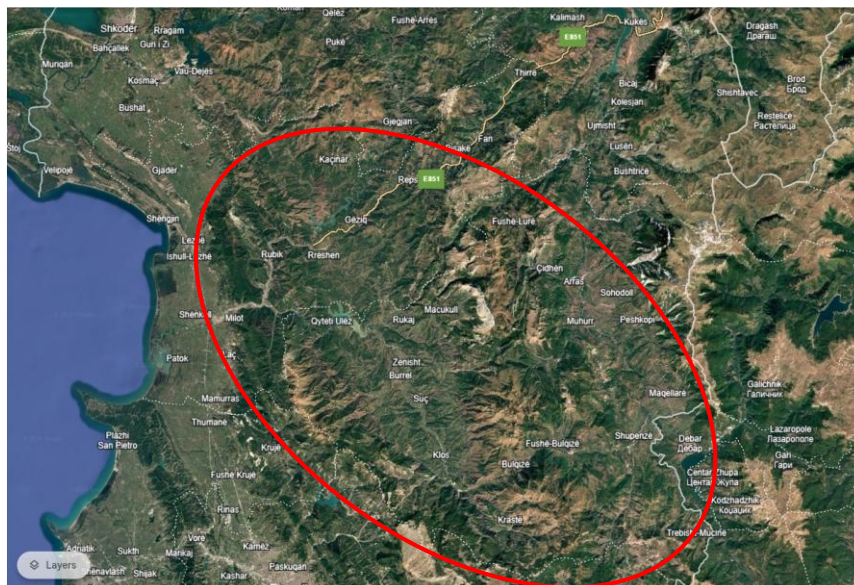
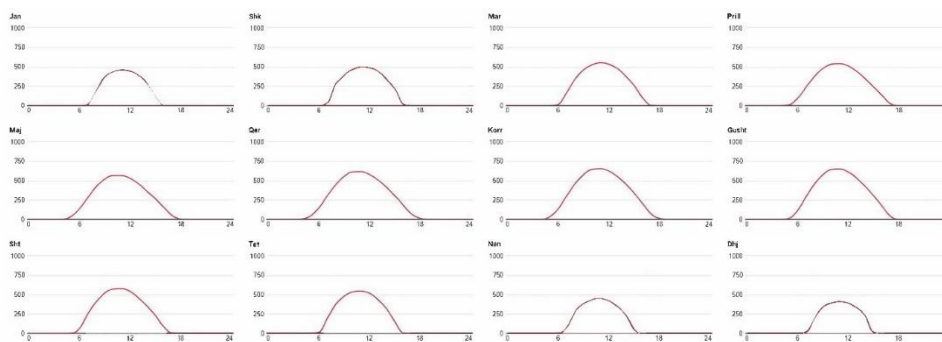


Figura 5.1 Pozicioni gjeografik i Rajonit të Burrelit

Ndërkohë, në Figurën 5.2 jepet rrezatimi mesatar mujor që bie direkt në sipërfaqen e këtij rajoni [166]. Shikohet se përgjithësisht, rrezatimi maksimal arrin gjatë muajve të verës, rreth intervalit orar 11:00-12:00. Këta grafikë do të shërbejnë për të modeluar profilin e gjenerimit të sistemeve FV.


 Figura 5.2 Rrezatimi diellor direkt (Wh/m^2) sipas muajve [166]

Për të pasur një panoramë më të qartë të rrezatimit orar sipas muajve, mund të studiohet Figura 5.3 [166]. Rezulton se vlera maksimale e rrezatimit është $653 W/m^2$ dhe arrihet në muajin Korrik në intervalin orar 11:00-12:00. Rrezatim diellor i lartë shfaqet edhe për muajt Gusht dhe Qershor, afërsisht në të njëjtin interval.


 Figura 5.3 Rrezatimi diellor direkt (Wh/m^2) sipas orëve

Përveç rrezatimit diellor, duhen studiuar edhe temperaturat e ajrit si dhe sasia e reshjeve të rëna në këtë rajon. Këto të fundit janë edhe më të rëndësishme, në rajone në të cilat operojnë HEC-e. Kështu, Figura 5.4 paraqet vlerat mesatare mujore (për periudhën 1991-2020) të temperaturës dhe reshjeve të rëna [180]. Sasia maksimale e reshjeve shfaqet në muajt Nëntor dhe Dhjetor, ndërsa temperatura mesatare maksimale (rreth $22.5^{\circ}C$) shfaqet në Korrik. Ndërkohë që në dimër ajo ulet ndjeshëm.

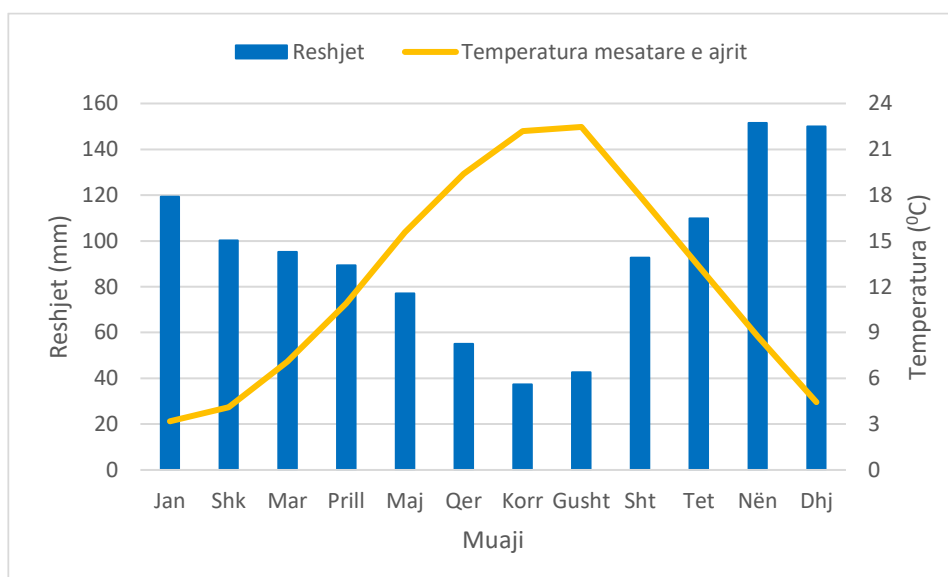


Figura 5.4 Mesatarja e reshjeve të rëna dhe temperaturës së ajrit për periudhën 1991-2020 [180]

Nga ana tjetër sasia e reshjeve të rëna vit pas vit është shumë e luhatshme. Për këtë qëllim, duhen marrë në konsideratë të dhënat e sa më shumë viteve për të bërë një parashikim sa më të saktë të gjenerimit të HEC-eve. Për shembull, në Figurën 5.5 paraqiten sasitë mesatare vjetore të reshjeve të rëna për periudhën 1990-2023. Shihet se reshjet maksimale kanë rënë në vitet 1996, 2009 dhe 2014. Ndërsa sasia minimale e reshjeve ka rezultuar në vitet 2000 dhe 2011.

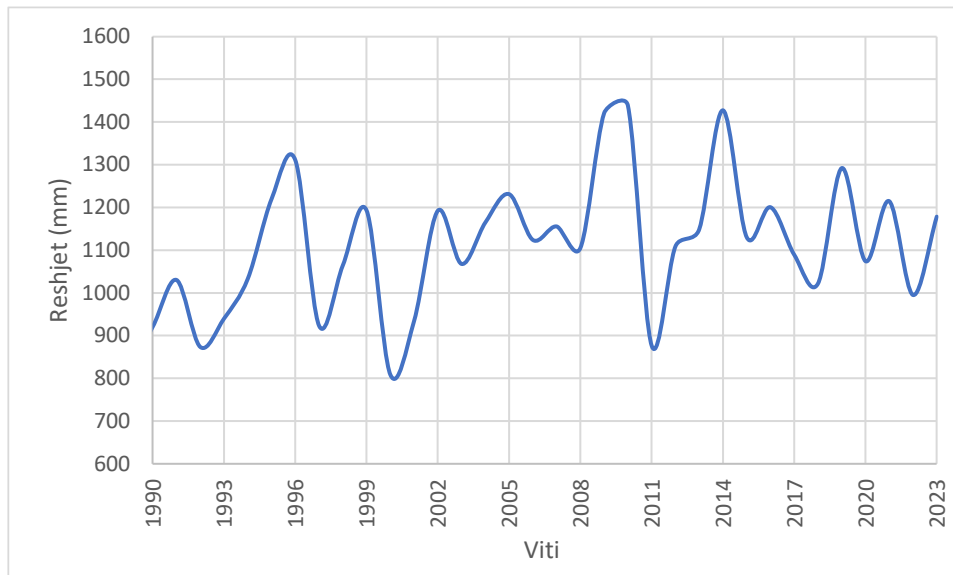


Figura 5.5 Reshjet mesatare vjetore për periudhën 1990-2023

Rajoni i Burrelit përbëhet nga rreth 20 nënstacione elektrike, 2 prej të cilave me tension primar 220 kV (Burrel dhe Shumat) administrohen nga OST, si dhe 2 të tjera (Ulëz dhe Shkopet) janë nën administrim të shoqërisë private Kurum sh.a. Këto të fundit, janë nënstacionet më të hershme të ndërtuar në këtë zonë energjitike, duke u vënë në punë përkatësisht në vitet 1957 dhe 1963 (vite në të cilat nisi edhe elektrifikimi i Shqipërisë). Ndërkohë që 16 nënstacione (me tension primar 110 kV apo 35 kV) nën menaxhimin e OSHEE, furnizojnë konsumatorë urban, rural, si dhe industrial të kësaj zone. Konsumatorët me fuqinë më të madhe, janë ata që furnizohen nëpërmjet fiderave të nënstacioneve Peshkopi, Bulqizë, Suç, Burrel, Rrëshen dhe Reps. Për më tepër, kjo zonë duke pasur miniera të shumta të kromit, ka një numër të konsiderueshëm konsumatorësh industrial. Këto konsumatorë kanë një profil ngarkese të ndryshëm nga tipet e tjerë, gjë që sjell domosdoshmërinë për tu konsideruar.

Nga ana tjetër për shkak të burimeve të shumta ujore, si dhe duke konsideruar sasinë e reshjeve të rëna (shiko Figurën 5.4 dhe Figurën 5.5), nga viti 2009 deri në vitin 2023 janë ndërtuar rreth 53 HEC-e me kapacitete nga 250 kW (HEC Bushi) deri në 29.6 MW (HEC Gjoricë). Hidrocentralet me të vegjël janë të lidhur në fiderat shpërndarës apo në zbarat TM të nënstacioneve. Ndërsa ata me fuqinë më të madhe lidhen direkt nëpërmjet linjave 110 kV. Këto HEC-e të shumtë, e kanë kthyer këtë zonë, nga konsumatorë, në gjeneruese për rajonet e tjera shpërndarëse. Kështu, siç tregohet në skemën e Figura 5.6, sidomos gjatë dimrit (ku sasia e energjisë së gjeneruar nga HEC-et është më e lartë), flukset e fuqisë qarkullojnë drejt nënstacioneve 110 kV të Laçit dhe Rajonit të Kukësit. Po ashtu, ky rajon është i lidhur me të tjerë rajone nëpërmjet linjave 220 kV Burrel-Elbasan dhe Burrel-Fierzë. Për shkak të mbingarkimit të linjave 110 kV për shkak të gjenerimit të lartë, në vitin 2022 është ndërtuar linja më e re 220 kV Burrel-Shumat.

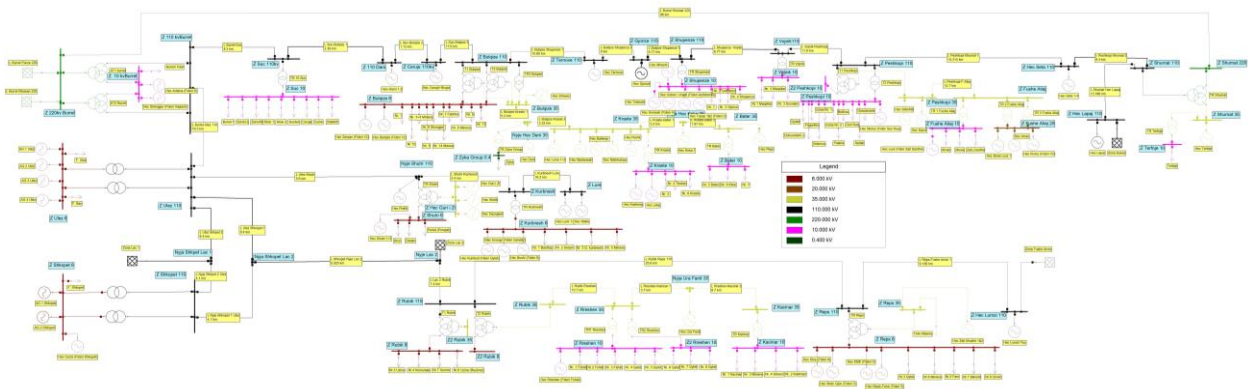


Figura 5.6 Skema elektroenergjetike aktuale e Rajonit Burrel

Për të pasur një ide më të qartë të elementeve përbërës të Rajonit të Burrelit, më poshtë paraqiten të dhënat teknike për çdo grup:

Linjat elektrike: Në këtë rajon janë të instaluar linja transmetimi me tensione 220 kV dhe 110 kV, si dhe ato shpërndarëse me tension 35 kV. Linja me e re është Burrel-Shumat (220 kV), e ndërtuar në vitin 2022, e cila ka përmirësuar performancën energjetike të këtij rajoni. Përveç kësaj, në Tabelën I.1 të Shtojcës, jepen të dhëna teknike të linjave të transmetimit me tension 110 kV të cilat ndodhen në segmentin Burrel-Lapaj (Kukës). Shumica e këtyre linjave, të ndërtuara me përcjellës ACSR, kanë seksion të përcjellësit 95 mm² (përveç atyre të ndërtuara kohët e fundit me seksion 240 mm²).

Po ashtu, edhe linjat e tjera të transmetimit të cilat lidhin zonat Burrel-Ulëz, Ulëz-Shkopet, Ulëz-Lurë, Shkopet-Reps-F.Arrëz, janë të ndërtuara me përcjellës ACSR me seksione nga 95 mm² deri në 240 mm² (të paraqitura në Tabelën I.2 të Shtojcës). Disa prej tyre që ndodhen në zonën Ulëz-Shkopet, janë edhe ndër linjat e para të transmetimit të instaluar në Shqipëri.

Nga ana tjetër, në këtë rajon ekzistojnë edhe 5 linja shpërndarëse me tension 35 kV (të administruara nga OSHEE), sipas të dhënave teknike të Tabela I.3 të Shtojcës. Shumica e tyre, janë të ndërtuar në vitet 1968-1989, me përcjellës ajror ACSR me seksione (50-120) mm². Për shembull, linja Bulqizë-Krastë-Batër u ndërtua për shkak të rëndësisë që kishin minierat e shumta të kromit në këtë zonë. Përveç kësaj, në këtë rajon gjeografik, vitet e fundit janë ndërtuar shumë HEC-e të cilat kanë mbingarkuar tej mase këto linja shpërndarëse (siç do të shihet më tej).

Nga ana tjetër linjat 35 kV Rubik-Rrëshen dhe Rrëshen-Kaçinar, të vëna në punë në vitin 1970, janë të përbëra në një pjesë të vogël të gjatësisë (0.4 km) prej përcjellësi kabllor AL-XPLE (95 mm²). Këto linja janë të rëndësishme për furnizimin me energji elektrike të konsumatorëve urban dhe rural të Bashkisë Rrëshen, nëpërmjet nënstacionit Rubik.

HEC-et: Për shkak të burimeve të shumta ujore, në këtë zonë gjenden 55 HEC-e me fuqi të instaluar prej 275.08 MW. Këto impiante hidrogjeneruese, të paraqitura në formë kronologjike në Figurën 5.7, janë ndërtuar nga viti 1957 (HEC Ulëz) deri në vitin 2023 (HEC Kronz). Hidrocentralet më të hershme, Ulza dhe Shkopeti, u lidhën në vitet 1957-1963 me rrjetin e transmetimit 110 kV, nëpërmjet nënstacioneve të tyre 6/110 kV. Më tej janë lidhur nëpërmjet linjave 110 kV edhe 10 HEC-e të tjera me fuqi të instaluar nga 5.46 MW (HEC Malla), deri në 29.61 MW (HEC Gjoricë). Ndërkohë që edhe HEC-et e tjera të lidhura po në rrjetin e transmetimit 110 kV, si Cërujë-Rrupë, Dars, Lapaj, Tërnovë, Prellë, Lumzi-Tuc, Seta dhe Lura, kanë një

kapacitet teknik të konsiderueshëm. Për më tepër, disa prej tyre si Ulëz, Shkopet, Lumzi-Tuc dhe Tërnovë, janë të tipit me digë, duke menaxhuar mjaft mirë prurjet ujore.

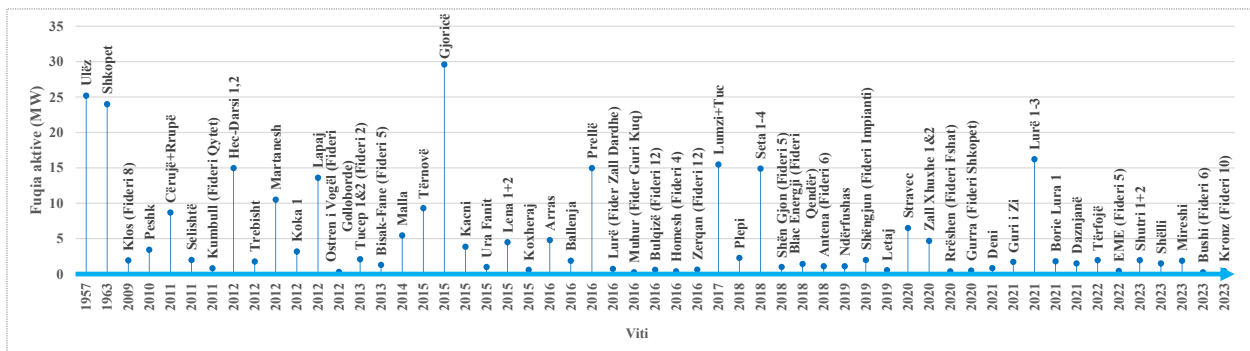


Figura 5.7 Kapaciteti i hidrocentraleve të ndërtuara ndër vite

Përveç HEC-eve që injektojnë energji në rrjetin 110 kV, në këtë rajon janë të ndërtuara edhe 43 HEC-e më të vegjël të lidhura në rrjetin e shpërndarjes, të llojit me derivacion. Në linjat 35 kV janë lidhur 18 HEC-e, me fuqi të instaluar nga 1.13 MW (HEC Ndërfushas) deri në 10.5 MW (HEC Martanesh). Shumë prej këtyre HEC-eve injektojnë energji në linjat shpërndarëse Bulqizë-Krastë-Batër dhe Peshkopi-Fushë Aliaj. Ndërkohë që pjesa tjetër gjenerojnë energji drejt zbarave 35 kV Shutri, Rrëshen dhe Kaçinar.

Nga ana tjetër, pjesa e mbetur e HEC-eve të paraqitura në Figurën 5.7, kanë një kapacitet relativisht të vogël. Një pjesë prej janë të lidhura në zbarat e TM të nënstacioneve shpërndarëse (20 kV, 10 kV dhe 6 kV). Vlen për tu theksuar që 19 prej tyre janë të instaluar në fidera shpërndarës, duke furnizuar me energji konsumatorët aty pranë. Për shembull, HEC Tucep me fuqinë më të madhe të instaluar prej 2.1 MW është i lidhur drejtpërdrejt në Fiderin Nr. 2 (10 kV) të nënstacionit Shupenzë. Ndërkohë që HEC Bushi, i cili është i lidhur në Fiderin Nr. 6 (6 kV) të nënstacionit Kurbnesh, ka fuqinë më të vogël (250 kW).

Nënstacionet: Në Rajonin e Burrelit ekzistojnë 16 nënstacione elektrike me nivele të ndryshme tensioni. Më të rëndësishmit janë ata me tension primar 220 kV, të administruara nga OST. Siç tregohet edhe në

Tabela 5.1, këto nënstacione (Burrel dhe Shumat) kanë një fuqi të instaluar në autotransformatorët e tyre, secili prej 120 MVA. Ndërkohë që lidhja midis tyre është realizuar nëpërmjet linjës së transmetimit Burrel-Shumat 220 kV, të specifikuar në Tabelën I.1.

Tabela 5.1 Të dhënat e transformatorëve të fuqisë në nënstacionet e OST-së

Nr.	Nënstacioni	TR	S _n (MVA)	Nr. Fiderave
1	Burrel 220/110/10 kV	AT1	60	5
		AT2	60	
2	Shumat 220/110/35 kV	AT	120	0

Përveç këtyre 2 nënstacioneve 220 kV, ky rajon energjistik përbëhet edhe nga 14 nënstacione të menaxhuara nga OSHEE (shih Tabelën I.4 të Shtojcës). Me një fuqi totale të instaluar prej 175.8 MVA, transformatorët e këtyre nënstacioneve furnizojnë me energji konsumatorë të llojit urban, rural dhe industrial. Vlen për tu theksuar se shumica e këtyre nënstacioneve përbëhen nga 1

transformator i vetëm, përveç disave si p.sh. Rubik, Rrëshen, Bulqizë, Peshkopi, të cilët kanë nga 2 apo 3 transformatorë fuqie. Ky shtim i tyre ka ardhur si pasojë flukseve të larta të fuqisë për shkak të gjenerimit/konsumit të lartë, sipas rasteve specifike.

Nga ana tjetër, 2 nënstacionet e mbetura në këtë rajon administrohen nga shoqëria private Kurum. Këta janë nënstacionet të ndërtuara ndër të parat, për rritjen e niveleve të tensionit nga 6 kV në 110 kV. Secili prej tyre (Ulëz dhe Shkopet), kanë një fuqi të instaluar prej 30 MVA. Për më tepër nga Tabela 5.2 shihet se këta nënstacione furnizojnë vetëm 3 fidera, duke transmetuar shumicën e energjisë së prodhuar nga HEC-et e tyre drejt rrjetit 110 kV.

Tabela 5.2 Të dhënat e transformatorëve të fuqisë në nënstacionet me administrim privat

Nr.	Nënstacioni	TR	S _n (MVA)	Nr. Fiderave
1	Ulëz 6/110 kV	TR1	15	2
		TR2	15	
2	Shkopet 6/110 kV	TR1	15	1
		TR2	15	

Si përfundim, fuqia totale e instaluar e të gjithë transformatorëve në këtë rajon të marrë në studim është 475.8 MVA. Ndërkohë, vlen për tu theksuar sërish se në këtë zonë gjenden gjithashtu 55 HEC-e me fuqi të instaluar prej 275.08 MW.

5.2.1 Situata aktuale

Në këtë seksion paraqitet një analizë e hollësishme për performancën energjitike të Rajonit Burrel për vitin 2024. Të dhënat e shqyrtuara të këtij viti kalendarik, janë marrë nga matjet e mbajtura shënim në nënstacionet kryesore të OSHEE-së.

Ngarkesat në linjat elektrike: Për çdo linje elektrike, personeli operativ në nënstacione mban shënim disa parametra të rëndësishëm për linjat elektrike, si profilet orare të rrymave maksimale, apo tensioneve maksimale/minimale për çdo muaj. Ajo që shihet nga të dhënat e grumbulluara në këtë aspekt, është se në përgjithësi rrymat/tensionet më të larta shfaqen në muajin Dhjetor dhe ata më të ulëta në muajin Qershor. Kjo vjen si pasojë e një gjenerimi shumë më të lartë të HEC-ve të shumtë në muajin Dhjetor, në krahasim me muajin Qershor. Për këtë arsye, për të karakterizuar stinën e dimrit, të dhënat do të jenë nga muaji Dhjetor, ndërsa stina e verës do të paraqitet nëpërmjet të dhënave të muajit Qershor.

Në këtë kontekst, Figura 5.8 paraqet një profil 24-orësh të rrymave maksimale që kanë kaluar në disa prej linjave kryesore 110 kV, për muajt Qershor 2024 dhe Dhjetor 2024. Shikohet që linja më e ngarkuar gjatë dimrit, është ajo Rubik-Reps. Në këtë linjë rryma maksimale shkon deri në 157 A, gjatë orës 14:00 (ku është edhe piku i ngarkesës). Duke marrë në konsideratë rrymën maksimale prej 336 A që lejohet në këtë linjë (shih Tabelën I.2), rezulton një ngarkim maksimal deri në 46.7 % i saj. Ndërkohë që pas orës 22:00, ngarkesa bie ndjeshëm. Po ashtu, edhe gjatë verës, kjo linjë rezulton ndër më të ngarkuarat (duke arritur pikun në orët e para të mëngjesit).

Pas linjës së transmetimit Rubik-Reps, e dyta më e ngarkuara gjatë dimrit është ajo Rubik-Ulëz. Por ndryshe nga e para, maksimumin e ngarkesës ajo e ka arritur në orën 16:00 (prej 122 A). Ndërsa gjatë verës rezulton si linja më e ngarkuar. Rryma maksimale në këtë rast arrin deri në 63A në orën 18:00.

Më tej, linja Reps-F. Arrëz ka pothuajse të njëjtin profil orar të rrymave maksimale për të dy stinët. Kjo linjë lidh Rajonin e Burrelit të marrë në studim, me zonën e Fushë Arrëzit.

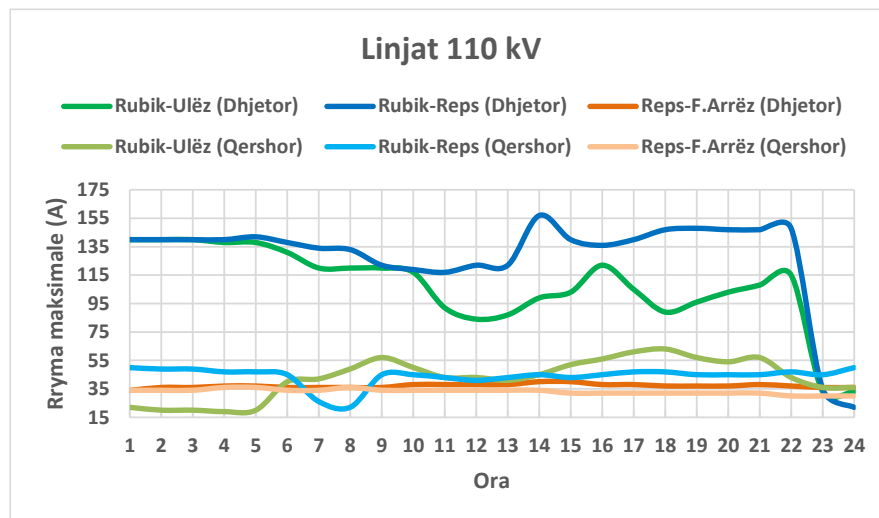


Figura 5.8 Profili orar i rrymave maksimale për linjat kryesore 110 kV (Qershor 2024/Dhjetor 2024)

Në të njëjtën formë, në Figurën 5.9 paraqitet profili 24-orësh i rrymave maksimale për linjat shpërndarëse 35 kV, në muajt Qershor dhe Dhjetor. Ajo që është mjaft e dukshme në këtë figurë, është qarkullimi i rrymave tepër të larta gjatë Dhjetorit në linjën Bulqizë-Krastë. Në këtë linjë me kapacitet maksimal 380 A, vlerat e rrymave arrijnë deri në 330 A përgjatë gjithë gjysmës së parë të ditës. Kjo vjen si pasojë e një gjenerimi të lartë të energjisë nga HEC-et e shumtë të ndërtuara në këtë zonë, duke ngarkuar këtë linjë deri në 87 %. Kjo është një shifër e lartë që mund të sjelli pasoja në të ardhmen dhe duhet marrë në konsideratë. Për më tepër kjo rezulton edhe si linja më e ngarkuar në të gjithë Rajonin Burrel. Ndërkohë që në muajin Qershor, ngarkimi i linjës bie ndjeshëm (maksimumi 20 %), për shkak të gjenerimit të pakët të energjisë nga HEC-et. Por, edhe në këtë muaj, mbetet përsëri linja më e ngarkuar.

Nga ana tjetër, rrymat që kalojnë në linjën Peshkopi-F. Aliaj në muajin Dhjetor, janë rreth 20 A më të mëdha se në muajin Qershor (përveç orareve 09:00-13:00 ku konsumi është më i madh). Kjo vjen si pasojë e qarkullimit të flukseve të fuqisë nga 6 HEC-et e ndodhura në këtë zonë.

Në fund, e njëjta situatë ekziston edhe në linjën Rubik-Rrëshen. Por diferencat midis muajve janë pak më të vogla. Kjo si pasojë e ndryshimit të konsumit gjatë muajve, si dhe ekzistencës së 2 HEC-eve në këtë zonë.

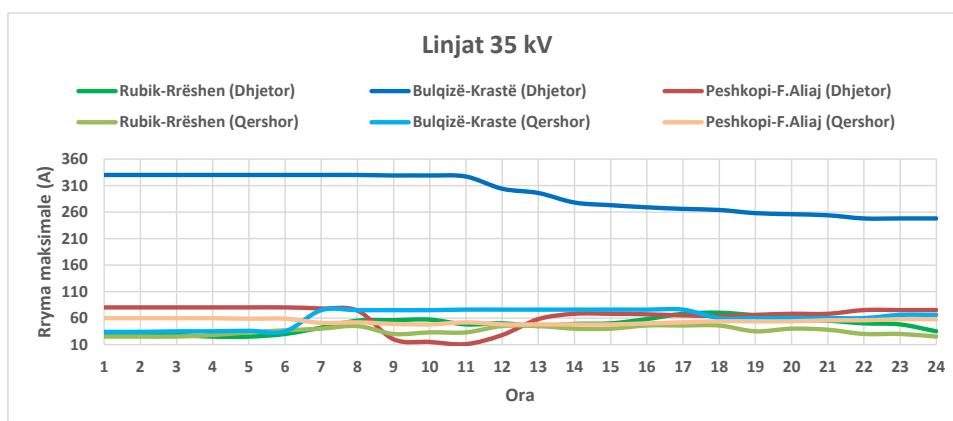


Figura 5.9 Profili orar i rrymave maksimale për linjat kryesore 35 kV (Qershor 2024/Dhjetor 2024)

Gjenerimi i HEC-eve: Të dhënat mbi energjinë e gjeneruar nga HEC-et në këtë rajon, janë marrë nga raporti vjetor i ERE për vitin 2023 [35]. Për shembull energjia e prodhuar nga HEC-et nën administrimin e shoqërisë Kurum është rreth 366977 MWh (ku përfshihet Ulza, Shkopeti dhe Bistrica 1&2). Ndërkohë, pjesa tjetër e HEC-eve që ndodhen në Rajonin e Burrelit, kanë gjeneruar një energji prej 592459 MWh. Pjesa më e madhe e kësaj energjie (rreth 61%), është prodhuar nga HEC-et e lidhura në rrjetin e transmetimit 110 kV, siç tregohet në Figurën 5.10. Për më tepër kontributin më të madh në të gjithë rajonin e ka HEC Gjoricë duke gjeneruar një energji prej 130966 MWh (apo rreth 22.1% të totalit). Ndërkohë që HEC-et e lidhura në tensionet 6 kV, 10 kV dhe 20 kV, zënë vetëm 20% të prodhimit nga gjenerimi i shpërndarë.

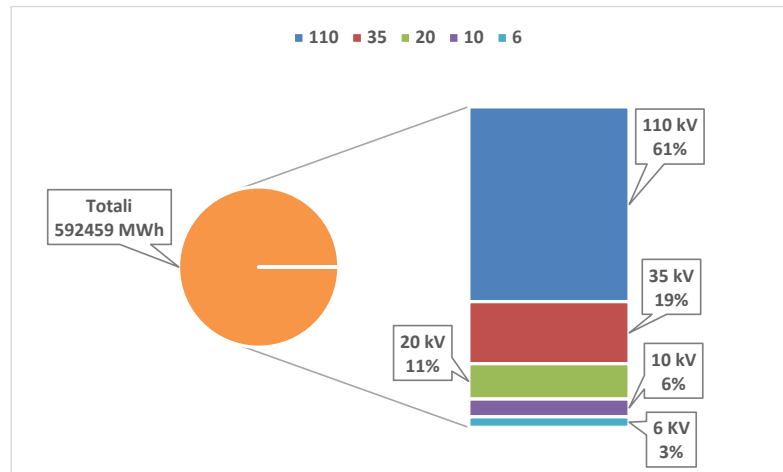


Figura 5.10 Energjia e gjeneruar nga HEC-et gjatë 2023 (pa Ulzë dhe Shkopet)

Nga ana tjetër janë analizuar shifrat e gjenerimit vjetor të energjisë për 55 HEC-et e ndërtuara në Rajonin e Burrelit. Në bazë të këtyre të dhënave është llogaritur faktori kapaciteti (CF) mesatar vjetor [181] me të cilin ka punuar secili prej tyre, duke përdorur Formulën (5.15):

$$\text{Faktori i kapacitetit} = \frac{\text{Gjenerimi total vjetor}}{\text{Fuqia e instaluar} * 24 * 365} \quad (5.15)$$

Nga statistikën e nxjerra rezulton se shumica e HEC-eve kanë punuar me një CF deri në 0.37. Për më tepër nga histograma e treguar në Figurën 5.11, shihet që diapazoni më i përhapur për CF është ai (0.25-0.37], duke përfshirë 19 HEC-e. Ndërkohë që HEC Bushi ka punuar me CF më të ulët (0.03), ai “Tucep” ka punuar me CF më të lartë (0.82).

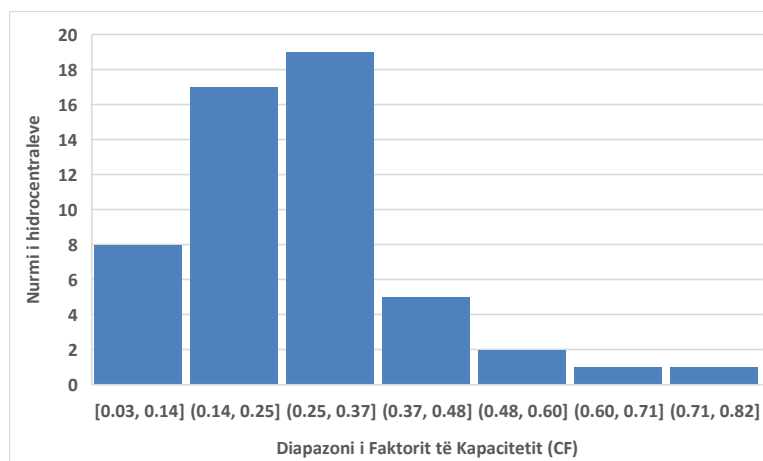


Figura 5.11 Histograma e Faktorit të Kapacitetit (CF) për HEC-et në Rajonin e Burrelit

Nga ana tjetër, duke shumëzuar CF-në me kapacitetin maksimal të instaluar (në MW) për secilin HEC, mund të llogaritet në çdo rast fuqia mesatare (P_{mes}) më të cilën ka operuar HEC-i gjatë vitit të marrë në studim, sipas Ekuacionit (5.16):

$$P_{mes} = CF * P_{instaluar} \quad (5.16)$$

Përveç kësaj, është më interes të llogariten edhe fuqitë minimale dhe fuqitë maksimale të gjeneruar nga to. Këto shifra do të parashikojnë kapacitetin me të cilin do të operonin HEC-et përkatësisht në stinën e verës (p.sh. muaji Qershor) dhe në atë të dimrit (p.sh. muaji Dhjetor).

Për këtë qëllim, gjetja e këtyre 2 limiteve është bazuar tek një studim i Agjencisë Ndërkombëtare IRENA [10]. Në këtë studim HEC-et janë ndarë në 2 kategori sipas fuqisë së instaluar: të mëdha (me fuqi > 10 MW) dhe të vogla (me fuqi < 10 MW). Për periudhat kohore 2010-2015 dhe 2016-2023, në Tabelën 5.3 janë paraqitur shifrat e CF-së për gjenerim minimal, mesatar dhe maksimal. Përveç kësaj, është llogaritur dhe mesatarja e secilës prej tyre për të gjithë kohën e marrë në shqyrtim. Për shembull për HEC-et e konsideruar të mëdha vlera mesatare e CF është 0.385, duke u luhatur nga limiti minimal 0.15 deri në limitin maksimal 0.645. Në këtë rast CF minimale është sa 39% e asaj mesatare, ndërsa ajo maksimale shkon deri në 168% të vlerës mesatare.

Tabela 5.3 Të dhënat historike për CF e HEC-eve në Evropë (IRENA)[10]

Fuqia e HEC-it	Periudha e marrë në studim	Faktori i kapacitetit (CF)		
		Minimal	Mesatar	Maksimal
E madhe (> 10 MW)	2010-2015	0.14	0.41	0.70
	2016-2023	0.16	0.36	0.59
	Mesatarja	0.15	0.385	0.645
	Raporti me vlerën mesatare	<u>0.39</u>	1	<u>1.68</u>
E vogël (< 10 MW)	2010-2015	0.29	0.52	0.70
	2016-2023	0.28	0.43	0.66
	Mesatarja	0.285	0.475	0.68
	Raporti me vlerën mesatare	<u>0.6</u>	1	<u>1.43</u>

Sipas të njëjtës logjikë edhe për HEC-et e vegjël (< 10 MW), diapazoni mesatar i CF-së luhetet në limitet [60%, 143%] të vlerës mesatare.

Në këtë kontekst, duke njohur shifrat e CF-së mesatare për Rajonin e Burrelit (që janë nxjerrë nëpërmjet Formulës (5.15)) janë llogaritur limitet minimale dhe maksimale të tyre. Kështu, për çdo HEC (sipas fuqisë së instaluar) janë llogaritur fuqitë minimale/maksimale duke shumëzuar fuqitë mesatare (të nxjerra nëpërmjet Ekuacionit (5.16)) me limitet e diapazoneve minimale/maksimale të CF-së treguara në Tabelën 5.3.

Kështu, në Figurën 5.12 paraqiten të dhënat për fuqinë minimale, mesatare dhe maksimale të HEC-eve të lidhur në rrjetin e transmetimit 110 kV. Shihet se HEC-et që kanë punuar me kapacitetin më të lartë janë Ulëz, Shkopet, Gjoricë dhe Lapaj. Të tjerat kanë punuar me një fuqi mesatare nën 5 MW. Për më tepër, HEC-et Cëruje-Rrupë, Malla dhe Tërnovë kanë prodhuar sasinë më të vogël ndër ata të lidhur në rrjetin e transmetimit.

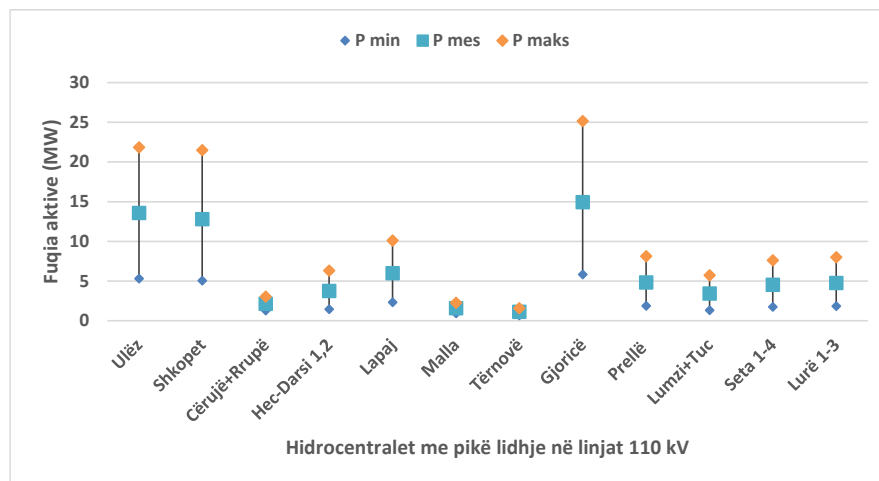


Figura 5.12 Fuqitë aktive minimale, mesatare dhe maksimale të HEC-eve të lidhur në rrjetin 110 kV

Të njëjtat të dhëna teknike, jepen në Figurën 5.13, për HEC-et e lidhur në rrjetin 20 kV dhe 35kV. Ky rajon ka vetëm 2 HEC-e me pikë lidhje në 20 kV, ku më i madhi (Arras) ka operuar mesatarisht me fuqinë 2.06 MW.

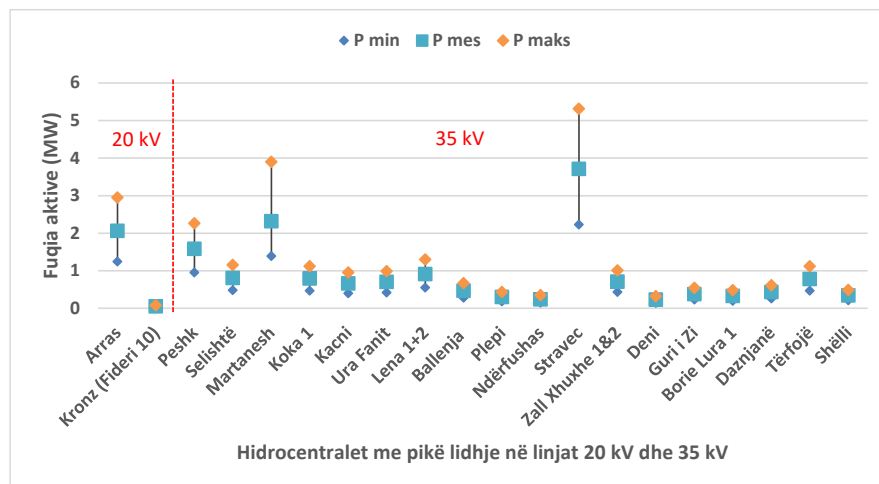


Figura 5.13 Fuqitë aktive minimale, mesatare dhe maksimale të HEC-eve të lidhur në rrjetin 20 kV dhe 35 kV

Ndërkohë që nga 18 HEC-e të lidhura në linjat 35 kV, tre prej tyre (Peshk, Martanesh dhe Stravec) operojnë në territorin e Bulqizës me kapacitet mesatar ndërmjet (1.5-3.7) MW. Të tjerët rezultojnë me një fuqi mesatare nën 1 MW. Për këto tre HEC-e, në Figurën 5.14 jepet gjenerimi i energjisë në muajt Qershor dhe Dhjetor, për vitet 2023 dhe 2024. Shihet së në vitin 2024 ka një diferencë të madhe ndërmjet sasive të energjisë së gjeneruar në muajt Qershor dhe Dhjetor. Kjo vjen si pasojë e prurjeve më të pakta gjatë muajve të verës. Ndërsa për vitin 2023, diferencat midis muajve janë më të vogla, pasi ky vit ka rezultuar me prurje me të larta gjatë verës. .

Nga ana tjetër, nga 23 HEC-e të lidhura në rrjetin 6 kV dhe 10 kV, shumica prej tyre (18) janë të lidhur në fidera të ndryshëm, duke furnizuar konsumatorët më të afërt. Kjo ka sjellë përmirësimin e cilësisë së energjisë elektrike. Megjithatë, secili prej këtyre HEC-eve kanë operuar me një fuqi mesatare nën 1 MW, siç tregohet në Figurën 5.15. Për më tepër vetëm HEC Tucep, i lidhur në Fiderin Nr.2 të nënstacionit Shupenzë, rezulton të ketë punuar me një fuqi maksimale mbi 1 MW (muaji Dhjetor).

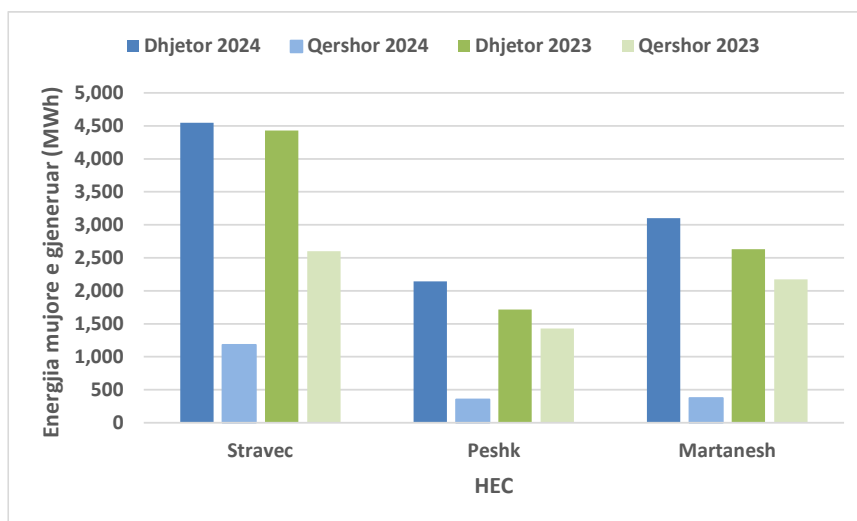


Figura 5.14 Fuqitë aktive minimale, mesatare dhe maksimale të HEC-eve të lidhur në rrjetin 20 kV dhe 35 kV

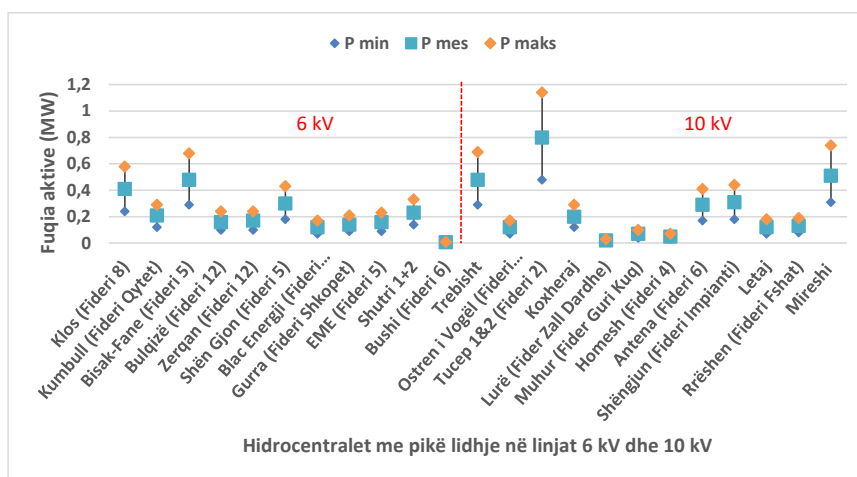


Figura 5.15 Fuqitë aktive minimale, mesatare dhe maksimale të HEC-eve të lidhur në rrjetin 20 kV dhe 35 kV

Nga ana tjetër, është analizuar fuqia e plotë e gjeneruar nga 2 tipet e ndryshëm të HEC-eve: me digë dhe me derivacion (të trajtuar në paragrafin 5.2). Në këtë mënyrë për secilin tip, janë mbledhur fuqitë respektive minimale, mesatare dhe maksimale.

Për shembull, sipas Figura 5.16, fuqia minimale e gjeneruar nga HEC-et është 43.91 MVA. Kjo ndodh në stinën e verës ku prurjet ujore janë shumë të pakta. Ndërkohë, 72% e kësaj sasia gjenerohet nga tipi me derivacion.

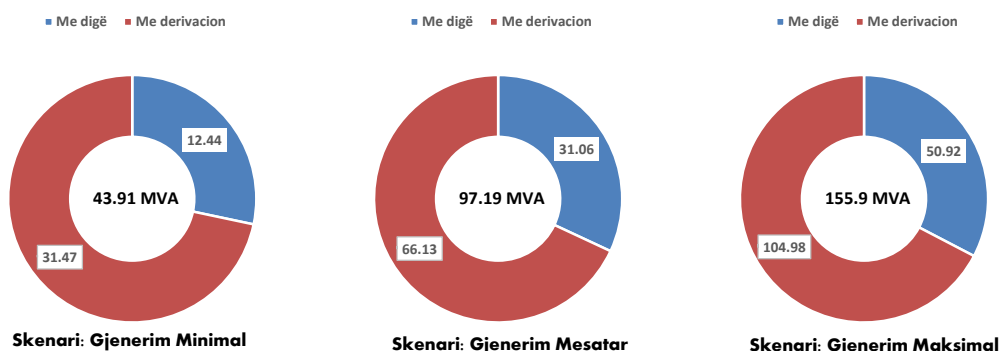


Figura 5.16 Fuqia e plotë për gjenerim minimal, mesatar dhe maksimal të HEC-eve

Në Figurën 5.16 tregohet gjithashtu, se mesatarisht, HEC-et kanë gjeneruar një fuqi prej 97.19 MVA, ku 32% e së cilës është kontribut i HEC-eve me digë. Ndërsa, për regjimin maksimal të gjenerimit në stinën e dimrit, sasia totale e gjeneruar nga HEC-et do të ishte 155.9 MVA. Nga kjo pjesë, rreth 1/3 e energjisë gjenerohet nga HEC-et me digë.

Nga ana tjetër janë analizuar profilet orare të gjenerimit të energjisë elektrike të HEC-eve, nga të dhënat e siguruar nga OST dhe OSHEE për periudhën 2020-2023. Në këtë rast janë analizuar profilet mesatare mbi gjenerimin e energjisë nga HEC-et me digë apo derivacion (në vitet 2020-2023), për datat 30 Qershor (verë) dhe 31 Dhjetor (dimër). Sipas të dhënave, ka rezultuar se mesatarisht, fuqia maksimale e gjeneruar nga HEC-et me digë arrihet në datën 26 Janar, ora 19:00. Kjo shifër është përdorur si vlerë maksimale për të ndërtuar profilin orar të gjenerimit të këtij tip Hec-i, siç tregohet në Figurën 5.17. Shihet se këta HEC-e gjenerojnë me shumë energji gjatë orëve të pasdites (me maksimum në orën 18:00) dhe shumë më pak energji gjatë orëve të para të ditës. Ndërsa gjatë orëve të drekës rezulton një profil pothuajse konstant. Ndërkohë, fuqia maksimale e HEC-eve me derivacion arrihet në 27 Prill, ora 02:00. Në të njëjtën mënyrë si në tipin e parë të HEC-eve, bazuar në këtë vlerë maksimale, janë ndërtuar profilet orare për datat 30 Qershor dhe 31 Dhjetor.

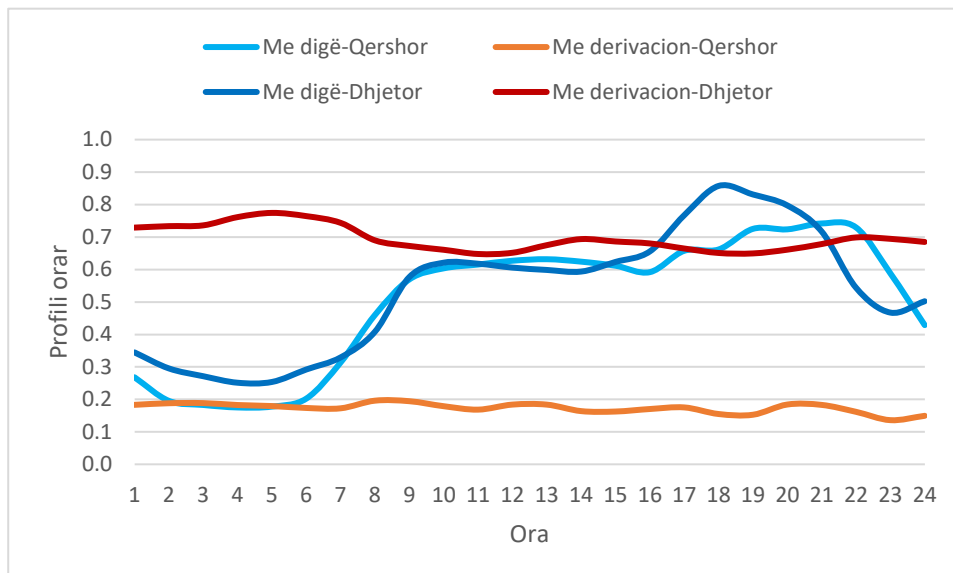


Figura 5.17 Profili orar në muajt Qershor dhe Dhjetor i HEC-eve me digë dhe derivacion

Ngarkesat e fiderave shpërndarës: Nga të dhënat e grumbulluara nga OST dhe OSHEE janë analizuar flukset e fuqive të çdo fideri për vitin 2024, për secilin nga 16 nënstacionet elektrike të Rajonit Burrel. Kështu janë gjetur vlerat maksimale dhe minimale të fuqive në çdo fider. Rezulton se në shumicën e rasteve fuqia maksimale në fidera arrin në muajin Dhjetor. Ndërsa ajo minimale përgjithësisht ka ndodhur gjatë muajit Qershor.

Në këtë kontekst, në Figurën 5.18 paraqitet situata e ngarkesës minimale dhe maksimale në fiderat shpërndarës. Për shembull fuqia e plotë minimale në të gjithë Rajonin e Burrelit arrin vlerën 26.34 MVA, në një kohë që ajo aktive ka rezultuar 23.34 MW. E njëjta analizë është bërë edhe për ngarkesën maksimale në fidera, e cila paraqitet gjithashtu në Figurën 5.18. Në këtë rast fuqia e plotë maksimale arrin vlerën 56.75 MVA, ndërsa ajo aktive 50.13 MW.

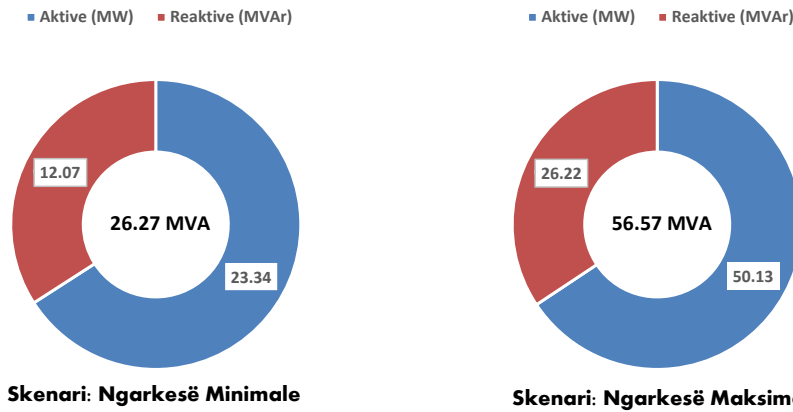


Figura 5.18 Fuqia minimale aktive, reaktive dhe e plotë për të gjithë fiderat e Rajonit Burrel

Për të shikuar një panoramë më të qartë për shpërndarjen e ngarkesave të fiderave, të shpërndarë në nënstacione të ndryshme, janë mbledhur ngarkesat maksimale/minimale në çdo zbarë ku janë lidhur. Kështu sipas këtyre të dhënave të paraqitura në Figurën 5.19, rezultojnë se në zbarat e disa nënstacioneve si Rrëshen, Reps, Bulqizë, Suç, Vojnik, Peshkopi dhe Burrel, fuqia aktive arrin vlera mbi 2 MW. Ndërsa në zbarat e tjera, ngarkesat janë relativisht më të vogla. Përveç ngarkesave në zbarat 6 kV dhe 10 kV, ngarkesë ka dhe në zbarën 35 kV Reps. Në këtë nivel furnizohet me energji elektrike një kompani private me objekt në sektorin minerar (Tete Albania). Ndërkohë ka dhe një konsumator privat (Zyka Group), që ushqehet nëpërmjet një transformatori 35/0.4 kV, me pikë lidhje në linjën 35 kV Bulqizë-Krastë.

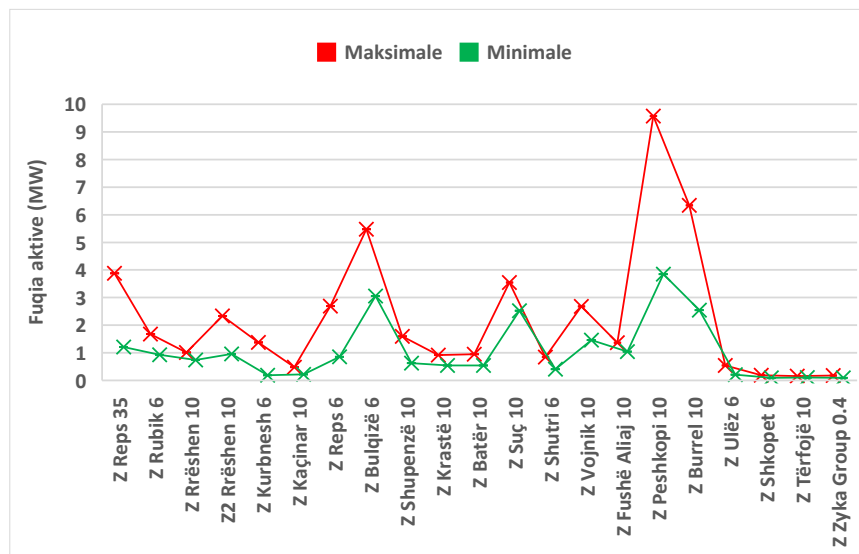


Figura 5.19 Ngarkesa minimale dhe maksimale në të gjithë zbarat e Rajonit Burrel

Nga ana tjetër janë marrë në studim profilet e rrymave maksimale orare për çdo fider në muajt Qershor dhe Dhjetor. Për më tepër konsumatorët janë ndarë të tipeve të ndryshme si urbane, rurale dhe industriale. Për shembull në Figurën 5.20 paraqiten profilet e rrymave maksimale për muajin Qershor (verë) dhe Dhjetor (dimër) për tipe të ndryshëm konsumatorësh që furnizohen nga nënstacioni Peshkopi. Rezulton se në Dhjetor rrymat maksimale të fiderave me ngarkesë urbane arrin rreth orës 13:00. Ndërsa në muajin Qershor maksimumi i ngarkesës urbane arrin në orën 21:00. Gjithashtu shikohet një ulje e ndjeshme e ngarkesës nga muaji Dhjetor në atë Qershor. Ndërsa për ngarkesat rurale të nënstacionit Peshkopi, profili i rrymave pas orës 16:00 gjatë dimrit,

është pak më i lartë se i atyre urbane. E njëjta situatë ndodh edhe në verë përgjatë gjithë ditës. Në fund, profili i ngarkesës industriale është gati i njëjtë me atë të ngarkesës rurale.

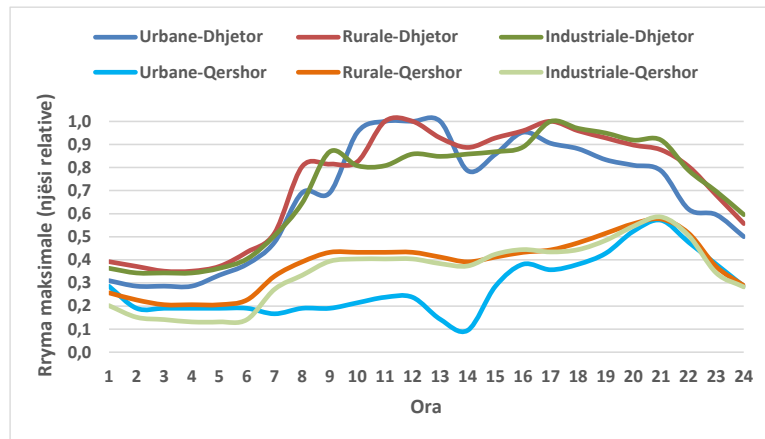


Figura 5.20 Profili i rrymave maksimale për tipe të ndryshëm konsumatorësh të nënstacionit Peshkopi

E njëjta analizë është bërë edhe për profilet e ngarkesave në nënstacionet e tjera. Duke përpunuar të gjithë këto të dhëna, mund të nxirret një profil mesatar i ngarkesave të tipeve të ndryshme për të gjithë rajonin e marrë në studim. Ky profil, i cili jepet në Figurën 5.21, analizohet për muajt Qershor dhe Dhjetor. Përsëri në muajin Qershor, profili i ngarkesave urbane është më i ulët nga të gjithë. Ndërkohë shihet se gjatë muajit Dhjetor, profili më i lartë gjatë orarit 07:00 deri 11:00 arrihet nga ngarkesat industriale. Kjo ndodh për shkak të intensiteti të lartë të punës në minierat e shumta të kromit të pozicionuara në këtë rajon. Gjithashtu shihet se ka një diferencë më të vogël të profileve midis muajve Qershor dhe Dhjetor për konsumatorët rural (në krahasim me ata urban).

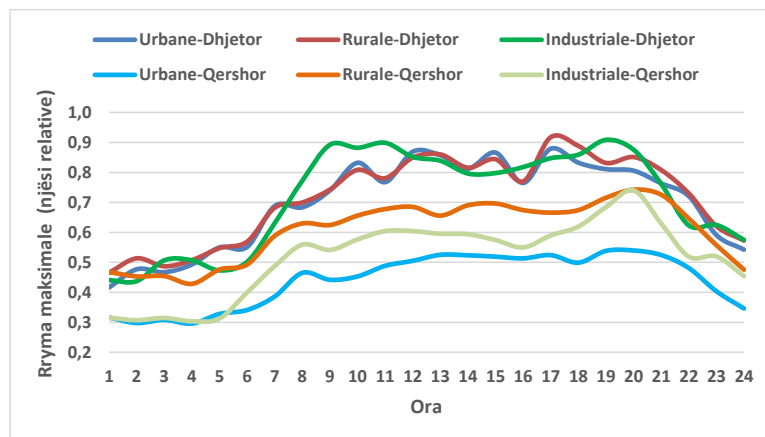


Figura 5.21 Profili mesatar i ngarkesave të tipeve të ndryshme për të gjithë Rajonin e Burrelit

Ngarkimi i transformatorëve të fuqisë: Duke qenë se ngarkesat më të larta dhe më të ulëta janë përkatësisht në muajt Dhjetor dhe Qershor, është analizuar ngarkimi i transformatorëve të fuqisë për vitin 2024, pikërisht në këto muaj. Për këtë qëllim, janë pjesëtuar rrymat maksimale të regjistruara në këto dy muaj për çdo transformator, me fuqinë nominale përkatëse. Për më tepër, këto vlera të ngarkimit të transformatorëve jepen në Figurën 5.22. Shihet që transformatorët më të ngarkuar janë ata ku ngarkesa në zbarat e paraqitura në Figurën 5.19 është më e lartë. Për shembull, transformatori më i ngarkuar në të gjithë rajonin (deri 92% në Dhjetor) është ai Nr.2 Rrëshen, që furnizon ngarkesat urbane të këtij qyteti. Edhe në muajin Qershor, ky transformator është po ashtu ndër më të ngarkuarit (deri 55 %), së bashku me atë të Krastës (deri 58 %).

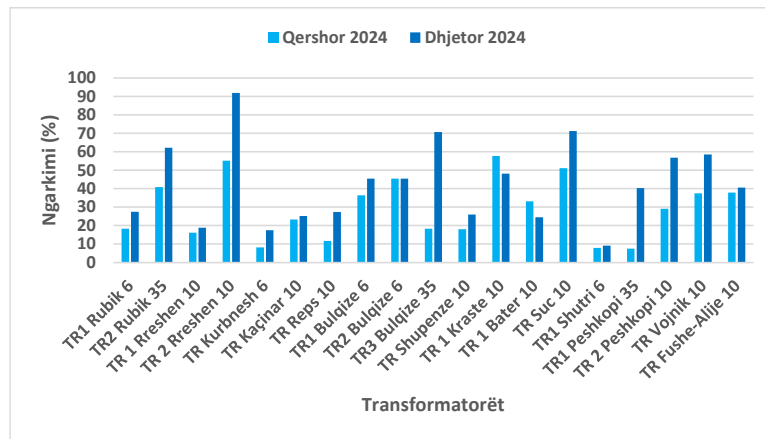


Figura 5.22 Ngarkimi maksimal i transformatorëve të fuqisë për muajt Qershor 2024 dhe Dhjetor 2024

Nga ana tjetër, transformatorë relativisht të ngarkuar janë dhe ata në nënstacionet Suç, Bulqizë, Rubik, Peshkopi dhe Shupenzë. Këta janë dhe transformatorët që duhen marrë në konsideratë gjatë studimit. Ndërkohë që ka një diferencë të madhe të ngarkimit të TR3 Bulqizë (35 kV) midis muajve Qershor dhe Dhjetor. Kjo ndodh si pasojë e një ulje të ndjeshme të gjenerimit të HEC-eve që lidhen në këtë transformator.

Nivelet e tensionit në zbara: Për muajt Qershor 2024 dhe Dhjetor 2024 janë grumbulluar dhe analizuar profilet e tensioneve maksimale dhe minimale, në zbarat 110 kV, 35 kV, 10 kV dhe 6 kV. Këto të dhëna janë nxjerrë nga regjistrimet e mbajtura shënim në nënstacionet elektrike të administruara nga OSHEE. Për shembull, sipas Figura 5.23 (a) rezulton se nivelet më të larta të tensioneve në të gjithë Rajonin e Burrelit, arrijnë në zbarat 110 kV të nënstacionit të Vojnikut (sidomos gjatë orëve të para të mëngjesit). Ndërsa nivelet më të ulëta të tensionit maksimal, rezultojnë në zbarat e nënstacionit Rubik, duke arritur vlera nën 110 kV në orarin 15:00-18:00. Ndërkohë, në përgjithësi në këtë rajon, vlerat më të vogla të tensionit maksimal janë regjistruar në orën 11:00.

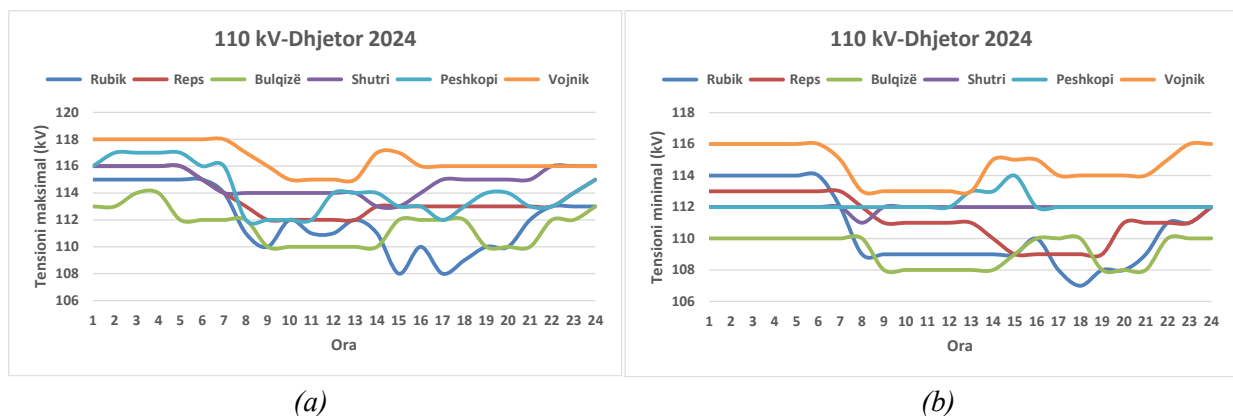


Figura 5.23 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 110 kV, për muajin Dhjetor 2024

Përveç tensioneve maksimale, nga personeli operativ në nënstacione, janë regjistruar edhe tensionet minimale për çdo orë. Kështu, në Figurën 5.23 (b) paraqitet profili i tensioneve minimale në zbarat kryesore 110 kV. Këto profile tensionesh minimale janë pak a shumë të ngjashme me ato maksimale (të dhëna në Figurën 5.23 (a)). Përsëri rezulton profilin më të lartë të këtyre tensioneve minimale e ka zbara 110 kV në Vojnik (ku niveli i tensionit është gjithmonë mbi 113 kV). Ndërsa tensioni minimal në të gjithë rajonin, arrin po ashtu në nënstacion Rubik (107 kV) në orën 18:00. Gjithashtu tensione nën 110 kV rezultojnë edhe në nënstacionet Bulqizë dhe Repe,

përgjithësisht gjatë orëve të drekës. Ndërsa në orët e para të ditës, ku konsumi është relativisht i vogël, shihet një rritje e ndjeshme e niveleve të tensionit në zbarat 110 kV.

Nga ana tjetër janë marrë në studim të njëjtat të dhëna të regjistruara në nënstacionet kryesore, por për muajin Qershor 2024. Në këtë kontekst, Figura 5.24 (a) paraqet profilet e tensioneve maksimale në zbarat kryesore 110 kV për muajin Qershor 2024. Shihen përsëri që vlerat më të larta arrijnë në nënstacionet Vojnik dhe Shutri, sidomos gjatë orëve të para të mëngjesit. Ndërkohë, nivelet e tensionit maksimal, ulen ndjeshëm në nënstacionet Bulqizë dhe Peshkopi. Kjo vjen si pasojë e uljes së gjenerimit nga HEC-et gjatë muajit Qershor.

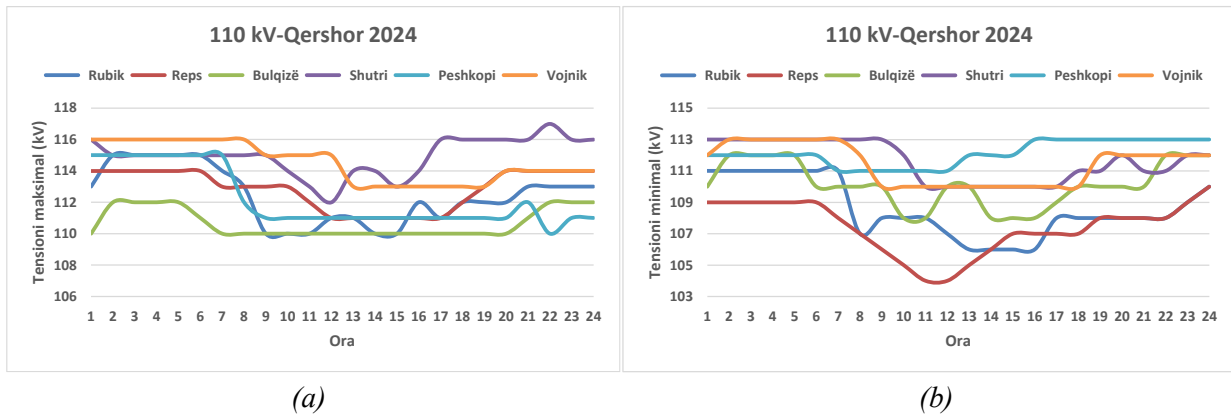


Figura 5.24 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 110 kV, për muajin Qershor 2024

E njëjta situatë ndodh edhe me profilin e tensionit minimal përgjatë muajit Qershor, të paraqitur në Figurën 5.24 (b). Vetëm në zbarat e nënstacioneve Vojnik, Shutri dhe Peshkopi, vlerat e tensionit minimal janë të paktën 110 kV përgjatë gjithë ditës. Ndërsa për tre nënstacionet e tjera tensioni minimal arrin vlera nën atë nominale. Situatë më problematike në këtë rast është për nënstacionin Reps, kush shifrat arrijnë deri në 106 kV gjatë orëve të drekës.

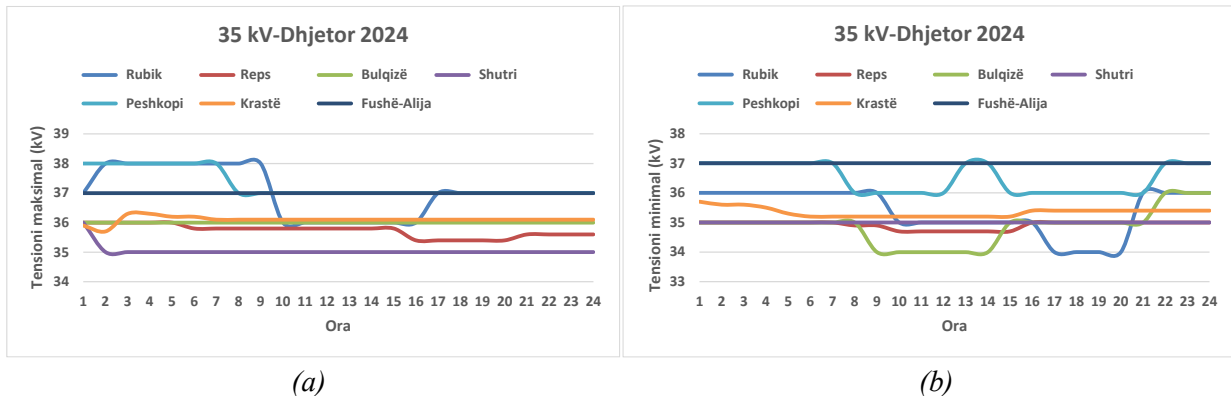


Figura 5.25 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 35 kV, për muajin Dhjetor 2024

Përveç profileve të tensionit minimal dhe maksimal për zbarat 110 kV, janë marrë në studim edhe ata për zbarat kryesore 35 kV (gjithashtu të regjistruara nga personeli operativ i nënstacioneve në Rajonin e Burrelit). Në këtë kontekst, Figura 5.25 (a) paraqet profilin e tensionit maksimal të muajit Dhjetor 2024, në zbarat 35 kV. Për shembull, rezulton që nivelet më të larta të tensionit shfaqen në nënstacionet Rubik, Peshkopi dhe Fushë-Alia. Ashtu si në rastin e linjave 110 kV, këto vlera maksimale janë regjistruar gjatë orëve të para të ditës (ku ngarkesa është me e ulët). Ndërsa vlerat më të ulëta janë në rastin e nënstacionit Shutri, ku tensioni është pothuajse konstant (35 kV).

Në lidhje me profilin e tensionit minimal në zbarat 35 kV për muajin Dhjetor, të paraqitur në Figurën 5.25 (b), vlerat minimale (deri 34 kV) arrijnë në nënstacionet Bulqizë dhe Rubik. Ndërsa në nënstacionet e tjera luhet nga 35 kV në 37 kV.

Pak a shumë e njëjta situatë e profilit të tensionit maksimal shfaqet edhe për muajin Qershor, por në vlera më të vogla (shiko Figurën 5.26 (a)). Në këtë rast vlerat më të larta shfaqen në nënstacionet Peshkopi dhe Shutri (për shkak të gjenerimit nga disa HEC-e të lidhura në këto zona), ndërsa vlerat më të ulëta rezultojnë në nënstacionin Shutri.

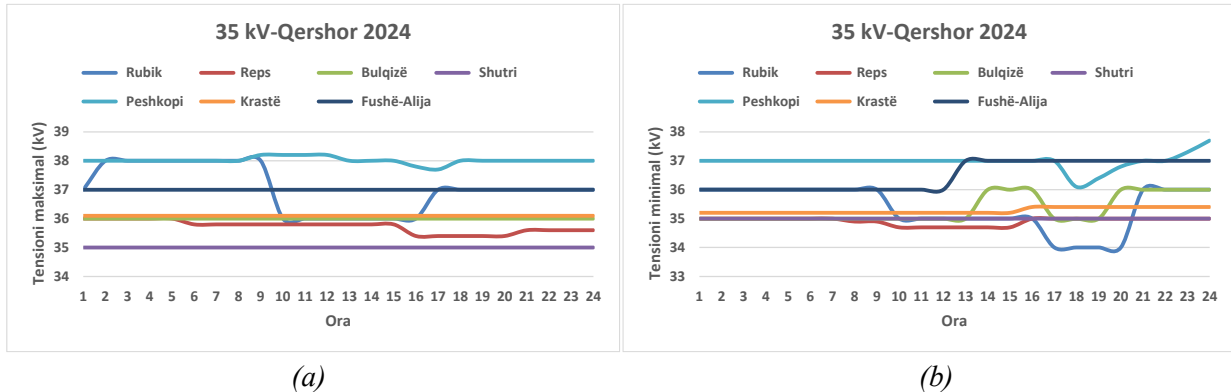


Figura 5.26 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 35 kV, për muajin Qershor 2024

Ndërkohë profili i tensionit minimal për këtë muaj, sipas Figura 5.26 (b), arrin vlerat maksimale në nënstacionet Peshkopi dhe Fushë-Alija. Ndërsa vlerat më të ulëta nënstacionet Rubik dhe Reps (deri në 34 kV).

Është me rëndësi të shikohet situata e nivele të tensioneve edhe në zbarat kryesore 10 kV. Për këtë qëllim, në Figurën 5.27 (a) dhe në Figurën 5.27 (b) jepen përkatësisht profilet e tensioneve maksimale dhe minimale (Dhjetor 2024). Në të dy rastet, vlerat më të larta (deri në 11.2 kV) janë regjistruar në nënstacionin Kaçinar. Vlera të larta, po ashtu, shfaqen edhe zbarat e nënstacioneve Vojnik, Suç dhe Shupenzë. Nga ana tjetër, vlerat më të ulëta paraqiten në nënstacionet Rrëshen, Fushë-Alija, Krastë dhe Batër (deri 9.3 kV).

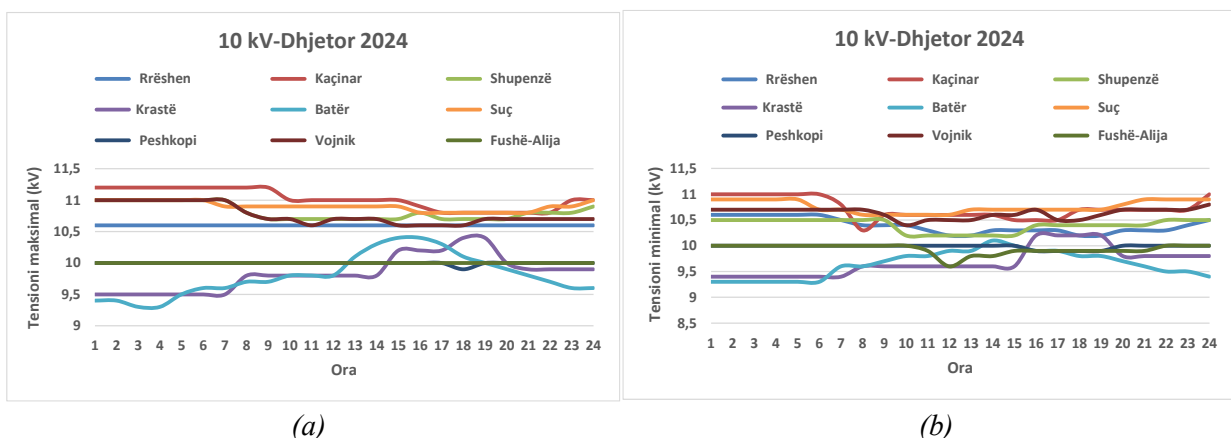
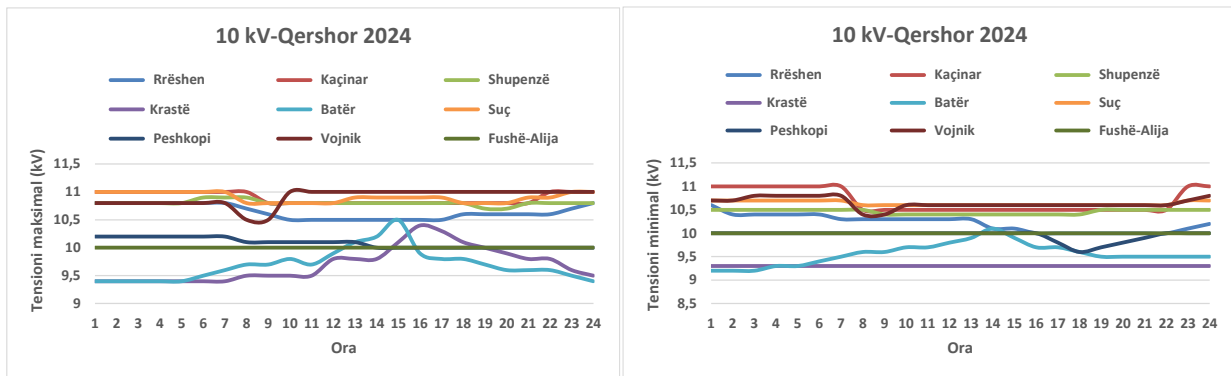


Figura 5.27 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 10 kV, për muajin Dhjetor 2024

Për muajin Qershor 2024, vlerat më të larta të tensionin shfaqen përsëri në Suç, Vojnik dhe Shupenzë (deri 10.5 kV deri 11 kV). Sipas Figura 5.28 (a), situata më problematike ndodh në zbarat e nënstacioneve Batër dhe Krastë, ku tensioni ulet deri në 9.4 kV. Ndërkohë bazuar në

profilin e tensionit minimal, të paraqitur në Figurën 5.28 (b), përveç nënstacioneve Batër dhe Krastë, edhe në Peshkopi tensioni shfaqet nën 10 kV gjatë orëve të pasdites.

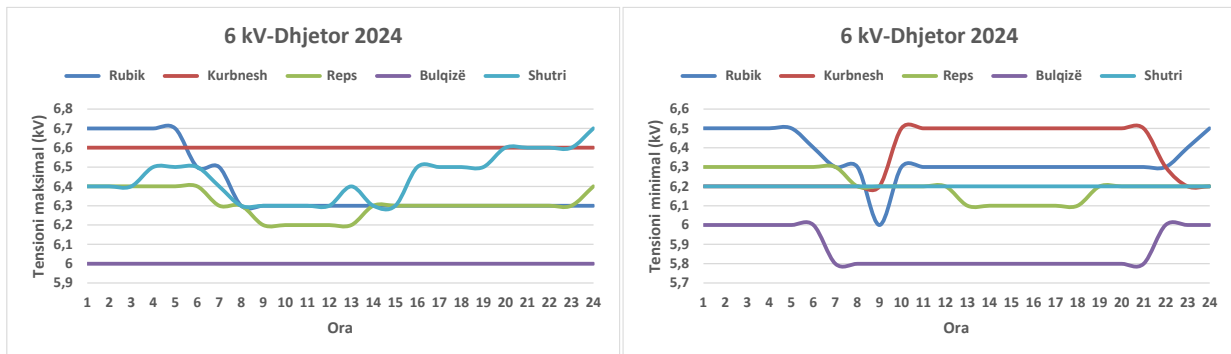


(a)

(b)

Figura 5.28 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 10 kV, për muajin Qershor 2024

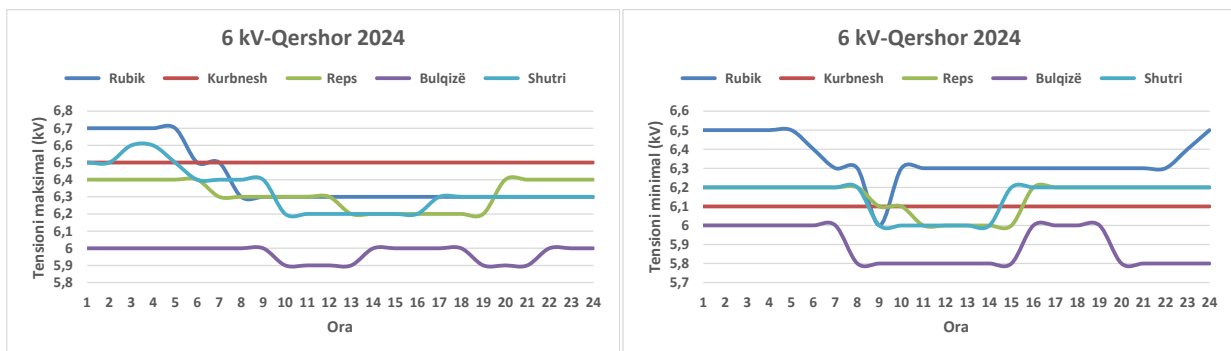
Nga të gjithë zbarat 6 kV të nënstacioneve, vlerat më të larta të tensionit maksimal arrihen në Rubik dhe Kurbnesh (shih Figurën 5.29 (a)). Ndërsa vlerat minimale, sipas Figura 5.29 (a), rezultojnë në nënstacionin Bulqizë (5.8 kV deri 6 kV). Kjo vjen si pasojë e një konsumi të lartë të energjisë. Në lidhje me muajin Qershor, përsëri tensione të larta shfaqen në zbarat e nënstacioneve Rubik dhe Kurbnesh. Për më tepër, sipas Figura 5.30 (a), këto vlera të larta rezultojnë gjatë orëve të para të ditës. Ndërkohë, edhe në këtë muaj, situata më problematike është në nënstacionin Bulqizë. Nga Figura 5.30 (b), tregohet se niveli i tensionit luhet nga 5.8 kV në 6 kV. Për më tepër, në nënstacionet Repts dhe Shutri, vërehen profile të tensioneve minimale afërsisht të ngjashme. Në një kohë kur gjatë orëve të mëngjesit dhe darkës tensioni arrit vlerën 6.2 kV, gjatë orëve të mesditës vlera zbritet në 6 kV.



(a)

(b)

Figura 5.29 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 6 kV, për muajin Dhjetor 2024



(a)

(b)

Figura 5.30 Profili i tensionit: (a) maksimal dhe (b) minimal në zbarat 6 kV, për muajin Qershor 2024

5.2.2 Studimi i skenarëve të ndryshëm të gjenerimit të HEC-eve dhe ngarkesës së konsumatorëve, në performancën e rajonit

Në këtë seksion do të analizohet skenarë të ndryshëm, duke u bazuar në fuqinë e gjeneruar nga HEC-et që operojnë në Rajonin e Burrelit (sipas skemës së ndërtuar në Figurën 5.6), si dhe në fuqinë totale të ngarkesës së fiderave shpërndarës. Kështu, në lidhje situatën e HEC-ve do të analizohen rastet e gjenerimit mesatar (GjMes), gjenerimit minimal (GjMin) dhe gjenerimit maksimal (GjMaks). Nga ana tjetër këto raste do të ndërthuren për studim, duke marrë parasysh ngarkesën minimale (NgMin) dhe ngarkesën maksimale (NgMaks). Si përfundim, janë krijuar 6 skenarë të ndryshëm të treguar në Figurën 5.31:

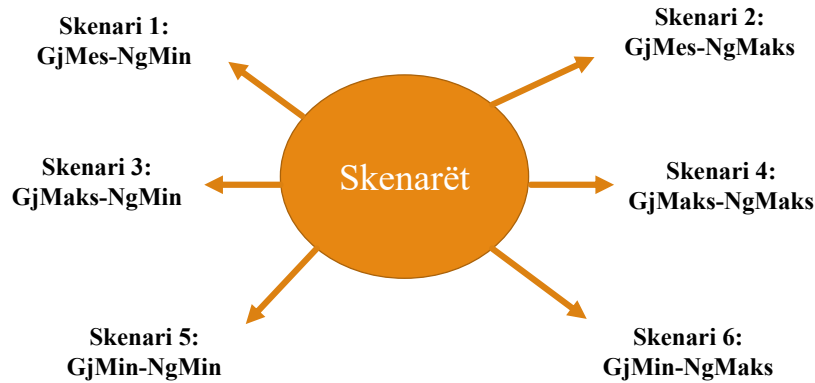


Figura 5.31 Skenarët e marrë në studim për nivele të ndryshme gjenerimi/ngarkese

Simulimet janë kryer nëpërmjet programit kompjuterik Neplan, duke vendosur si të dhëna mbi gjenerimin e ndryshëm të HEC-eve, fuqitë minimale/mesatare/maksimale të paraqitura në Figurën 5.12, Figura 5.13 dhe Figurën 5.15. Ndërkohë që ngarkesat minimale dhe maksimale të fiderave janë vendosur sipas të dhënave të paraqitura në Figurën 5.19. Vlen për tu ritheksuar se të dhënat e ngarkesave minimale/maksimale të vitit 2024 janë grumbulluar në nënstacionet e menaxhuara nga OSHEE dhe OST. Ndërsa të dhënat mbi skenarë të ndryshëm të gjenerimit të HEC-eve janë caktuar duke përdorur metodologjinë e dhënë në Tabelën 5.3, bazuar në energjinë e prodhuar nga HEC-et përgjatë vitit [35]. Pas simulimeve në Neplan, merren përsëri të njëjtat rezultate të ngarkesave minimale dhe maksimale nëpër zbara, siç paraqitet në Figurën 5.32. Në zbarat e transformatorëve numër 2 në Peshkopi dhe Rubik, nuk ka fidera të lidhur. Këta transformatorë shërbejnë për të furnizuar me energji vetëm linjat 35 kV.

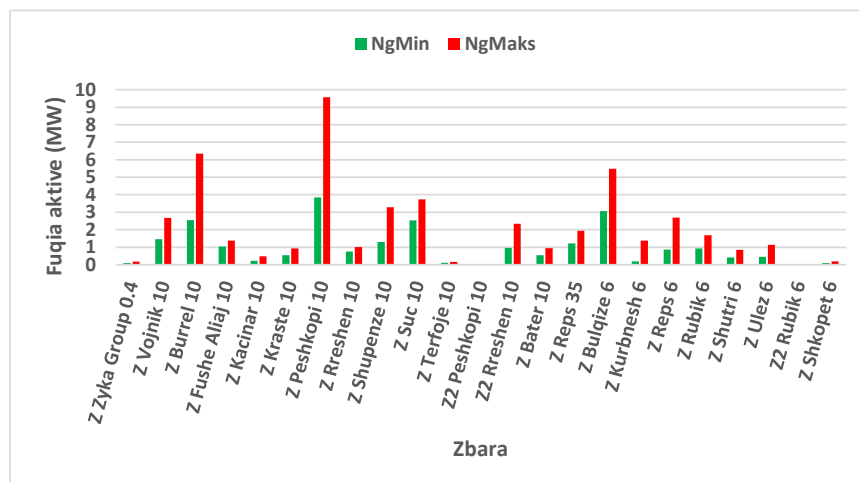


Figura 5.32 Ngarkesat minimale dhe maksimale, të nxjerra nga Neplan

Gjithashtu vlen për tu theksuar se skema e ndërtuar dhe simuluar në Neplan, është kalibruar duke marrë në konsideratë të gjithë faktet dhe analizën e bërë në seksionin e mëparshëm (5.2.1 Situata aktuale). Më tej, sipas skenarëve të ndryshëm, studimi është ndalur në parametrat e mëposhtëm:

Nivelet e tensionit në zbara: Për të përcaktuar zbarat në të cilat niveli i tensionit tejkalon limitet, në programin Neplan janë përcaktuar paraprakisht intervali i lejuar për çdo nivel tensioni, bazuar në kodin e transmetimit [182] dhe atë të shpërndarjes [174]. Kështu, përfundimisht limiti për çdo nivel tensioni është paraqitur në Figurën 5.1 Figura 5.33. Diapazon më të gjerë të lejuar, është për linjat e transmetimit 110 kV. E njëjta situatë është edhe për linjat 220 kV.

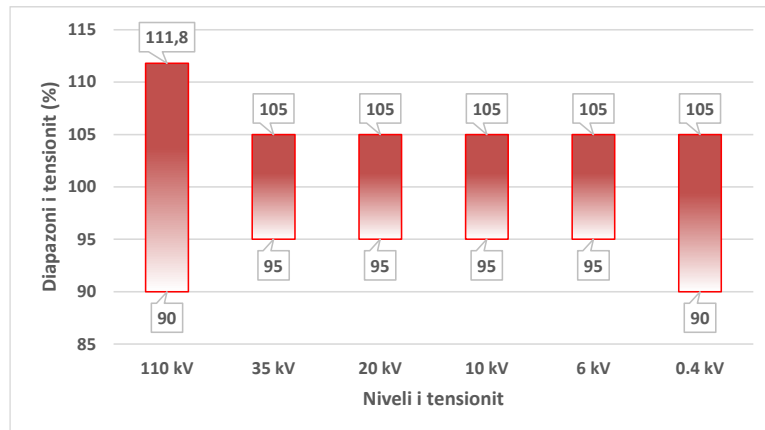


Figura 5.33 Diapazoni i lejuar i tensionit të operimit sipas niveleve

Kështu, për të shikuar situatën e niveleve të tensionit në zbarat ku lidhen linjat 110 kV, nëpërmjet rezultateve të marra nga simulimet në Neplan, është ndërtuar Figura 5.34. Në këtë të fundit tregohet se nivelet më të larta të tensionit arrijnë në skenarin GjMaks-NgMin. Kjo për shkak të sasisë së madhe të energjisë që do të kalonte në linjat 110 kV, si flukse të kundërta. Pas këtij skenari, ata që shkaktojnë tensioni më të larta vijojnë përkatësisht GjMaks-NgMaks (duke karakterizuar stinën e dimrit për këtë rajon) dhe GjMes-NgMin. Për shembull, nivelet më të larta arrijnë në zbarat e pikës së lidhjes me HEC-et si dhe me disa nënstacione si Bulqizë, Shupenzë, Suç dhe Vojnik. Ndërkohë nivele më të ulëta të tensionit, rezultojnë në skenarët GjMin-NgMin (duke karakterizuar stinën e verës për këtë rajon) dhe GjMin-NgMaks. Për më tepër, në këtë të fundit niveli i tensionit zbret edhe nën atë të tensionit nominal (sipas rastit). Tensionet më të ulëta shfaqen në Peshkopi, Shupenzë, Vojnik dhe Reps. Sidoqoftë, në çdo skenar të analizuar, niveli i tensioneve mbetet brenda limiteve, të paraqitura në Figurën 5.33.

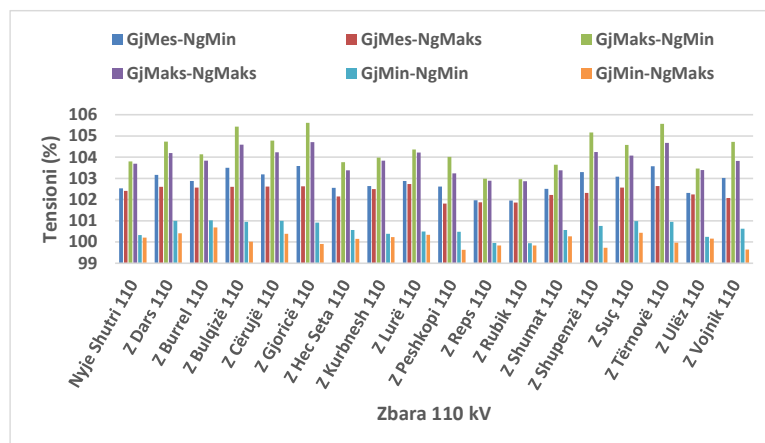


Figura 5.34 Niveli i tensionit në zbarat 110 kV për skenarë të ndryshëm

Një panoramë edhe më e qartë duket nga studimi i ndryshimit të nivelit të tensionit përgjatë linjës 110 kV Burrel-Shumat (Peshkopi), për skenarë të ndryshëm. Në këtë kontekst, Figura 5.35 tregon që skenari GjMaks-NgMin shkakton tensione me të larta, sidomos në mesin e linjës (ku janë lidhur shumë HEC-e). Ndërsa profili më i ulët i tensionit do të ndodhte për skenarin GjMin-NgMaks.

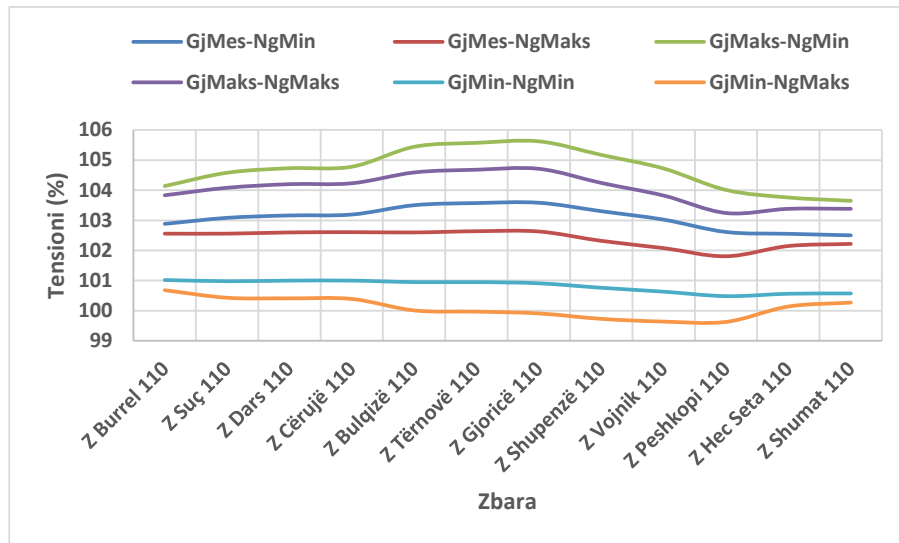


Figura 5.35 Profili i tensionit në linjën 110 kV Burrel-Shumat për skenarë të ndryshëm

Janë analizuar gjithashtu ndikimi i skenarëve të ndryshëm në zbarat me tension 35 kV. Edhe në këtë rast, Figura 5.36 paraqet si skenarin që shkakton nivele më të larta tensioni atë për gjenerim maksimal dhe ngarkesë minimale, njëkohësisht. Përveç se në zbarat ku lidhen disa HEC-e, tensione tepër të larta shfaqen edhe në zbarat 35 kV të nënstacioneve Batër, Bulqizë, Kaçinar, Krastë, Rrëshen dhe Rubik. Për më tepër, në këto zbara kalohen limitet e lejuara (105%). Këto limite kalohen përgjithësisht edhe për skenarët GjMaks-NgMaks (dimër) dhe GjMes-NgMin. Këto situata do të shkaktonin mbitensione në këto zona që u përmendën.

Nga ana tjetër, skenari GjMin-NgMaks do të rezultonte me nivelet më të ulëta të tensionit (njëlloj si tek zbarat 110 kV). Por ndryshe nga skenarët që shkaktonin tensione të larta jashtë limiteve, në këtë të fundit niveli i tensioneve është gjithmonë mbi limitin e poshtëm (>95%). Përfundimisht, për zbarat 35 kV duhet pasur parasysh limiti i sipërm i tensionit (>105%) në rastet e gjenerimeve maksimale (për çdo ngarkesë) apo mesatare (për ngarkesë minimale).

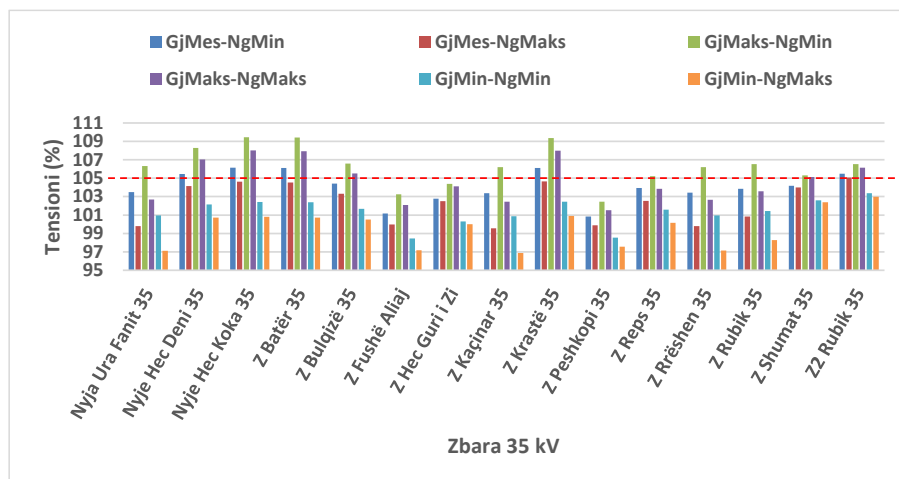


Figura 5.36 Niveli i tensionit në zbarat 35 kV për skenarë të ndryshëm

Nivelet e tensionit luhaten edhe më shumë në zbarat 6 kV dhe 10 kV, të paraqitur në Figurën 5.37. Tek zbarat 6 kV tensione mbi normat e lejuara ($>105\%$) shfaqen për gjenerim maksimal dhe mesatar në nënstacionet Rubik, Shutri dhe Shkopet. Ndërsa tek niveli 10 kV, tensione më të larta rezultojnë në nënstacionet Shupenzë, Suç dhe Rrëshen.

Nga ana tjetër, në këto nivele tensioni shfaqen edhe vlera nën limite ($<95\%$), që nuk shfaqeshin në rastet e zbarave 110 kV apo 35 kV. Kështu, për gjenerim minimal dhe ngarkesë maksimale, tensioni zbret nën vlerën 95% të atij nominal në zbarat e nënstacioneve Reps, Kaçinar dhe Krastë.

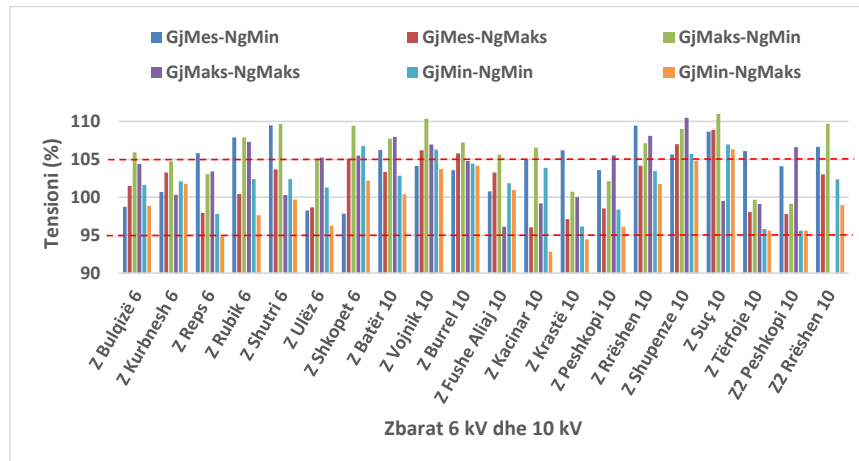


Figura 5.37 Niveli i tensionit në zbarat 6 kV dhe 10 kV për skenarë të ndryshëm

Në mënyrë të përmblodhur, Figura 5.38 paraqet numri i zbarave duke i shpërndarë në diapazone ndryshëm të tensionit si dhe për skenarë të ndryshëm. Për shembull nga 64 në total, shihet se nuk ekziston asnjë zbarë me tension në intervalin $(112-120)\%$. Ndërkohë që ekzistojnë tri të tilla në intervalin $(90-94.9)\%$, vetëm në skenarin për gjenerim minimal dhe ngarkesë maksimale.

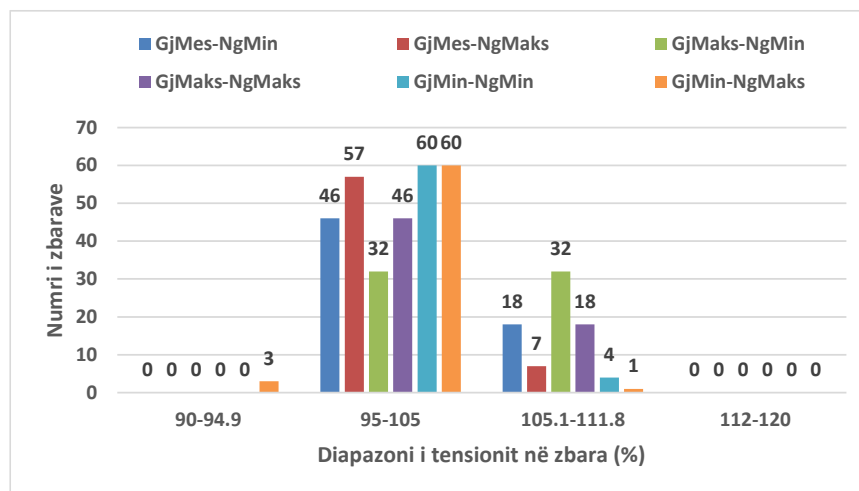


Figura 5.38 Numri i zbarave të shpërndarë sipas diapazoneve të tensionit për skenarë të ndryshëm

Tensionet përkatëse të këtyre tri zbarave, tregohen në Figurën 5.39 (a). Tensioni më i ulët (92.83%) shfaqet në zbarën 10 kV të TR2 Rrëshen. Kjo vjen për shkak të një ngarkese urbane të lartë të fiderave që ushqehen nëpërmjet këtij transformatori.

Gjithashtu, nga Figura 5.38 shihet që ka shumë zbara me tension në intervalin $(105.1-111.8)\%$. Megjithatë në nivelin 110 kV, ky diapazon do të ishte brenda limiteve. Problem do të mbetet situata për nivelet e tensioneve nën 110 kV që gjenden në këtë interval. Për më tepër, situata do të

përkeqësohej në skenarin GjMaks-NgMin (shiko Figurën 5.38). Për këtë skenar, gjysma e totalit të zbarave të marrë në studim (32) gjenden në këtë interval. Vetëm 5 zbara nga këto janë nivelin 110 kV. Ndërsa 27 zbarat e tjera janë të mbingarkuara mbi limitin e lejuar të tensionit. Këto zbara janë të paraqitur në Figurën 5.39 (b), ku më të mbingarkuarat rezultojnë në Shutri, Suç, Fushë-Aliaj, Batër dhe Krastë.

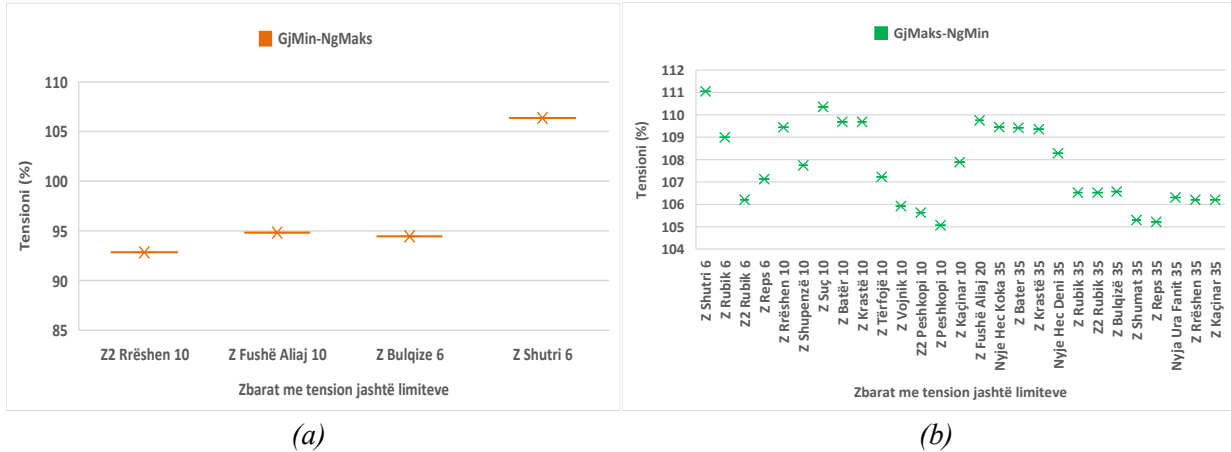


Figura 5.39 Zbarat me tension jashtë limiteve për skenarin: (a) gjenerim minimal/ngarkesë maksimale dhe (b) gjenerim maksimal/ngarkesë minimale

Përfundimisht nga analiza e kryer rezulton se situatat me ekstreme mbi nivelet e tensionit shfaqen në rastet e skenarëve gjenerim maksimal/ngarkesë minimale dhe gjenerim minimal/ngarkesë maksimale.

Ngarkimi i transformatorëve të fuqisë: Duke qenë se niveli i gjenerimit dhe ngarkesës ndikon tek operimi i transformatorëve të fuqisë, është analizuar ngarkimi i secilit prej tyre për skenarë të ndryshëm. Në këtë kontekst, Figura 5.40 paraqet ngarkimin në % të çdo transformatori të Rajonit të Burrelit, për 6 skenarët e marrë në studim. Ndërkohë sipas studimit në referencën [183], ngarkimi i transformatorëve nuk duhet të jetë mbi 80%, për të siguruar një operim më efikas dhe më jetëgjatë të tij. Një ngarkim më i lartë do të shkaktojte pasoja tekniko-ekonomike, si p.sh. mbinxehje, jetëgjatësi më të ulët, dështim në funksionim etj.

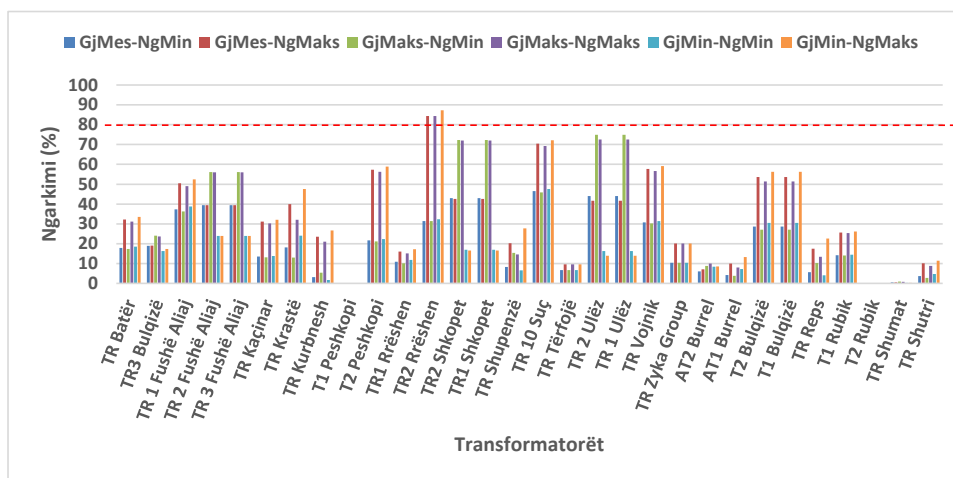


Figura 5.40 Ngarkimi i transformatorët e fuqisë për skenarë të ndryshëm

Në këtë kontekst, nga Figura 5.40 dallohet se TR2 Rrëshen ngarkohet në shifra mbi 80% për skenarët e ngarkesës maksimale (pavarësisht nivelit të gjenerimit). Për të njëjtët skenarë arrihen vlerat maksimale edhe në transformatorët e nënstacioneve Suç, Peshkopi, Vojnik dhe Bulqizë (por

në shifra pak më të ulëta). Ndërsa tek transformatorët Ulëz, Shkopet dhe Fushë-Atiaj (2&3) ngarkimi maksimal ndodh për skenarët e gjenerimit maksimal. Kjo si rezultat i lidhjes së HEC-eve përkatëse në zbarat e këtyre transformatorëve.

Ngarkimi i linjave transmetuese dhe shpërndarëse: Figura 5.41 paraqet ngarkimin e linjave të transmetimit (në %) për skenarë të ndryshëm. Shihet se linjat më e ngarkuar rezulton ajo Ulëz-Shkopet, sidomos për skenarët e gjenerimit maksimal. E njëjta situatë ndodh edhe në linjat Suç-Bulqizë dhe Shkopet-Laç 2. Kjo shkaktohet për shkak të sasisë së madhe të gjeneruar nga HEC-et në këto zona. Ndërsa nivelet më të ulëta të ngarkimit, shfaqen për gjenerim minimal.

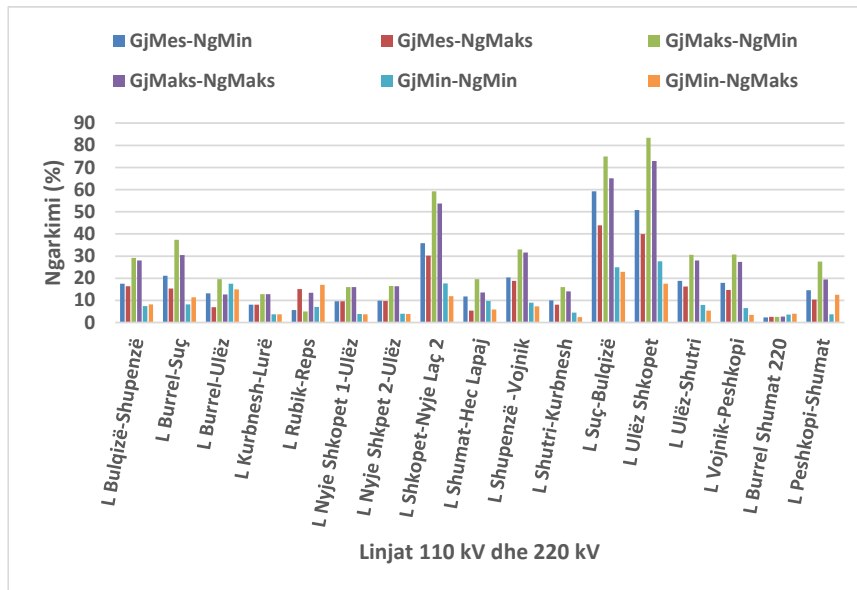


Figura 5.41 Ngarkimi i linjave 110 kV dhe 220 kV për skenarë të ndryshëm

Nga ana tjetër, Figura 5.42 tregon ngarkimin e linjave me tension 35 kV, për skenarë të ndryshëm. Shihet se linja më e ngarkuar është ajo Bulqizë-Krastë, sidomos në skenarët e gjenerimit maksimal. Ngarkimi në këtë rast shkon deri në 76% (kjo për shkak të HEC-eve të shumtë që operojnë në këtë zonë). Ndërsa në skenarët e gjenerimit minimal, ngarkimi ulet ndjeshëm (deri 21%). E njëjta situatë ndodh edhe për linjën shpërndarëse Peshkopi-Fushë Alija, por në shifra më të vogla

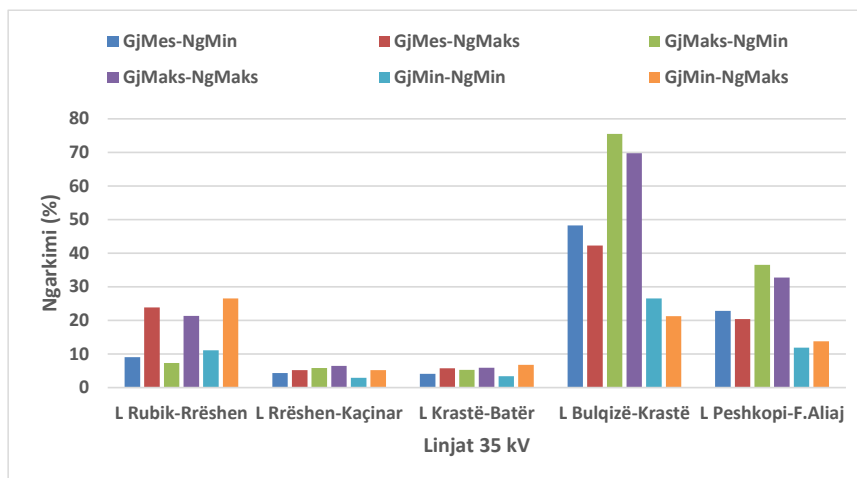


Figura 5.42 Ngarkimi i linjave 35 kV për skenarë të ndryshëm

Nga ana tjetër, situatë e kundërt ndodh për linjën Rubik-Rrëshen. Kjo pasi në këtë linje ndikon ngarkesa e lartë dhe jo gjenerimi (për shkak të mungesës së HEC-eve). Kështu, në këtë linjë,

nivelet më të larta të ngarkimit (deri 28%) ndodhin për skenarët e ngarkesës maksimale. Në këtë kontekst, në këtë zonë mund të shikohet mundësia e integrimit të burimeve të reja gjeneruese.

Shkëmbimi i flukseve të fuqisë me zonat fqinje: Janë analizuar sasitë e fuqisë aktive (në MW) që Rajoni i Burrelit importon/eksporton me zonat e tjera. Kështu, Figura 5.43 (a) paraqet fuqitë totale aktive të importuar në këtë rajon. Shifrat negative në këtë figurë, paraqesin sasitë e eksportuara drejt zonave fqinje. Në skenarët të gjenerimit maksimal, sasia e eksportuar shkon deri në 130 MW. Kjo vjen si pasojë e një gjenerimi të lartë nga 55 HEC-et e këtij rajoni. Vetëm për skenarin GjMin-NgMaks, ky rajon importon energji (edhe pse në vlera të vogla).

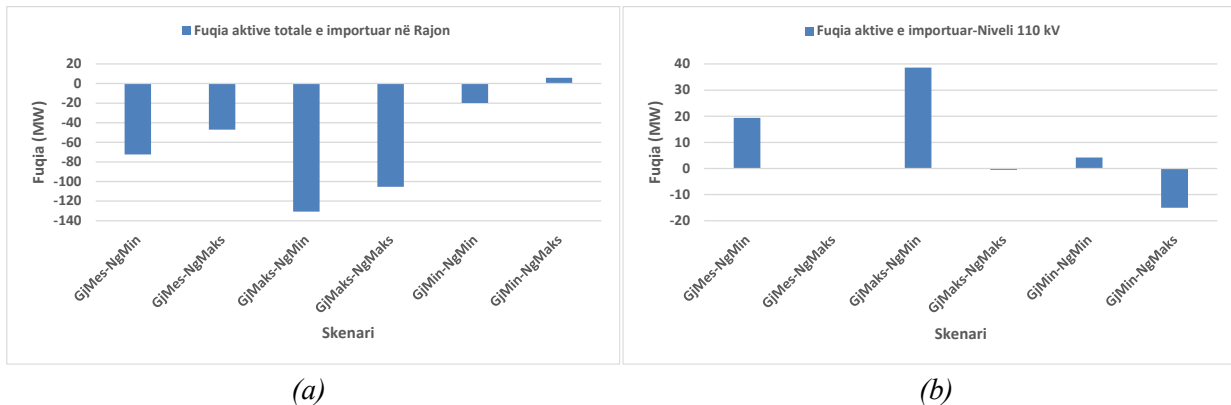


Figura 5.43 Importi i fuqisë aktive sipas skenarëve në: (a) të gjithë rajonin dhe (b) nivelin 110 kV

Kur ka një tepriçë energjie në këtë rajon (prodhimi kalon konsumin), këto flukse do të kalojnë nëpërmjet linjave të transmetimit. Për këtë qëllim, në Figurën 5.43 (b) flukset e fuqisë aktive të importuar në nivelin 110 kV, nga nivelet e tjera. Kështu, për skenarët e ngarkesave minimale, në nivelin 110 kV kalojnë sasi fluksesh fuqie të konsiderueshme (nga nivelet e tjera). Maksimumi në këtë rast arrin për gjenerim maksimal.

Nga ana tjetër, për ngarkesë maksimale flukset janë të kundërta nga sa më lart. Pra energjia eksportohet nga niveli 110 kV drejt nivele të tjera (për furnizimin e konsumit të lartë). Maksimumi i eksportit arrihet për gjenerim minimal.

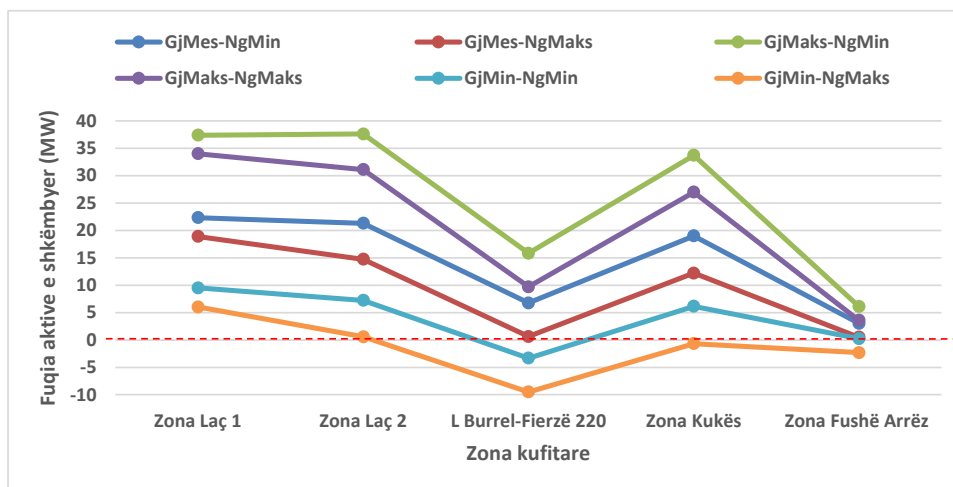


Figura 5.44 Fuqia aktive e shkëmbyer me zonat fqinje për skenarë të ndryshëm

Për çdo skenar, është analizuar gjithashtu sasia e fuqisë aktive që shkëmben Rajoni i Burrelit me zonat kufitare me të (shih Figurën 5.6). Shihet se në çdo skenar të Figura 5.44, ka eksport energjie drejt nënstacioneve Laç 1 dhe Laç 2. Ndërkohë që situata e shkëmbimit me zonat e tjera varet nga

skenari i marrë në studim. Për skenarin e gjenerimit minimal dhe ngarkesës maksimale, Rajoni i Burrelit importon energji nga linjat 220 kV të nënstacionit Burrel, si dhe nga zona e Kukësit dhe ajo e Fushë Arrëzit. Ndërsa për skenarët e gjenerimit maksimal dhe mesatar, ky rajon eksporton energji drejt të gjithë zonave të tjera.

Humbjet e fuqisë: Figura 5.45 paraqet humbjet e fuqisë aktive për Rajonin e Burrelit për skenarë të ndryshëm, sipas niveleve të tensionit. Shihet që humbjet totale janë më të larta për skenarët e gjenerimit maksimal. Kjo për shkak të flukseve të kundërta që kthehen nga teprica e energjisë. E njëjta situatë është edhe për nivelin 110 kV. Për nivelet 220 kV dhe 35 kV shihet një rritje e humbjeve në skenarin GjMin-NgMaks. Ndërkohë, kudo humbjet janë më të vogla për skenarin gjenerim/ngarkesë minimale.

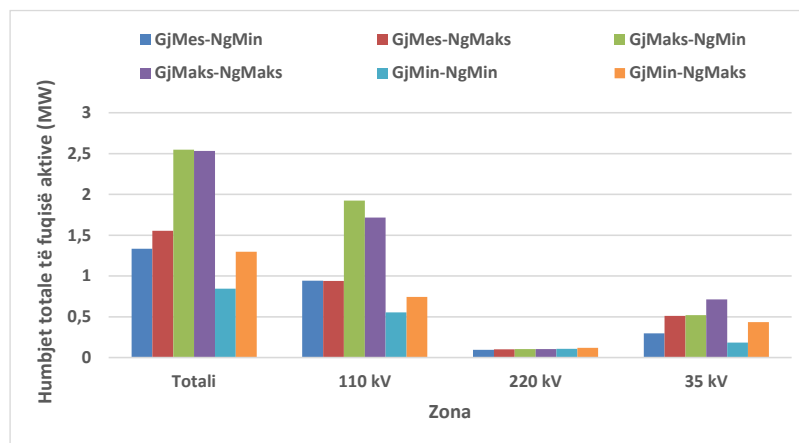


Figura 5.45 Humbjet totale sipas niveleve të tensionit për skenarë të ndryshëm

Për ti specifikuar më tej humbjet e fuqisë aktive, janë studiuar më tej humbjet në linja si dhe ato në transformatorë. Në këtë kontekst, Figura 5.46 (a) paraqet humbjet në linjat me nivele të ndryshme tensioni. Humbjet totale me të mëdha shfaqen në linjat 110 kV, e më tej në ato 35 kV dhe 220 kV. Kjo vjen si pasojë e flukseve më të larta që kalojnë tek linjat 110 kV, si dhe e një numri më të madh të tyre. Përsëri, humbjet më të larta shfaqen në skenarët e gjenerimit maksimal (rreth 6 herë më shumë se mesatarja e skenarëve të tjerë). Humbjet tek linja 220 kV Burrel-Shumat janë shumë më të vogla, për shkak të seksionit të lartë të saj, si edhe si arsye se është e vetmja linjë 220 kV në këtë rajon.

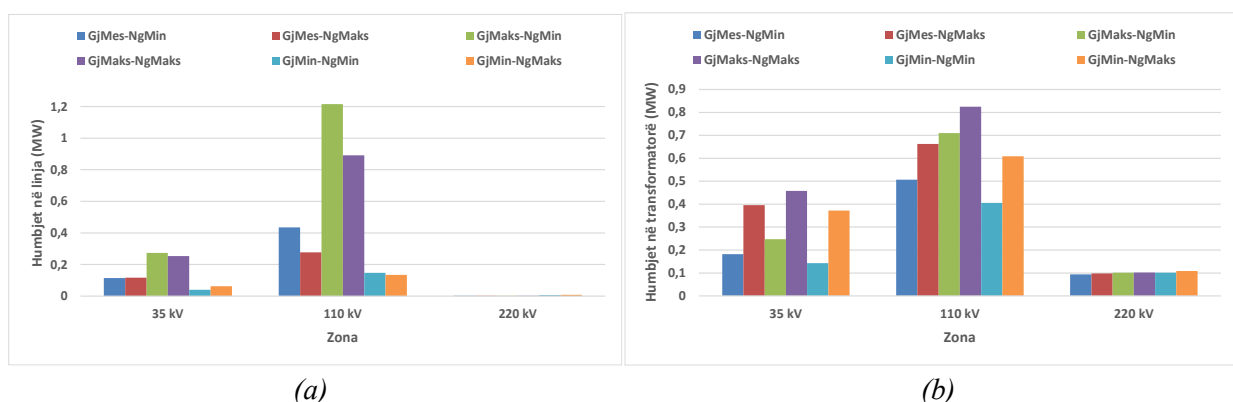


Figura 5.46 Humbjet për skenarë të ndryshëm në: (a) linja dhe (b) transformatorë

Nga ana tjetër, Figura 5.46 (b) paraqet humbjet në transformatorë sipas niveleve të ndryshëm. Vlen për tu theksuar që këto nivele janë përcaktuar sipas tensionit primar të transformatorëve. Humbjet më të larta të transformatorëve shfaqen në nivelin 110 kV, sidomos për gjenerim maksimal.

Ndërsa tek niveli 35 kV humbjet e transformatorëve rriten për skenarët ku ngarkesa është maksimale. Ndërkohë, humbjet e nivelit 220 kV paraqesin situatën për autotransformatorët dhe transformatorët të instaluar në nënstacionet 220 kV. Humbjet më të mëdha të tyre, shfaqen për skenarin GjMin-NgMaks.

5.2.3 Ndikimi i gjenerimit të shpërndarë në indekset e performancës

Në këtë seksion analizohet ndikimi që ka gjenerimi i shpërndarë tek parametrat kryesorë elektrik të Rajonit të Burrelit. Për këtë qëllim janë kryer përsëri simulimet, duke hequr të gjithë hidrogjeneratorët, përveç atyre të HEC-eve Ulëz dhe Shkopet. Për këtë qëllim është përdorur skema njëfazore e paraqitur në Figurën 5.47, për të analizuar parametrat e trajtuara në seksionin e mëparshëm. Më tej janë krahasuar skenarët me gjenerim të shpërndarë (MeGjSh) me ato pa gjenerim të shpërndarë (PaGjSh), për ngarkesë minimale dhe maksimale.

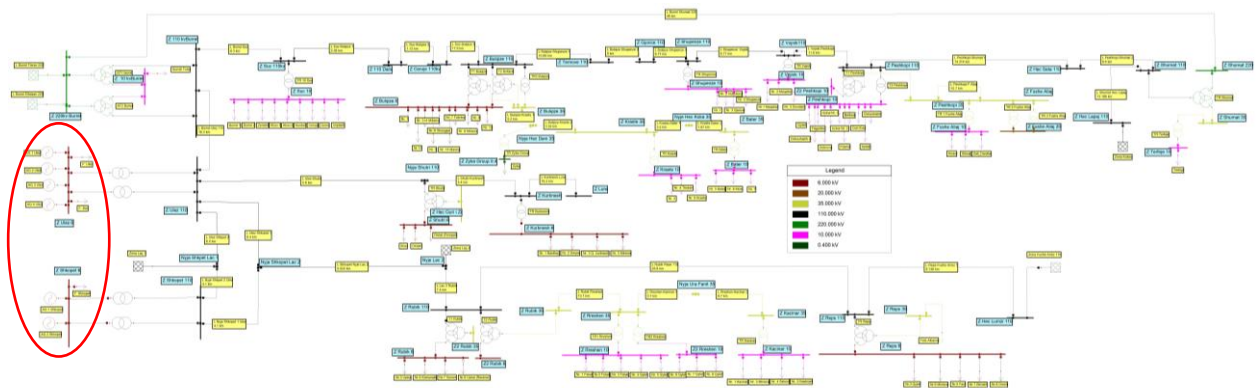


Figura 5.47 Skema njëfazore e Rajonit Burrel pa gjenerim të shpërndarë

Profilët e tensionit në zbara dhe indekset tyre: Figura 5.48 paraqet nivelet e tensionit në zbarat 110 kV, në rast se nuk do të ekzistonin HEC-et në Rajonin e Burrelit. Për më tepër, rezultatet jepen për skenarë e ngarkesës minimale dhe asaj maksimale. Shihet se në çdo zbarë niveli i tensionit është nën 100%. Gjithashtu tensionet më të ulëta janë për skenarët e ngarkesave maksimale.

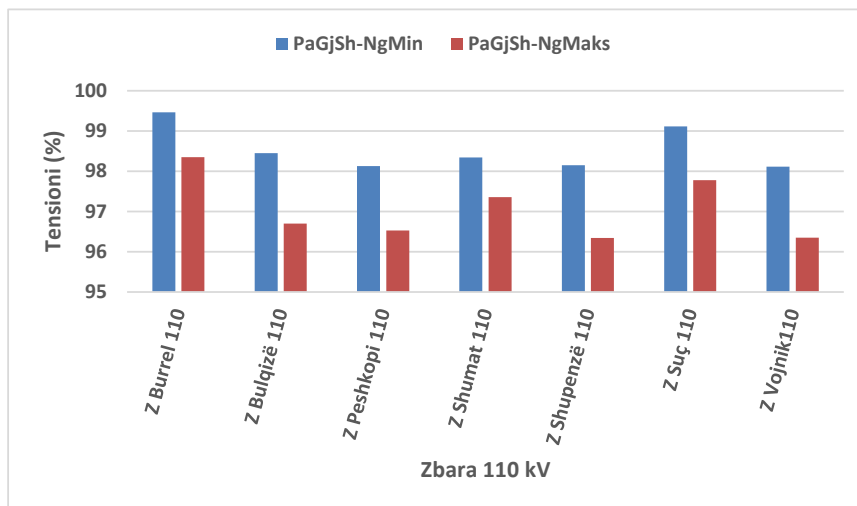


Figura 5.48 Tensionet në disa nga zbarat 110 kV për skenarët pa gjenerim të shpërndarë

Nga ana tjetër në zbarat 110 kV në Burrel dhe Suç nivelet e tensionit janë pak më të larta se në pjesën tjetër për shkak të afërsisë me linjën 220 kV Burrel-Fierzë. Ndërsa zbarat e nënstacioneve

që janë në mesin e linjës 110 kV Burrel-Shumat (si p.sh. Bulqizë dhe Peshkopi) kanë tensione më të ulëta. Gjithsesi niveli i tensionit do të ishte kudo brenda intervalit të lejuar ($>90\%$).

Duke i krahasuar këto vlera me skenarët me gjenerim të shpërndarë (p.sh. me Figura 5.34), rezulton se gjenerimi i shpërndarë në përgjithësi ka rritur nivelet e tensionit. Për këtë qëllim është krahasuar profili i tensionit në linjën Burrel-Shumat në kushtet e mungesës së gjenerimit të shpërndarë, krahasuar me skenarë të ndryshëm gjenerimi të HEC-eve, siç tregohet në Figurën 5.49. Në çdo rast ngarkesa është marrë në vlerën maksimale. Rezulton një rritje graduale e niveleve të tensionin, me rritjen e sasisë së gjeneruar nga HEC-et.

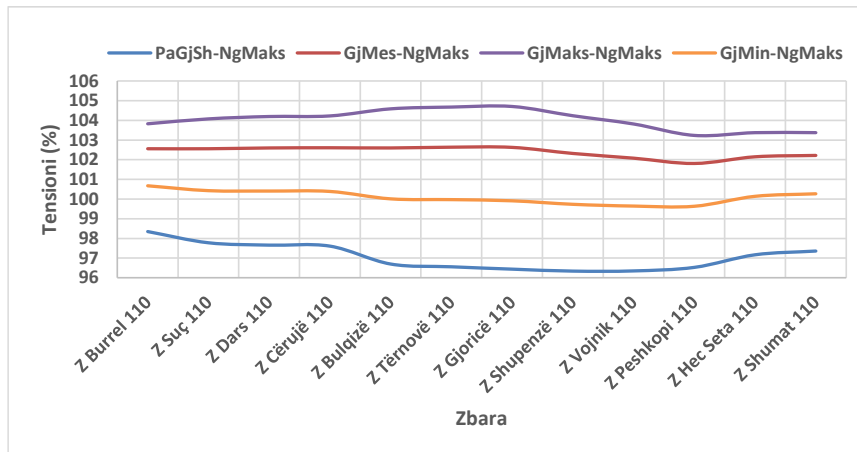


Figura 5.49 Ndikimi i rritjes së profilin të tensionit në linjën 110 kV Burrel-Shumat për skenarë të ndryshëm të gjenerimit të shpërndarë (për ngarkesë maksimale)

Ky përmirësim duket edhe nga Figura 5.50, që paraqet indekset përmirësimit të profilin të tensionit (VP_{II}) për skenarë të ndryshëm. Rezulton se gjenerimi minimal i shpërndarë nuk ka përmirësuar profilin e tensionit në tërësi për linjat 110 kV (VP_{II} < 1). Ndërkohë që për gjenerim maksimal, ka një përmirësim të dukshëm të tij. Ndërsa në skenarin e gjenerimit mesatar, përmirësimi ose jo, varet nga niveli i ngarkesës.

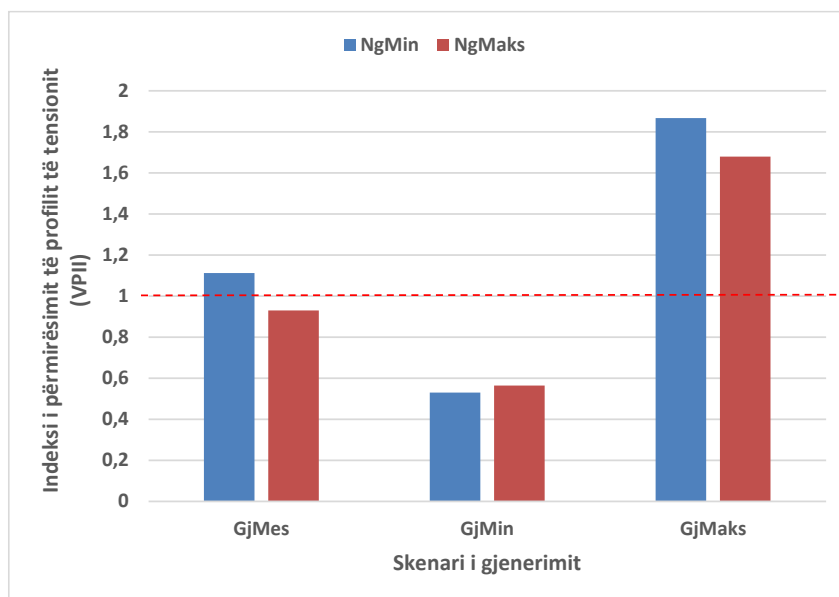


Figura 5.50 Indeksi i përmirësimit të profilin të tensionit (VP_{II}) për linjat 110 kV

Ndërkohë, Figura 5.51 paraqet të njëjtat parametra si në Figurën 5.48, por për zbarat 35 kV. Përsëri shihet se tensione më të ulëta shfaqen për skenarin e ngarkesës maksimale. Madje në disa raste, si

p.sh. në Fushë Aliaj, Kaçinar, Peshkopi dhe Rrëshen, niveli i tensionit ulët nën limitet e lejuara (<95%). Situata më problematike duket niveli i tensionit në Fushë Aliaj. Ndërsa situata më e favorshme është në nënstacionit Shumat, kjo për shkak edhe të linjës 220 kV Burrel-Shumat të lidhur në këtë nënstacion.

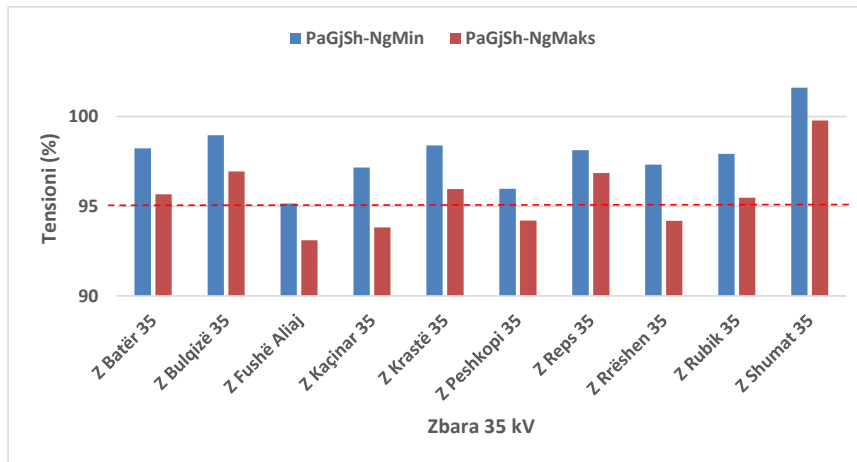


Figura 5.51 Tensionet në zbarat 35 kV për skenarët pa gjenerim të shpërndarë

Gjithashtu, tensionet në zbarat 6 kV dhe 10 kV për skenarë të ndryshëm janë paraqitur në Figurën 5.52. Nivelet më të larta të tensionit rezultojnë në nënstacionet Burrel, Rrëshen, Suç dhe Tërfojë, edhe për shkak të afërsisë me nënstacionet e transmetimit. Por ka disa zbara ku niveli i tensionit është nën norma, si në Bulqizë e Kurbnesh (zbarat 6 kV) dhe Fushë Aliaj, Kaçinar, Peshkopi, Z2 Batër dhe Rrëshen. Për më tepër tensioni më i ulët është në zbarat e TR2 të nënstacionit Rrëshen.

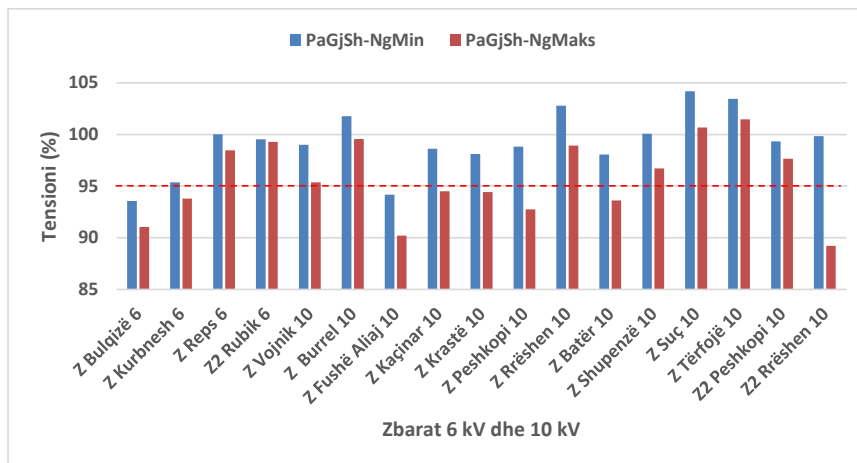


Figura 5.52 Tensionet në disa nga zbarat 6 kV dhe 10 kV për skenarët pa gjenerim të shpërndarë

Ndërkohë është bërë një shpërndarje e numrit të zbarave sipas diapazoneve të ndryshëm të tensionit. Kështu, në Figurën 5.53 rezulton se nuk ka asnjë zbarë me tension mbi 105 %. Ndërkohë janë 15 zbara me tension nën 95% për skenarin e ngarkesës maksimale. Gjithashtu për skenarin e ngarkesës minimale ka 4 zbara me tension nën 95%.

Përfundimisht është studiuar edhe indeksi i profilit të tensionit (VPI) për të gjithë rajonin (shih Figurën 5.54). Një indeks më i lartë, tregon nivele tensionesh më të larta në këtë rajon.

Po ashtu çdo indeks MeGjSh është pjesëtuar me indeksin përkatës të skenarit PaGjSh. Kështu, nga Figura 5.54 shihet se ky raport arrin vlerën maksimale në skenarin GjMaks-NgMin.

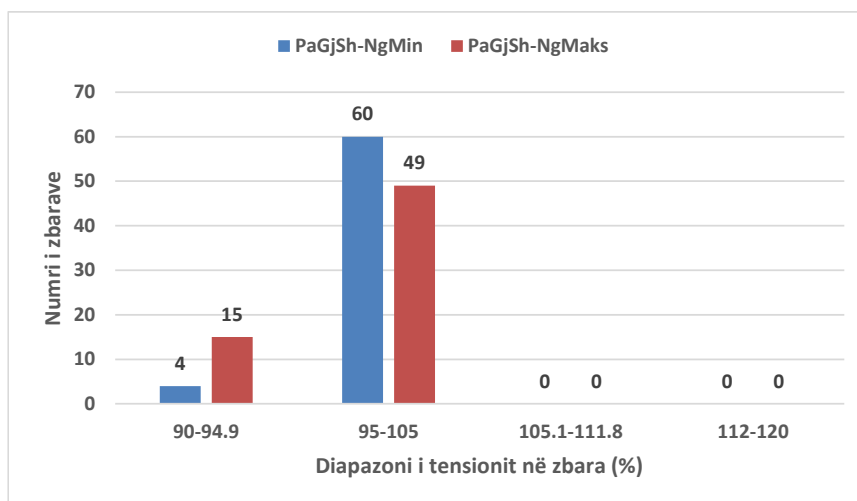


Figura 5.53 Numri i zbarave të shpërndarë sipas diapazoneve të tensionit pa gjenerim të shpërndarë

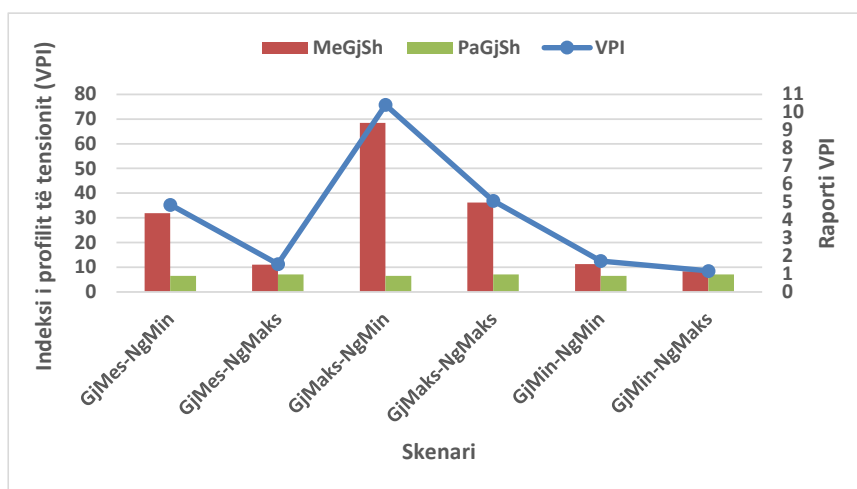


Figura 5.54 Indekset e profilin të tensionit (VPI) dhe raportet me skenarët gjenerim të shpërndarë

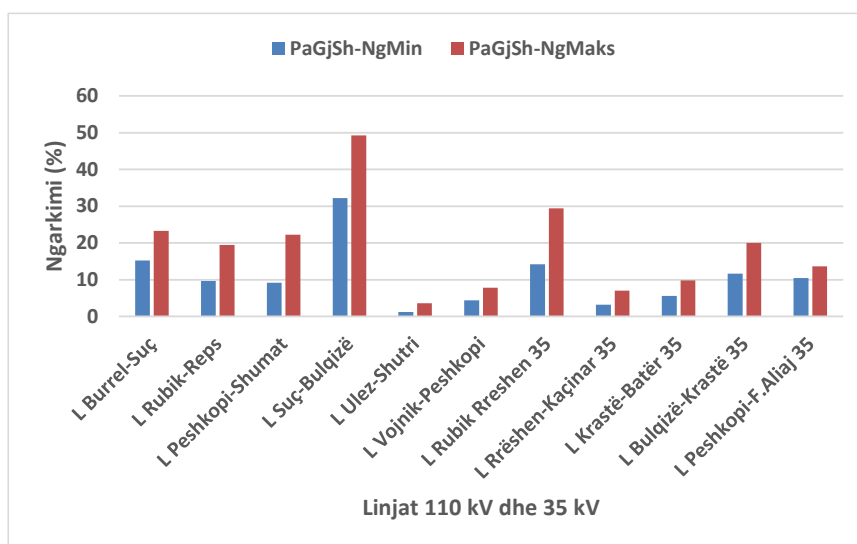


Figura 5.55 Ngarkimi i linjave 110 kV dhe 35 kV për skenarët pa gjenerim të shpërndarë

Ngarkimi i linjave transmetuese dhe shpërndarëse dhe indekset e përmirësimit të fuqisë: në Figurën 5.55 janë paraqitur rezultatet në lidhje me ngarkimin e linjave transmetuese dhe shpërndarëse për skenarët ‘pa gjenerim të shpërndarë’, kur ngarkesa është minimale apo maksimale. Shihet se nga linjat 110 kV, më e ngarkuar është ajo Suç-Bulqizë (sidomos në skenarin

e ngarkesës maksimale. Kjo vjen si rezultat i një konsumi të lartë në këtë zonë. Ndërkohë, për ngarkesë minimale, gjenerimi i shpërndarë jep një efekt të konsiderueshëm në ngarkimin e linjave. Për shembull, sipas Figura 5.56 (a) në skenarin e gjenerimit maksimal, linjat Suç-Bulqizë dhe Bulqizë-Krastë, mbingarkohen përkatësisht 40% dhe 62% më shumë, krahasuar me skenarin e mungesës së gjenerimit të shpërndarë.

E njëjta situatë është edhe në rast të simulimeve për rastin e ngarkesës maksimale (shih Figurën 5.56 (b)), vetëm se në diferenca më të vogla. Në këtë rast shihet se ka ulje të ngarkimit të linjave (shifrat negative në figurë) edhe në skenarin e gjenerimit mesatar. Kjo për shkak se nuk do të kishte flukse të kundërta fuqie, për shkak të konsumit të lartë. Ndërkohë, për gjenerim maksimal, diferencat me të mëdha do të ishin në linjën 35 kV Bulqizë-Krastë, në të cilën gjenerimi i shpërndarë do të rriste ngarkimin deri në 50%.

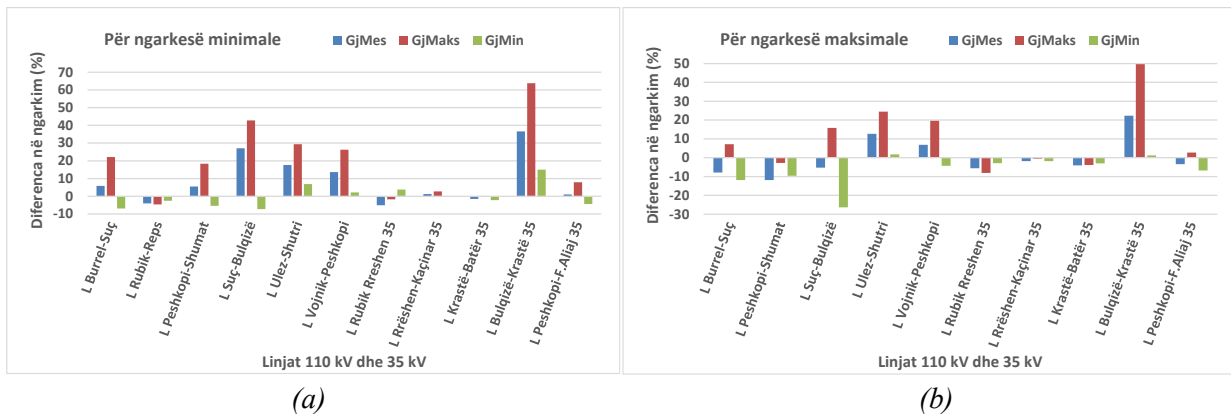


Figura 5.56 Diferenca e ngarkimit të linjave 110 kV dhe 35 kV midis skenarëve me gjenerim dhe pa gjenerim të shpërndarë për: (a) ngarkesë minimale dhe (b) ngarkesë maksimale

Në fund është studiuar ndryshimi i indeksit të përmirësimit të Fuqisë (LTAPII) për linjat e transmetimit. Për këtë janë pjesëtuar shumatat totale të flukseve të fuqisë së plotë (S) për skenarë të ndryshëm të gjenerimit të shpërndarë më flukset totale që do të kalonin në linjat e transmetimit për skenarët përkatës pa gjenerim të shpërndarë. Vlerat nën shifrën 1 të këtij raporti, të paraqitura nga Figura 5.57, tregojnë një ulje të flukseve të fuqisë së plotë. Pra tregojnë një përmirësim.

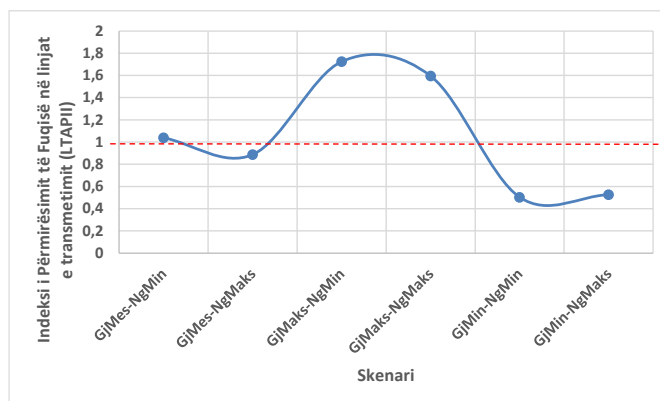


Figura 5.57 Indeksi i përmirësimit të fuqisë në linjat 110 kV më përfshirjen e gjenerimit të shpërndarë për skenarë të ndryshëm

Kështu, shihet se për skenarët më gjenerim minimal ka një përmirësim bazuar në këtë indeks. Ndërkohë që për skenarin me gjenerim mesatar, do të kishte një përmirësim vetëm nëse ngarkesa do të ishte maksimale. Për ngarkesë minimale, do të kishte një rritje shumë të vogël të flukseve

(gati e papërfillshme). Ndërsa për gjenerim maksimal, sido që të jetë ngarkesa, do të kishim përkeqësim (rritje të flukseve totale që qarkullojnë në linjat e transmetimit).

Humbjet e fuqisë dhe indeksat e reduktimit të tyre: Figura 5.58 paraqet humbjet e fuqisë në linja dhe në transformatorë, në mungesë të gjenerimit të shpërndarë. Shihet se humbjet më të larta janë të linjave dhe transformatorëve të lidhur në tension primar 110 kV. Kjo rritje është edhe më e madhe për ngarkesë maksimale.

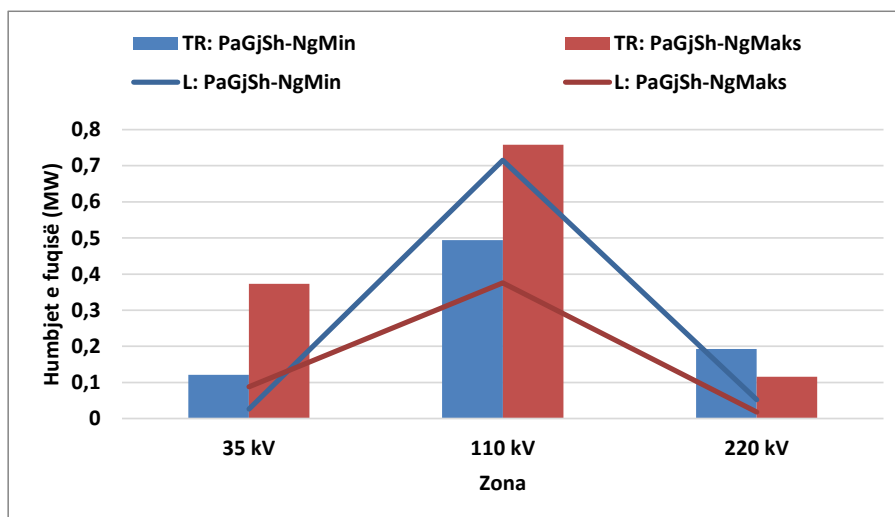


Figura 5.58 Humbjet e fuqisë në linja dhe në transformatorë në mungesë të gjenerimit të shpërndarë

Për të krahasuar humbjet totale ndërmjet skenarëve me gjenerim të shpërndarë / pa gjenerim të shpërndarë, është ndërtuar grafiku në Figurën 5.59. Në këtë rast, janë paraqitur humbjet totale për çdo skenar, si dhe në formë vije me ngjyrë blu është paraqitur raporti midis tyre. Një raport më i vogël se 1, tregon një ulje të humbjeve totale në sistem. Kështu, në skenarët me gjenerim minimal ose mesatar rezulton një ulje e humbjeve total. Ndërsa në skenarët me gjenerim maksimal, humbjet totale do të rriteshin.

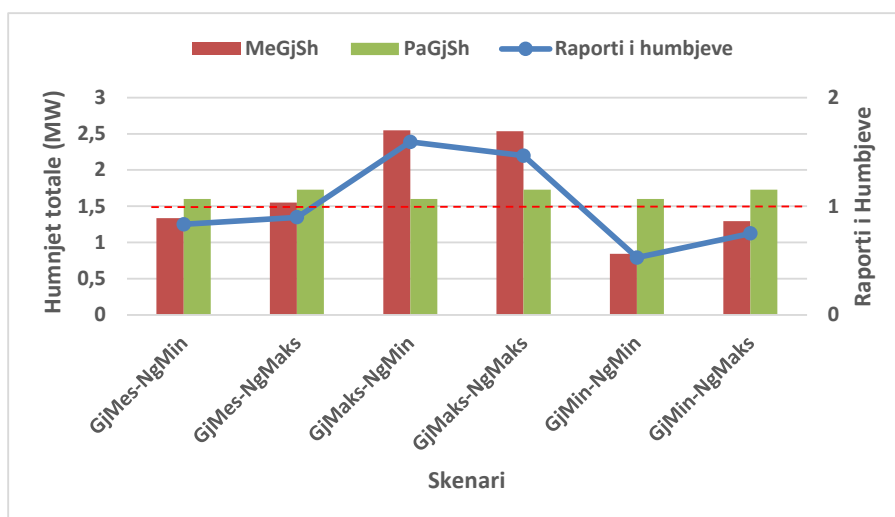


Figura 5.59 Humbjet totale të fuqisë në linja dhe në transformatorë për skenarët MeGjSh/PaGjSh dhe raporti i tyre

Do të ishte me interes të studioheshin se në cilët nga elementët, në linjat apo në transformatorët, humbjet do të uleshin më shumë. Për këtë qëllim, Figura 5.60 tregon, jo vetëm humbjet totale në transformatorët e rajonit për skenarë të ndryshëm, por edhe indeksin e reduktimit të tyre. Përsëri

një indeks më i vogël se 1, tregon një reduktim të humbjeve për shkak të gjenerimit të shpërndarë. Në këtë rast shihet se do të kishte reduktim të humbjeve të transformatorëve në skenarin e gjenerimit minimal (për çdo ngarkesë) si dhe atë të gjenerimit mesatar (vetëm për ngarkesë maksimale). Ndërsa, nga tre skenarët e mbetur, më shumë humbje do të shkaktonte skenari me gjenerim maksimal dhe ngarkesë minimale.

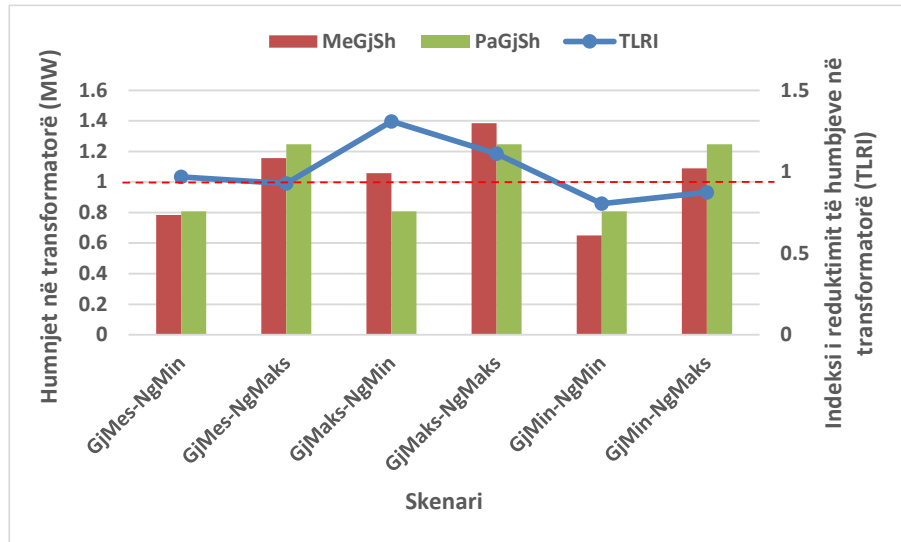


Figura 5.60 Humbjet në transformatorë për skenarët MeGjSh/PaGjSh dhe indeksi i reduktimit të tyre

E njëjta gjë është studiuar edhe në lidhje me humbjet në linja. Kështu, Figura 5.61 tregon humbjet totale të tyre si dhe indeksin e reduktimit në to.

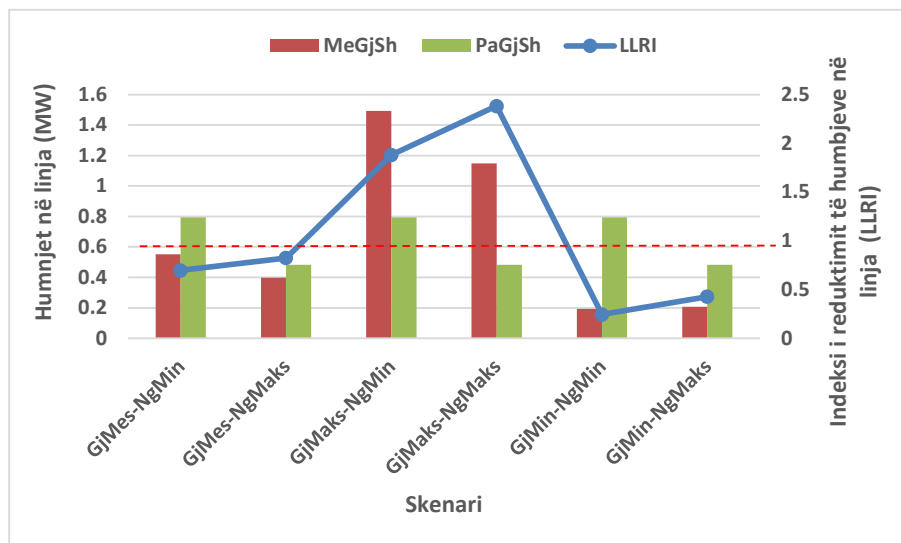


Figura 5.61 Humbjet në linja për skenarët MeGjSh/PaGjSh dhe indeksi i reduktimit të tyre

Përveç skenarit të gjenerimit minimal, shihet se edhe për atë të gjenerimit mesatar (për çdo ngarkesë), do të kishte reduktim të humbjeve në linja (ndryshe nga reduktimi i humbjeve në transformatorë). Ndërsa humbjet më të larta rezultojnë në skenarin GjMaks-NgMin, indeksi me i lartë shfaqet për skenarin GjMaks-NgMaks (deri në 2.3). Kjo për shkak të mbingarkimit të linjave nga gjenerimi apo konsumi i lartë.

5.2.4 Ndikimi i linjës 220 kV Burrel-Shumat në kushtet e gjenerimit të shpërndarë

Një nga investimet më të mëdha të kryer nga OST në Rajonin e Burrelit, është ndërtimi i linjës 220 kV Burrel-Shumat (së bashku me nënstacionin 220 kV Shumat). Kjo linjë mjaft e rëndësishme lidh nënstacionet 220 kV Burrel dhe Shumat (Peshkopi), duke shtuar linjën e vetme transmetuese 220 kV në këtë rajon. Kjo ka ardhur edhe si pasojë e një gjenerimi të lartë të energjisë, nga HEC-et e shumtë të ndërtuara në këtë rajon. Kjo linjë u energjizua në 17 nëntor 2022, duke përmirësuar indeksat e performancës. Para vënies në punë të kësaj linje, skema njëfazore e rajonit ishte ajo e paraqitur në Figurën 5.62. Për të shikuar se si ka ndikuar kjo linjë në tërësinë e operimit të Rajonit të Burrelit, janë analizuar rezultatet e nxjerra për skemën me përfshirjen e saj me rastin e skemës pa këtë linjë (para 2022).

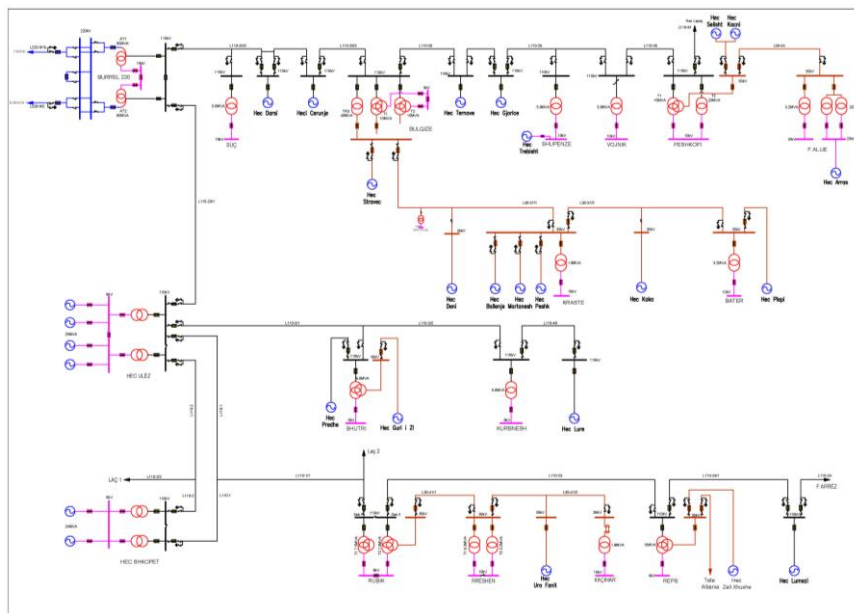


Figura 5.62 Skema njëfazore e Rajonit Burrel e vitit 2022, pa linjën 220 kV Burrel-Shumat

Profilat e tensionit në zbara dhe indeksat tyre: Fillimisht janë analizuar të dhëna reale të marra nga matjet e kryera në nënstacione. Për shembull, Figura 5.63 paraqet një krahasim midis profileve orare të tensionit maksimal (në muajin Qershor) në zbarat 110 kV të nënstacionit Vojnik, ndërmjet vitit 2024 (me linjën 220 kV) dhe vitit 2021 (pa linjën 220 kV).

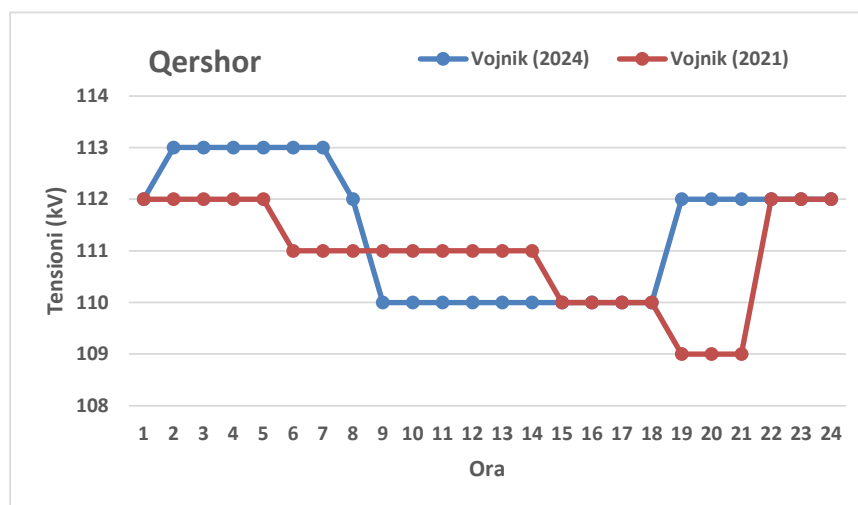


Figura 5.63 Krahasimi midis profileve orare të tensionit të matur ndërmjet vitit 2021 dhe 2024 për nënstacionin Vojnik

Në pjesën më të madhe të ditës, shihet një rritje e niveleve të tensionit (përveç intervalit 09:00-14:00). Megjithatë duhet të merret në konsideratë edhe niveli i gjenerimit/ngarkesës në këto periudha.

E njëjta situatë është shqyrtuar nëpërmjet matjeve të kryera në nënstacionin Shutri. Bazuar në profilet e tensionit maksimal të ndërtuara në Figurën 5.64, rezulton përsëri një rritje e nivele të tension për muajin Qershor 2024 (me linjën 220 kV) në krahasim me muajin Qershor 2022 (pa linjën 220 kV).

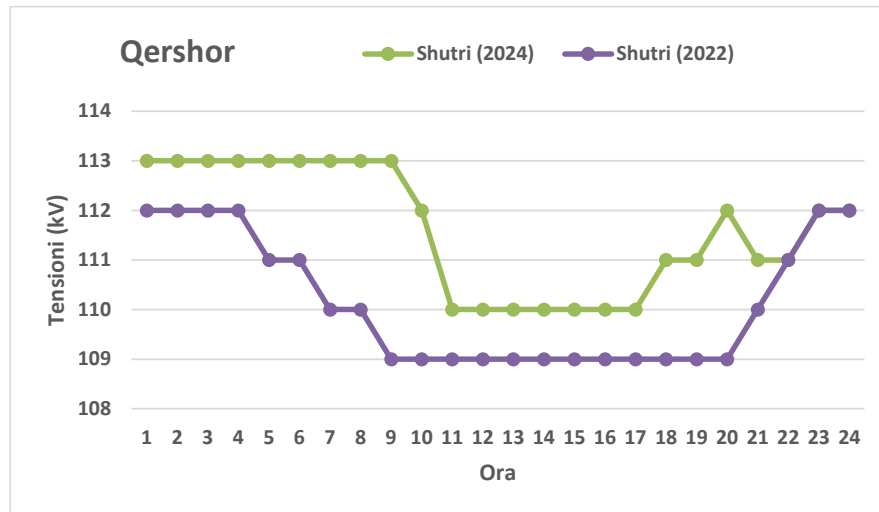


Figura 5.64 Krahasoni midis profileve orare të tensionit të matura ndërmjet vitit 2022 dhe 2024 për nënstacionin Shutri

Nga ana tjetër, janë analizuar rezultatet e marra nëpërmjet programit Neplan, për skemat njëfazore me/pa linjën 220 kV Burrel-Shumat. Meqë kjo linjë është shumë afër linjës transmetuese 110 kV Burrel-Peshkopi, është analizuar profili i tensionit në këtë të fundit për skenarin e ngarkesës maksimale (ku priten tensioni më të ulët për shkak të konsumit të lartë. Kështu, në Figurën 5.65 jepen këto profile tensioni për skenarët e gjenerimit maksimal dhe mesatar me/pa linjën 220 kV në rajon. Shihet një përmirësim i dukshëm në çdo skenar gjenerimi, kur ekziston linja 220 kV Burrel-Shumat. Rritja më e lartë do të ndodhte për skenarin e gjenerimit maksimal, duke përmirësuar nivelin e tensionit në fund të linjës.

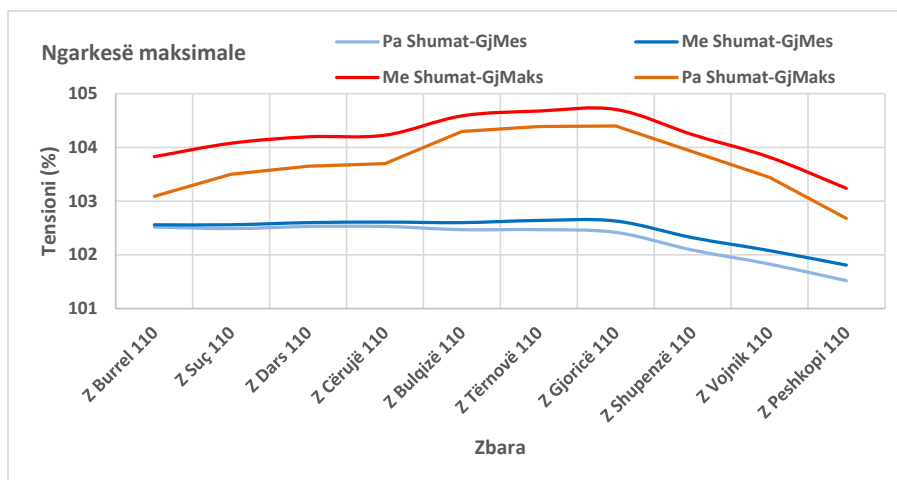


Figura 5.65 Profilet e tensionit në linjën 110 kV Burrel-Peshkopi për skenarët 'Me Shumat' dhe 'Pa Shumat', për ngarkesë maksimale

Nga ana tjetër për të studiuar impaktin që ka linja Burrel-Shumat, në të gjithë profilin e tensionit të Rajonit të Burrelit, në Figurën 5.66 është ndërtuar grafiku i indekseve të profilin të tensionit (VPI). Indekset më të larta i përkasin skenarëve të gjenerimit maksimal. Shikohet që instalimi i linjës së re, ka rritur edhe më tej këto indekse.

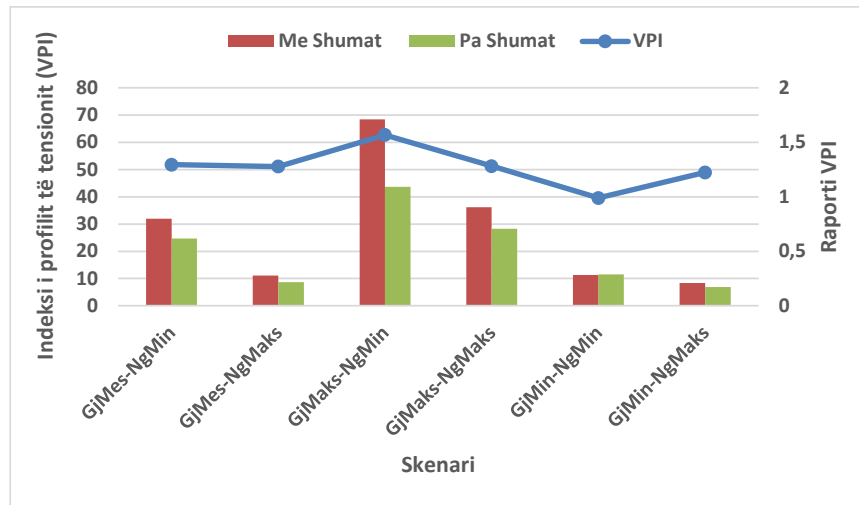


Figura 5.66 Indekset e profilin të tensionit dhe raportet e tyre për skenarët 'Me Shumat' dhe 'Pa Shumat'

Për më tepër, për të shikuar se sa herë janë rritur indekset sipas skenarëve, është bërë raporti i tyre për rastin Me Shumat me atë Pa Shumat. Raporti më i lartë midis indekseve, është për skenarin GjMaks-NgMin. Ndërsa për skenarin GjMin-NgMin, impakti i linjës 220 kV është i papërfillshëm në ndryshimin e indeksit të profilin të tensionit.

Reduktimi i ngarkimit të linjave transmetuese: Përveç të tjerave, është studiuar ngarkimi i linjave duke marrë parasysh linjën 220 kV, si dhe duke eliminuar këtë linjë nga skema e rajonit. Fillimisht janë analizuar të dhënat reale të matura nga personeli operativ i nënstacioneve, për vitet 2024 (Me Shumat) dhe 2022 (Pa Shumat). Këto shifra janë përdorur për të ndërtuar Figura 5.67. Diapazoni i ndryshimit të ngarkimit të dhënë në këtë figurë, në përgjithësi duket dukshëm shumë më i vogël për vitin 2024 sesa për vitin 2022. Një ndikim më të madh duket se ka pasur në linjat Reps-Fushë Arrëz dhe Peshkopi-Fushë Aliaj. Ndërkohë, në linjat Rubik-Rrëshen dhe Bulqizë-Krastë, ngarkimi mbetet i njëjtë në të 2 vitet ku janë realizuar matjet. Në linjën e parë, ngarkimi ka ardhur si pasojë e konsumit, ndërsa tek e dyta ndikon shumë gjenerimi i lartë nga HEC-et.

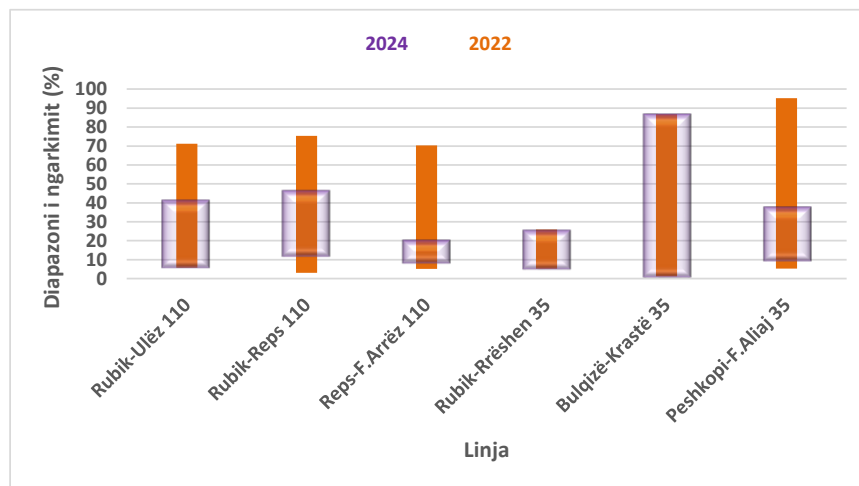


Figura 5.67 Diapazonet e matura të ngarkimit të linjave për vitet 2022 dhe 2024

Nga ana tjetër, Figura 5.68 paraqet reduktimin e ngarkimit të disa prej linjave, duke bërë diferencën midis ngarkimeve të skenarit ‘Me Shumat’ me atë ‘Pa Shumat’. Këto rezultate, të marra nga simulimet në Neplan, tregojnë një ulje të ngarkimit të linjave në sajë të prezencës së linjës 220 kV.

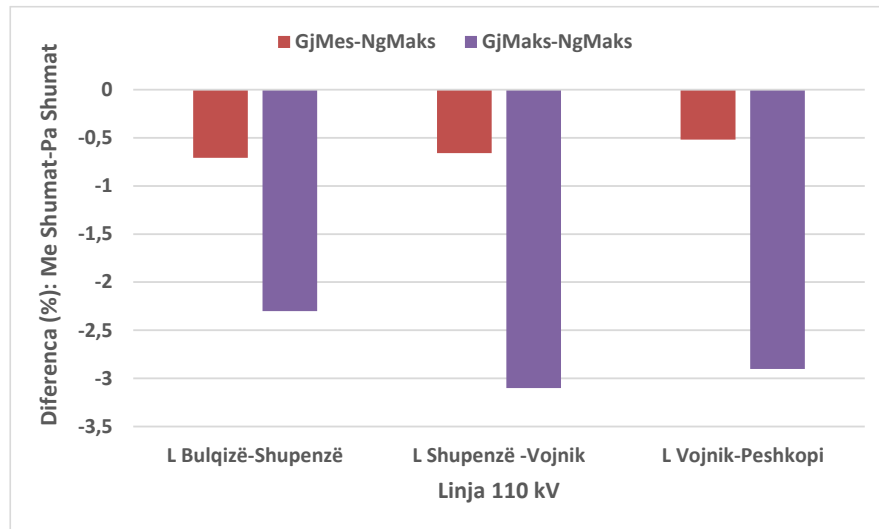


Figura 5.68 Reduktimi i ngarkimit të linjave ndërmjet skenarëve ‘Me Shumat’ dhe ‘Pa Shumat’

Për më tepër, reduktimi më i lartë në ngarkimin e linjave, ndodh në skenarët e gjenerimit maksimal. Nga segmentet e ndryshëm të linjës 110 kV Burrel-Peshkopi, reduktimin më të lartë do ta kishte në linjën Shupenzë-Vojnik (deri në 3.1%).

Humbjet totale të fuqisë dhe shkalla e reduktimit të tyre: Është analizuar gjithashtu, ndikimi që ka linja 220 kV tek humbjet totale të fuqisë. Fillimisht janë llogaritur humbjet e fuqisë për çdo skenar, në rast të prezencës ose jo të linjës Burrel-Shumat. Këto rezultate që tregohen në Figurën 5.69, tregojnë që përsëri humbjet janë më të larta për skenarët e gjenerimit maksimal. Ndërkohë shihet një ulje e humbjeve në skenarët e gjenerimit minimal.

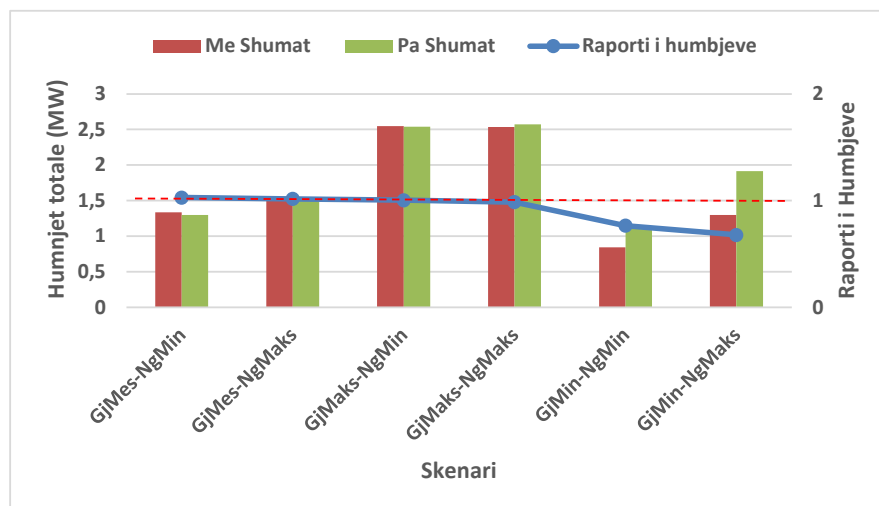


Figura 5.69 Humbjet totale të skenarëve ‘Me Shumat’ dhe ‘Pa Shumat’ dhe raporti midis tyre

Për të kuptuar më mirë ndikimin e linjës tek humbjet totale, janë llogaritur raportet e humbjeve midis skenarëve Me Shumat me atë Pa Shumat. Raportet rezultojnë më të vogla se 1 në tre skenarët e fundit. Kjo do të thotë një reduktim i humbjeve për shkak të instalimit të linjës së re. Ndërkohë që reduktimi me i madh i tyre ndodh për skenarin GjMin-NgMaks.

5.2.5 Integrimi i shpërndarë i burimeve të reja të rinovueshme në Rajonin e Burrelit

Në këtë seksion studiohet mundësia dhe ndikimi që do të kishte përfshirja e burimeve të reja të rinovueshme (si p.sh. FV), duke i shpërndarë në pika të ndryshme të Rajonit të Burrelit. Për të përcaktuar saktë pikat e duhura të integrimit, është marrë parasysh e gjithë analiza e kryer deri tani në këtë kapitull. Për shembull, janë përcaktuar zbarat me tensionet më të ulëta gjatë verës, ngarkimi më i lartë i linjave apo transformatorëve, ngarkesa më e lartë, humbjet më të larta të fuqisë, indekset e ndryshëm të performancës etj. Një kapacitet i duhur dhe një pikë lidhje e saktë do të përmirësonin me tej parametrat e rajonit. Ndërsa një studim i gabuar, mund të përkeqësojë më tej operimin e rrjetit.

5.2.5.1 Analiza me profil ngarkese i skenarit bazë (pa FV) për stinën e verës dhe të dimrit

Fillimisht është simuluar skema aktuale e Rajonit të Burrelit, duke përdorur metodën e profilit të ngarkesës. Kjo analizë shërben për të përcaktuar pikat optimale se ku mund të lidhen burimet e reja gjeneruese (p.sh. FV). Për më tepër janë ndërtuar grafikët me profile orare, për elementët kryesorë të rajonit. Si përfaqësues i stinës së verës është zgjedhur muaji Qershor, ku përgjithësisht ngarkesa dhe gjenerimi janë në vlera minimale. Ndërsa për të përfaqësuar stinën e dimrit, është përzgjedhur muaji Dhjetor (ku ngarkesa dhe gjenerimi përgjithësisht janë në maksimumin e tyre).

Profili orar i gjenerimit të HEC-eve: Fillimisht janë nxjerrë profilet orare të gjenerimit të HEC-eve kryesore të tipit me digë si dhe derivacion. Për këtë janë përdorur profilet orare të diskutuara lidhur me Figura 5.17. Vlen për tu ritheksuar se këto profile, janë si një mesatare për vitet 2020-2023 (duke ndarë veç ato me digë dhe veç ato me derivacion). Kështu, Figura 5.70 paraqet profilet e fuqisë aktive të disa prej hidrogeneratoreve në HEC-et me digë dhe derivacion. Duke qenë HEC-e të të njëjtit tip, luhatja e gjenerimit është e ngjashme, veçse në shifra të ndryshme (në funksion të fuqisë së instaluar). Shifrat janë negative për të treguar që HEC-et i japin energji rajonit. Shihet se edhe gjatë verës HEC-et me digë kanë mundësi të prodhojnë një energji të konsiderueshme (kjo për shkak të sipërfaqeve ujëmbledhëse që kanë). Ndërsa tek HEC-et me derivacion, gjatë verës sasia e gjenerimit është shumë e vogël krahasuar me stinën e dimrit.

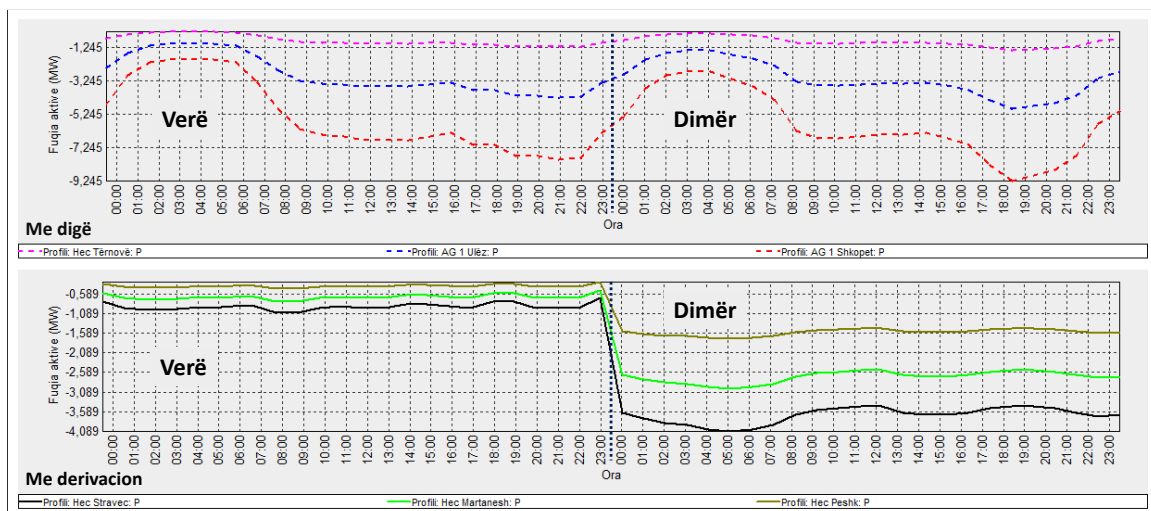


Figura 5.70 Profili i fuqisë aktive për disa nga HEC-et kryesore (me digë dhe me derivacion)

Në Rajonin e Burrelit, ka edhe shumë HEC-e të vegjël të cilët janë të lidhur në fidera të ndryshëm shpërndarës. Energjia e prodhuar nga to, furnizon konsumatorët më të afërt, duke përmirësuar dhe cilësinë e energjisë elektrike. Për shembull, në Figurën 5.71 paraqitet fuqia e gjeneruar nga 3 prej

këtyre HEC-eve, sipas orëve. Gjatë dimrit energjia e gjeneruar nga këta lloj HEC-eve mund të arrijë mbi 4-fishin e asaj të gjeneruar gjatë verës.

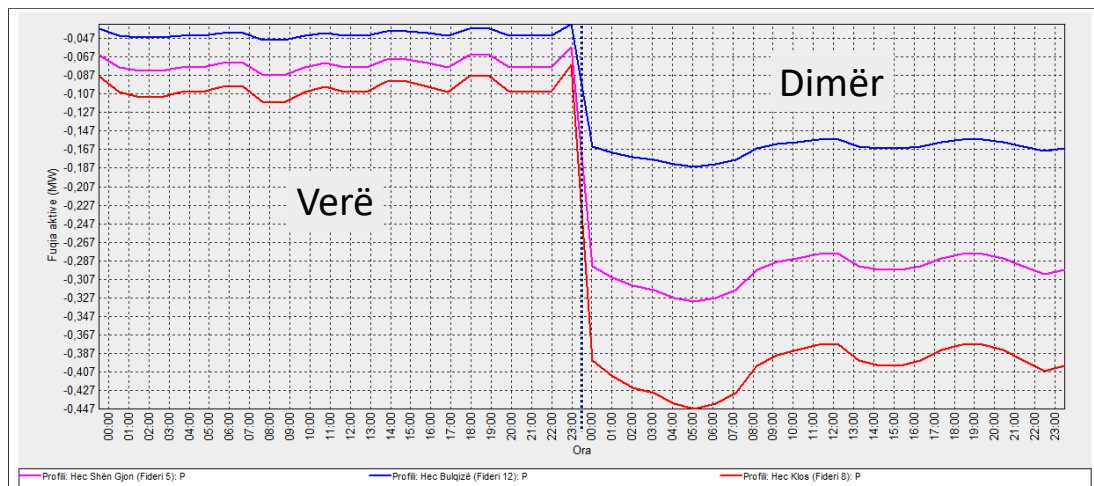


Figura 5.71 Profili i fuqisë aktive për disa nga HEC-et e lidhur në fidera

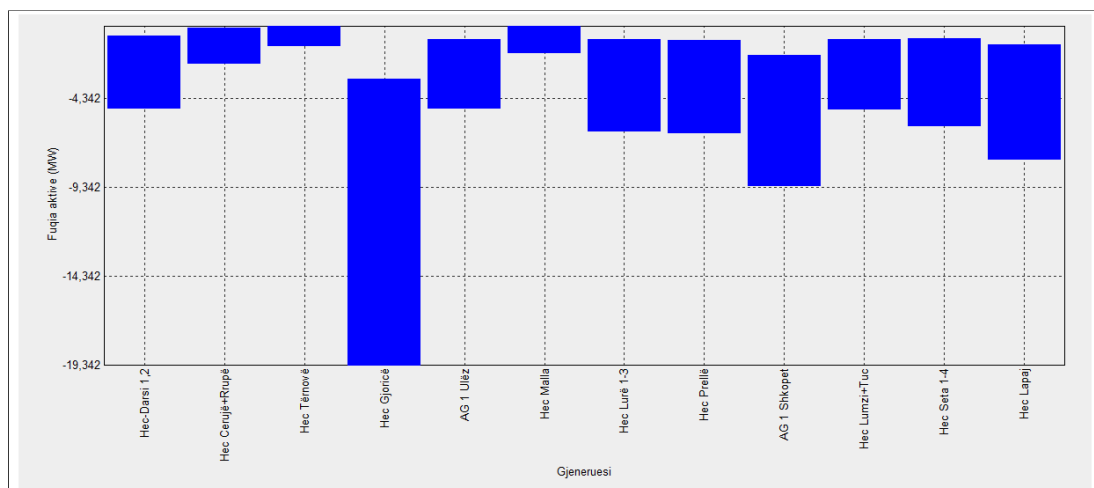


Figura 5.72 Diapazoni i fuqisë aktive për HEC-et e lidhur në 110 kV

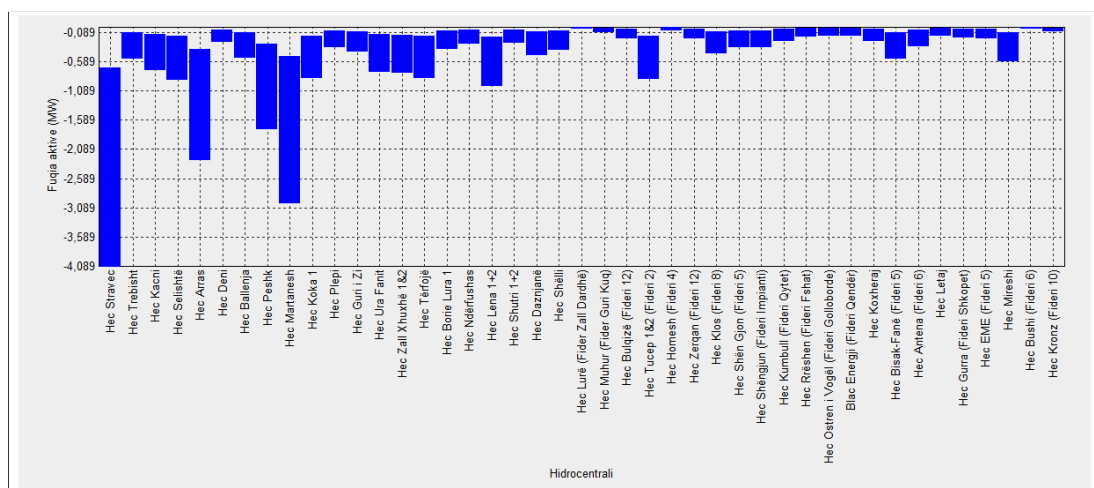


Figura 5.73 Diapazoni i fuqisë aktive për HEC-et e mesëm dhe të vegjël

Për të analizuar më mirë këto limite, janë ndërtuar grafikët e diapazonit të fuqisë aktive të gjeneruar nga HEC-et, duke ndarë veç ata të lidhur në 110 kV (shih Figurën 5.72). Shihet që p.sh HEC Gjoricë mund të rrisë gjenerimin deri në 19MW. Ndërkohë, në Figurën 5.73 paraqitet diapazoni i fuqisë aktive për HEC-et e tjera. Nga këta, kapacitete më të mëdha gjeneruese kanë HEC-et

Stravec, Martanesh, Arras dhe Peshk. Madje të gjithë këta HEC-e janë të përqendruar ne zonën e Bulqizës.

Nga ana tjetër, kapacitet gjeneruese të HEC-eve të lidhur në fiderat shpërndarës janë shumë më të vogla së të pjesës tjetër. Për shembull, HEC-et më të vegjël janë Homesh, Lurë dhe Bushi.

Ngarkesat e fiderave shpërndarës: Në të njëjtën mënyrë si tek HEC-et, janë ndërtuar grafikët përkatës edhe në lidhje me diapazonin e ngarkimit të fiderave shpërndarës. Në këtë kontekst, në Figurën 5.74 paraqitet diapazoni i ngarkesës në fiderat shpërndarës (minimum-maksimum).

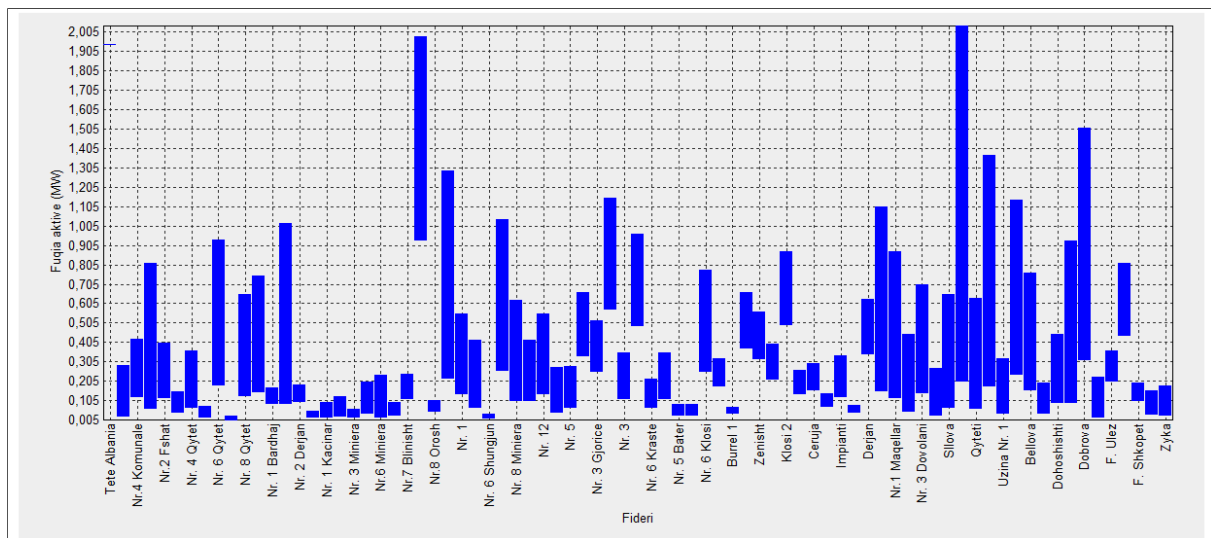


Figura 5.74 Diapazoni i fuqisë aktive në fiderat shpërndarës

Përgjithësisht, ngarkesa më e lartë shihet tek fiderat urbanë, ku maksimumi arrin gjatë stinës së dimrit. Ndërkohë, gjatë verës, në disa prej fiderave, ngarkesa ulet ndjeshëm.

Nivelet e tensionit në zbara: Janë nxjerrë gjithashtu profilet e tensioneve në zbarat me nivele të ndryshme të Rajonit Burrel. Për shembull, në Figurën 5.75 paraqitet profili i tensionit për zbarat 110 kV, në verë dhe në dimër. Përveç kësaj, zbarat janë ndarë sipas zonave gjeografike. Në pjesën e sipërme të grafikut, paraqiten këto profile tensioni për segmentin Burrel-Shumat.

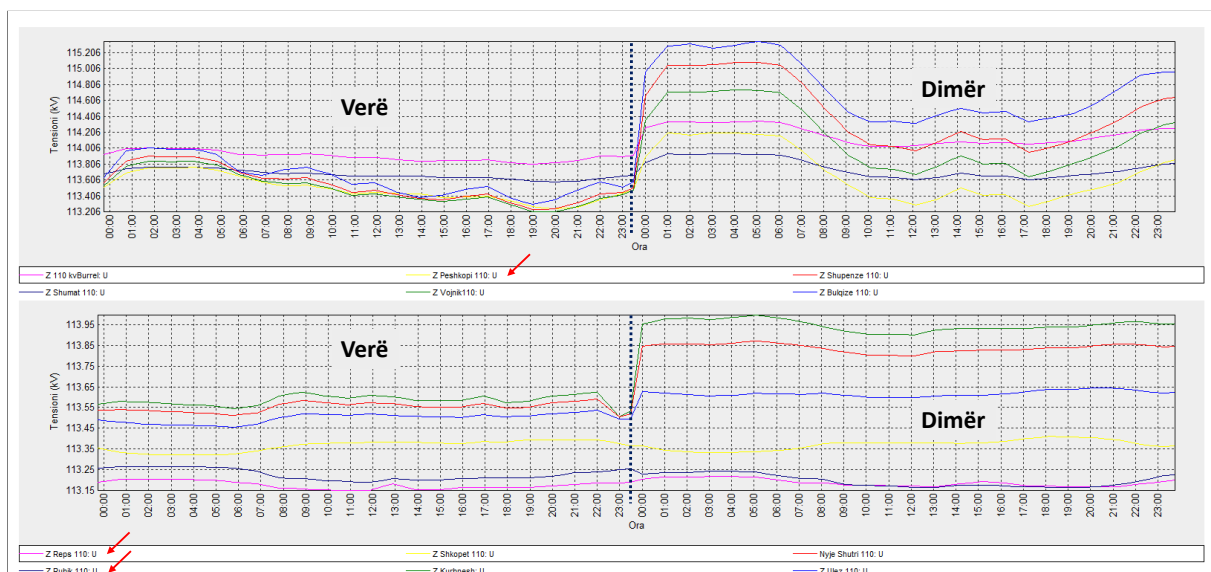


Figura 5.75 Profili i tensionit në zbarat 110 kV

Shihet që nivelet më të ulëta të tensionit arrijnë në zbarën 110 kV Peshkopi. Ndërkohë që në stinën e verës nivelet më të larta të tensionit arrijnë në Burrel dhe Shumat, në stinën e dimrit maksimumi arrin në Bulqizë.

Nga ana tjetër, rezultatet për segmentin Shkopet-Reps tregojnë që nivelet më të ulëta të tensionit janë në zbarat 110 kV të nënstacioneve Reps dhe Rubik. Ndërsa nivelet më të larta arrijnë në Kurbnesh dhe Shutri (kjo për shkak të afërsisë me HEC-et në këtë zonë, si dhe ngarkesës së ulët).

Për të dalluar më qartë luhatjet e tensionit midis stinëve, janë është ndërtuar grafiku i diapazoneve të nivelit të tensionit për zbarat e analizuar më sipër. Kështu duket qartë që në zbarat 110 kV në Reps dhe Rubik, niveli i tensioneve minimale dhe maksimale, janë relativisht të ulëta krahasuar me zbarat e tjera (shih Figurën 5.76). E njëjta gjë mund të thuhet dhe për rastin e Peshkopisë. Ndërkohë që luhatjet me të mëdha midis stinëve, janë për zbarat 110 kV në Bulqizë dhe Shupenzë për shkak të një numri të lartë HEC-esh të përqendruara në këtë zonë gjeografike.

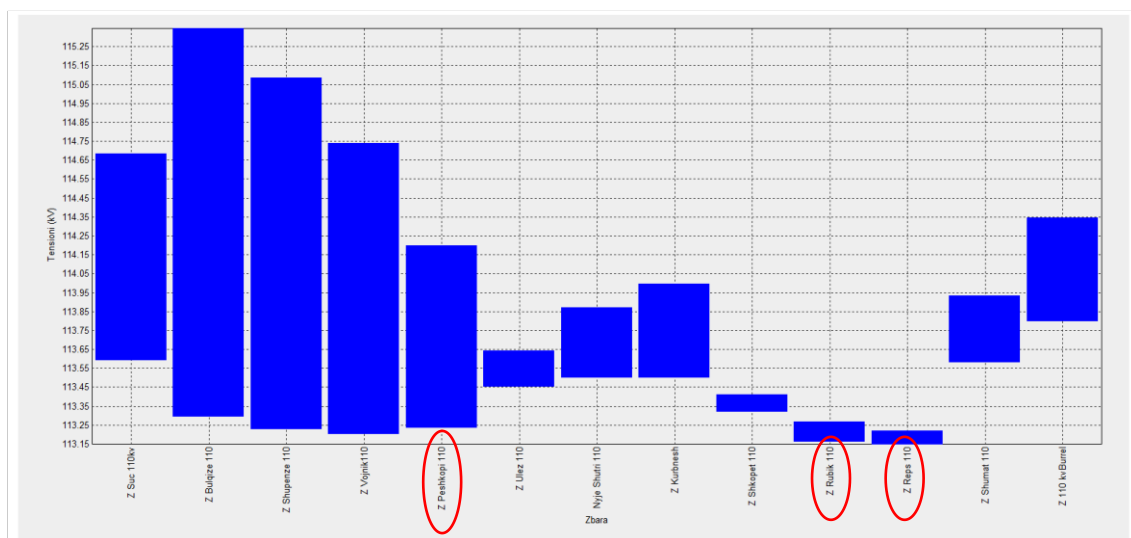


Figura 5.76 Diapazoni i tensionit në zbarat 110 kV

Është më interes edhe studimi i profileve të tensionit në zbarat 35 kV. Në këtë kontekst, Figura 5.77 paraqet profilet për këtë nivel tensioni, duke i ndarë grafikët sipas segmenteve Burrel-Shumat dhe Rubik-Rrëshen-Reps.

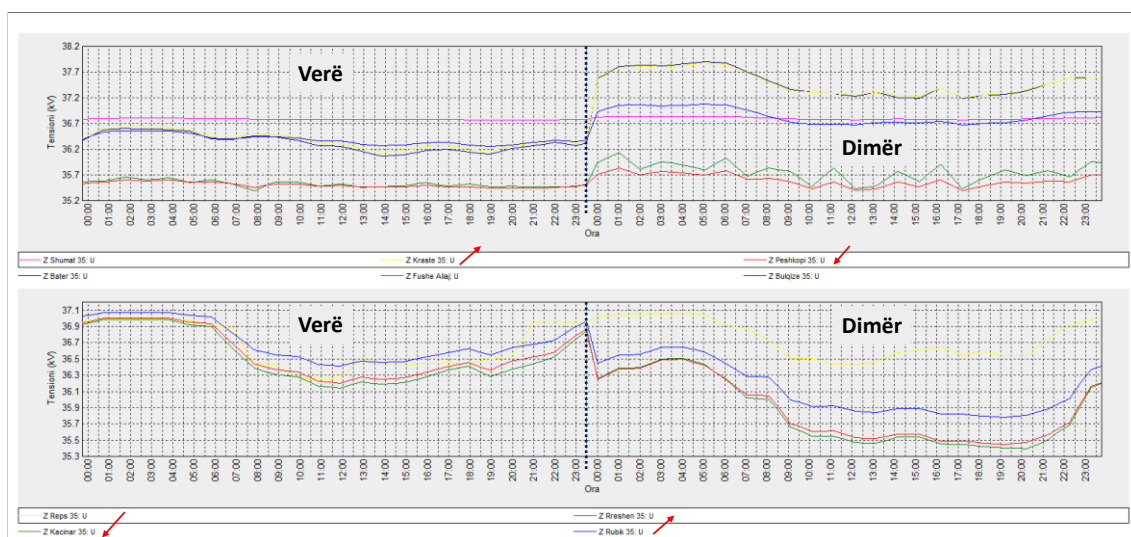


Figura 5.77 Profili i tensionit në zbarat 35 kV

Në zonën e parë gjeografike, rezulton që niveli më i lartë i tensionit shfaqet në nënstationin Krastë. Përveç kësaj, edhe në zbarat 35 kV të nënstationit Bulqizë, tensioni arrin vlera të larta (sidomos gjatë dimrit). Ndërkohë që profilet më të ulëta të tensionit, rezultojnë në segmentin Peshkopi-Fushë Aliaj.

Nga ana tjetër, në segmentin Rubik-Rrëshen-Reps, nivelet më të larta arrijnë në Rubik dhe Reps. Gjatë dimrit, profilet e tensionit janë më të ulëta për shkak të konsumit të lartë. Për më tepër, ka shumë pak HEC-e në këtë rajon. Ndërsa profili më i ulët gjatë, duket të jetë në zbarat 35 kV të nënstationit Kaçinar.

Ndërkohë, këto ndryshime duken më qartë në Figurën 5.78. Vlen për tu ritheksuar se në tërësi, nivelet më të ulëta të tensionit shfaqen në zbarat 35 kV Peshkopi dhe Fushë Aliaj.

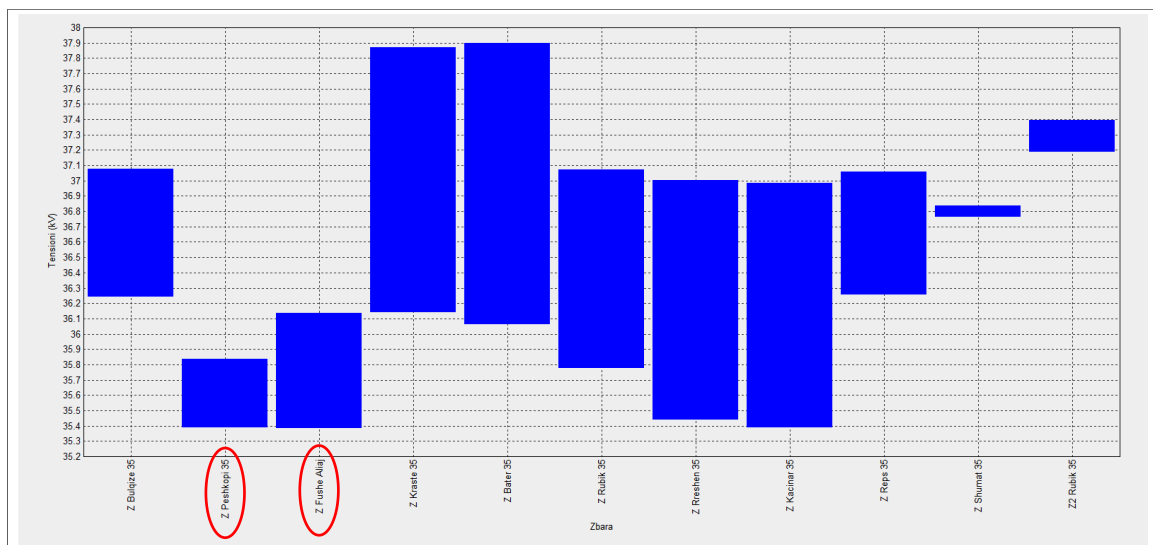


Figura 5.78 Diapazoni i tensionit në zbarat 35 kV

Situatë pa a shumë e ngjashme shfaqet edhe për zbarat 10 kV (shiko Figurën 5.79). Por, përveç zbarat në Peshkopi dhe Fushë Aliaj, tensione të ulëta gjatë dimrit shfaqen edhe tek TR2 Rrëshen. Një integrim i një burimi të ri gjenerues në këto zbara, mund të përmirësonte nivelet e tensionit.

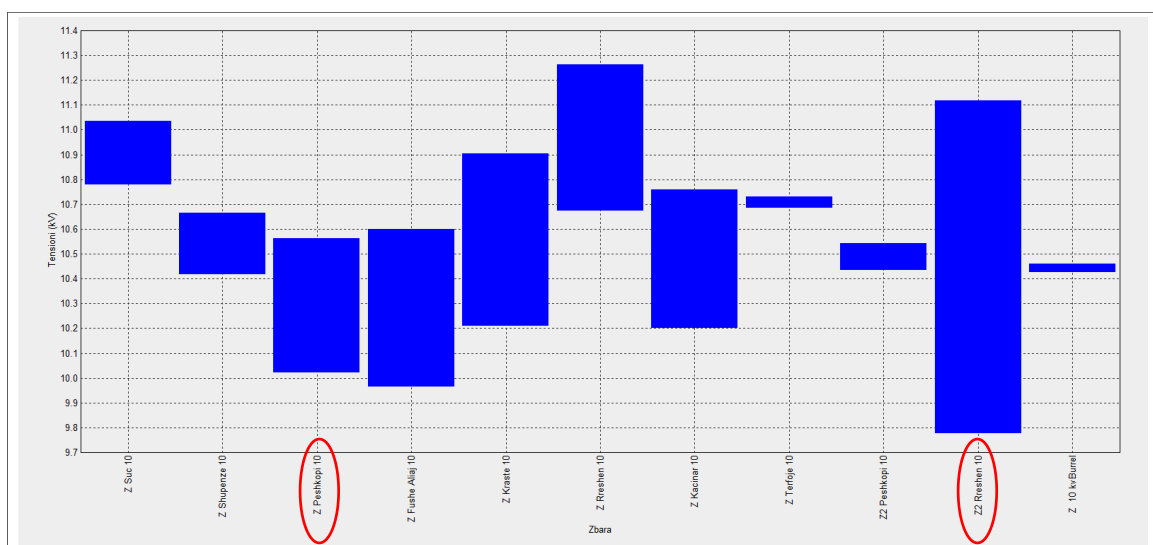


Figura 5.79 Diapazoni i tensionit në zbarat 10 kV

Nga ana tjetër, në lidhje me zbarat 6 kV, tensionet më të ulëta shfaqen në Bulqizë, Ulëz dhe Kurbnesh. Ndërsa në zbarat Reps, Rubik dhe Shutri, nivelet janë shumë më të larta. Për më tepër, në këtë të fundit, tensioni arrin deri në 6.62 kV, për shkak të gjenerimit të lartë dhe ngarkesës së ulët.

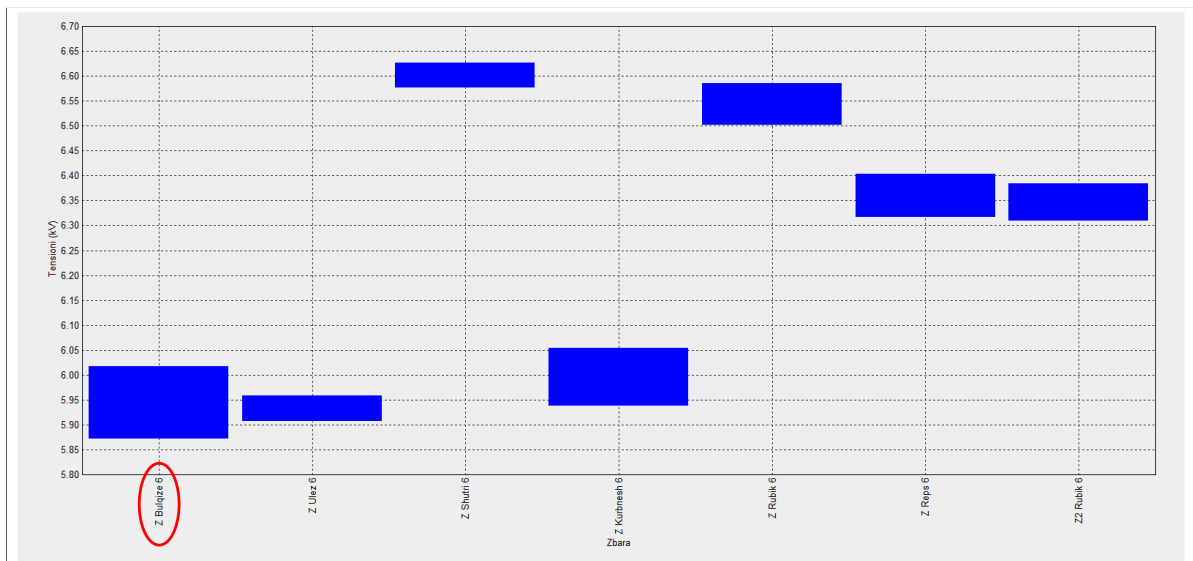


Figura 5.80 Diapazoni i tensionit në zbarat 6 kV

Shkëmbimi i fuqisë me rajonet kufitare: Për skenarët verë dhe dimër janë analizuar shkëmbimet e flukseve të fuqisë me rajonet kufitare me atë të Burrelit. Për shembull, bazuar në Figurën 5.81, gjatë verës Rajoni i Burrelit merr energji nga zona gjeografike Fushë Arrëz, si dhe nga linja 220 kV Burrel-Fierzë. Ndërkohë që Rajoni i Burrelit furnizon me energji nënstacionet Laç 1 dhe Laç 2, si dhe Rajonin e Kukësit (përveç orës 19:00). Situate komplet ndryshe shfaqet në stinën e dimrit. Rajoni i Burrelit kthehet në një nyje gjeneruese për çdo zonë. Kjo për shkak se gjenerimi nga HEC-et është shumë më i lartë se konsumi.

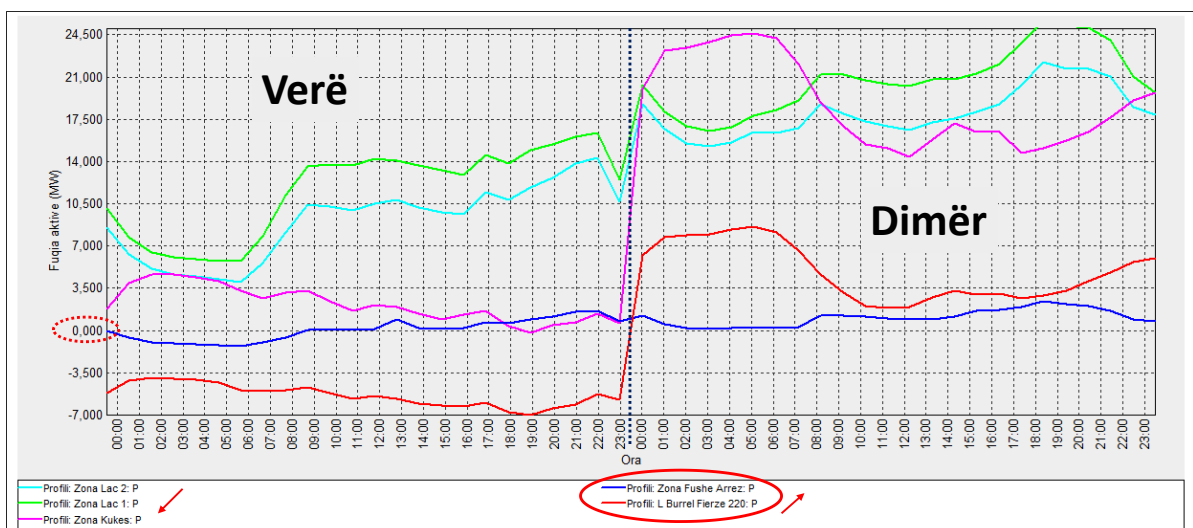


Figura 5.81 Profili i shkëmbimit të flukseve të fuqisë aktive me rajonet kufitare

Shkëmbimi i këtyre flukseve është edhe më i qartë duke analizuar Figura 5.82. Dallohet se sasia më e madhe e energjisë, merret nga linja 220 kV Burrel-Fierze gjatë stinës së verës.

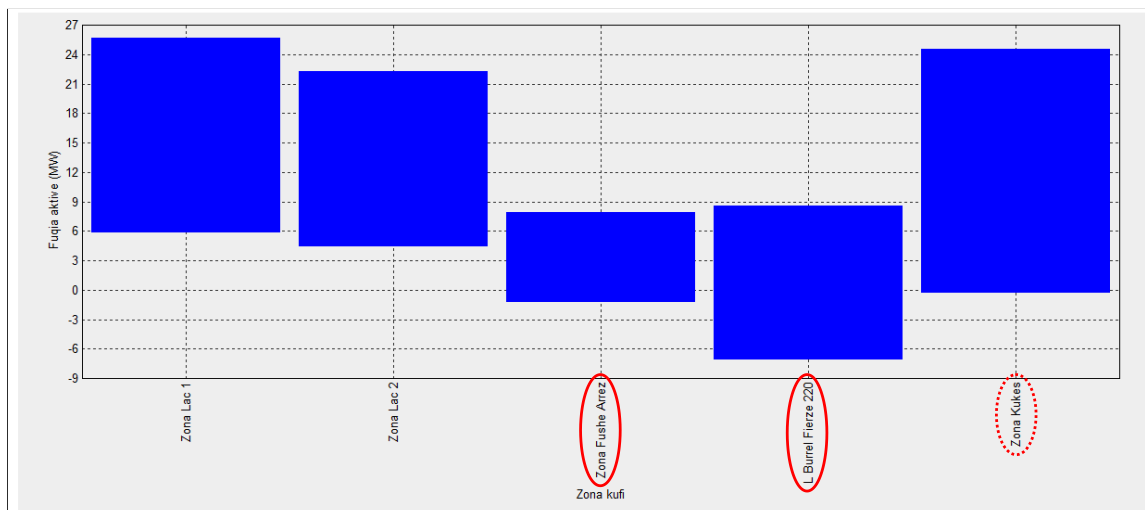


Figura 5.82 Diapazoni i shkëmbimit të flukseve të fuqisë aktive me rajonet kufitare

Nga ana tjetër, Figura 5.83 paraqet profilin e fuqisë aktive në linjat e transmetimit të Rajonit të Burrelit, që bëjnë shkëmbimin e flukseve me zonat e tjera gjeografike.

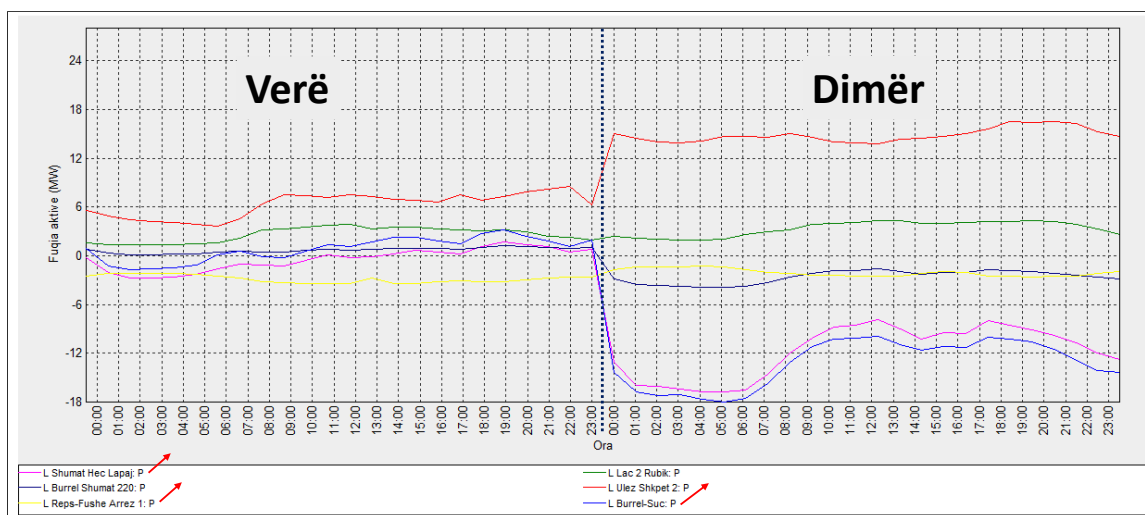


Figura 5.83 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjat lidhëse me rajonet e tjera

Për shembull, lidhur me linjën 110 kV Burrel-Peshkopi, ndërkohë që gjatë verës flukset kalojnë nga nënstacioni Burrel drejt nënstacionit Suç, gjatë dimrit ndodh e kundërta. Kjo për shkak të një gjenerimit të lartë nga HEC-et në Bulqizë (që lidhet me linjë 110 kV me nënstacionin Suç). E njëjta situatë është edhe në linjën Shumat-HEC Lapaj (që lidhet me tej me Kukësin). Ndërkohë që shihet vetëm një drejtim i flukseve të fuqisë nga Ulza drejt Shkopetit (e më tej në Laç).

Humbjet e fuqisë: në Figurën 5.84 paraqitet grafiku i humbjeve të fuqisë aktive dhe reaktive në Rajonin e Burrelit (në verë dhe në dimër). Shihet një rritje e konsiderueshme e humbjeve në dimër për shkak të gjenerimit tepër të lartë të HEC-eve, duke rritur humbjet në linja dhe në transformatorë. Gjatë verës, humbjet e fuqisë aktive janë relativisht të ulëta. Këto humbje rriten më shumë gjatë mesditës dhe darkës, për shkak të rritjes së konsumit.

Nga ana tjetër, humbjet e fuqisë reaktive zvogëlohen ndjeshëm gjatë dimrit, duke arritur minimumin në orën 18:00. Kjo për shkak të një kompensimi të fuqisë reaktive nga HEC-et.

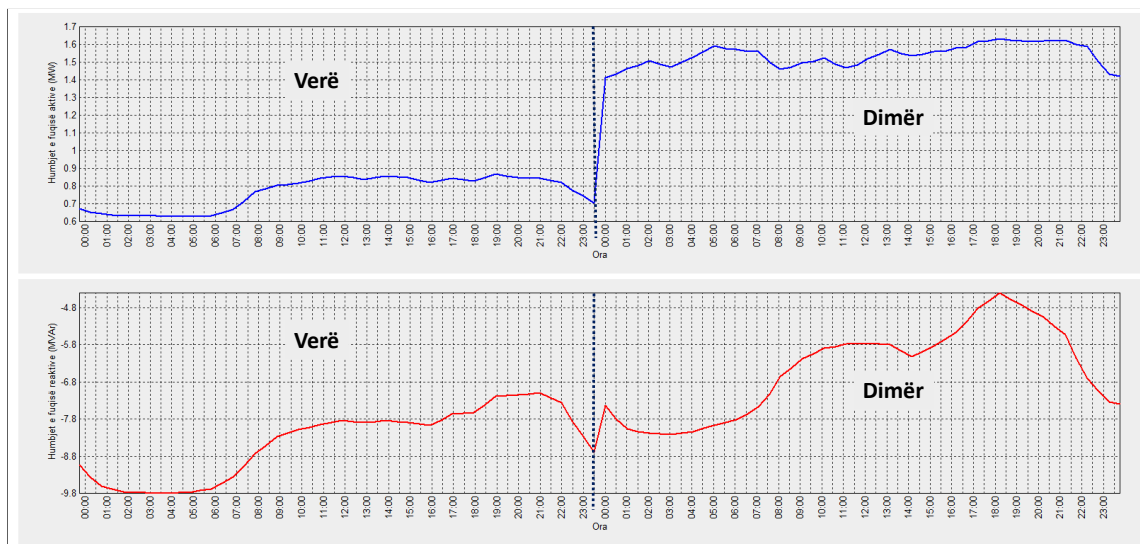


Figura 5.84 Profili i humbjeve totale të fuqisë aktive dhe reaktive në rajon

Flukset e fuqisë aktive në linja dhe ngarkimi i tyre: Janë analizuar profilet e flukseve të fuqisë aktive në linjat 110 kV dhe 35 kV.

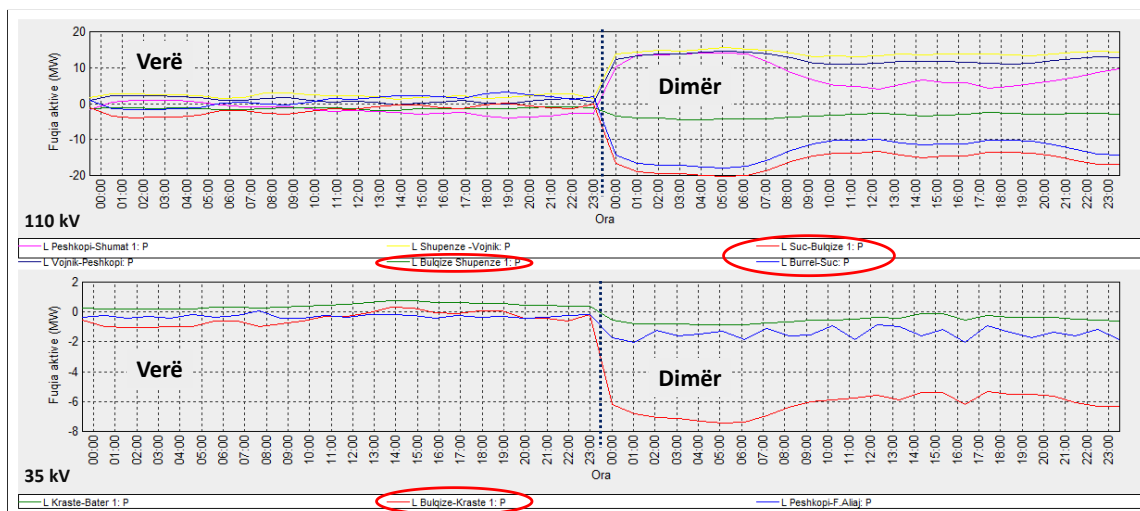


Figura 5.85 Profili i fuqisë aktive në linjat 110 kV dhe 35 kV për segmentin Burrel-Shumat

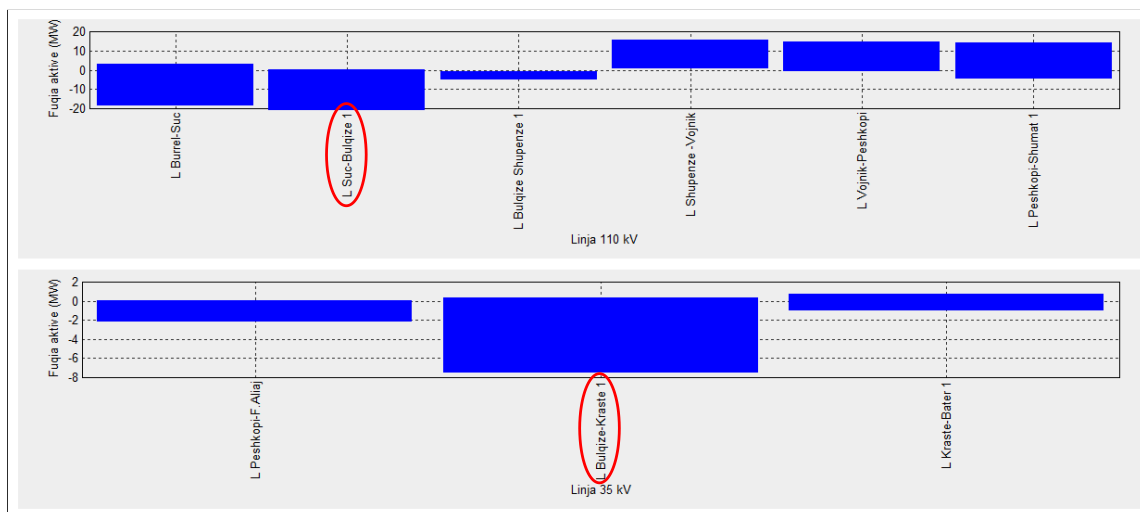


Figura 5.86 Diapazoni ndryshimit të fuqisë aktive në linjat 110 kV dhe 35 kV për segmentin Burrel-Shumat

Fillimisht, Figura 5.85 paraqet këto profile, për linjat që gjenden në zonën Burrel-Peshkopi. Shihen vlera negative gjatë dimrit për linjat Bulqizë-Shupenzë, Suç-Bulqizë dhe Burrel-Suç. Kjo do të thotë se këto linja japin energji. Pra flukset kalojnë në drejtime të kundërta me emërtimin e këtyre linjave. Kjo situatë duket edhe më qartë në Figurën 5.86. Këto flukse të kundërta janë përgjithësisht për shkak të një gjenerimi të lartë gjatë dimrit në zbarën Bulqizë.

Për më tepër, këto flukse do të ngarkonin edhe më shumë linjat në të cilat qarkullojnë. Në këtë kontekst, Figura 5.87 paraqet diapazonin e ngarkimit të këtyre linjave. Nga linjat 110 kV më e ngarkuara rezulton Suç-Bulqizë, ndërsa nga ata 35 kV më e ngarkuara duket Bulqizë-Krastë.

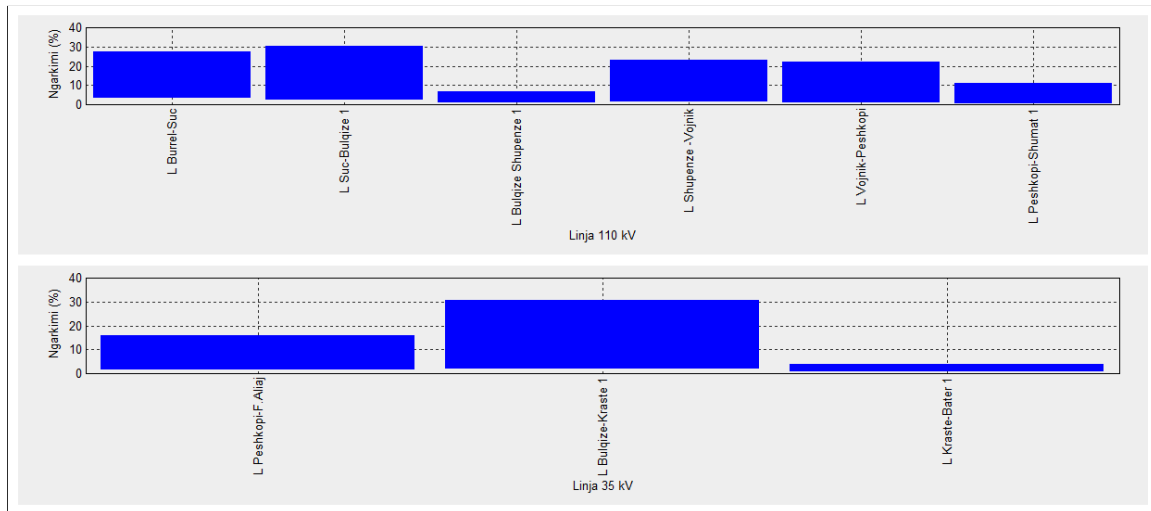


Figura 5.87 Diapazoni ngarkimit të linjave 110 kV dhe 35 kV për segmentin Burrel-Shumat

E njëjta analizë si më sipër është bërë edhe për linjat që ndodhen në zonën Kurbnesh-Lurë dhe Laç-Reps. Dallohen flukse të kundërta në linjat Shutri-Kurbnesh dhe Kurbnesh-Lurë. Kjo për shkak të prezencës së shumë HEC-eve në këtë pjesë. Në lidhje me linjat 35 kV, flukse të kundërta rezultojnë në segmentin e parë të linjës Rrëshen-Kaçinar. Kjo për shkak të prezencës së HEC Ura Fanit në këtë nyje.

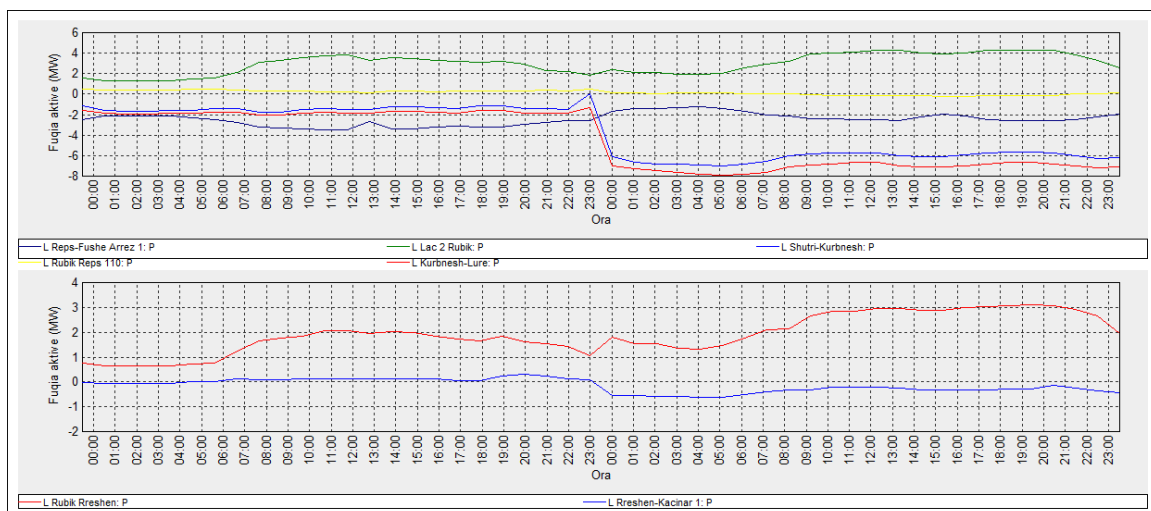


Figura 5.88 Profili i fuqisë aktive në linjat 110 kV dhe 35 kV për segmentet Shutri-Lurë dhe Laç-Reps

Edhe më e qartë duket situata duke shikuar Figura 5.89. Në zonën Shutri-Kurbnesh-Lurë gjenerohet një sasi e konsiderueshme fuqie aktive nga HEC-et.

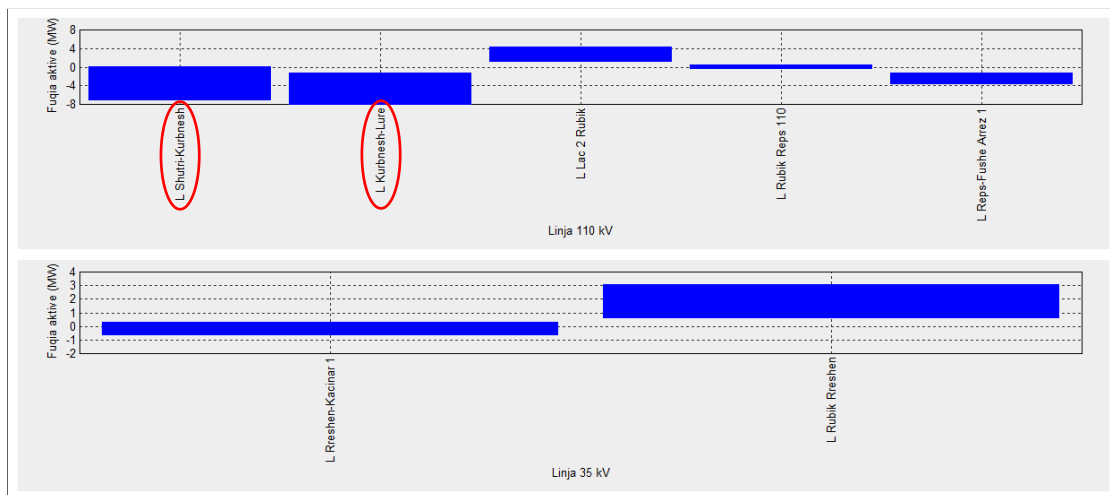


Figura 5.89 Diapazoni ndryshimit të fuqisë aktive në linjat 110 kV dhe 35 kV për segmentet Shutri-Lurë dhe Laç-Reps



Figura 5.90 Diapazoni ngarkimit të linjave 110 kV dhe 35 kV për segmentet Shutri-Lurë dhe Laç-Reps

Ndërkohë këto flukse të fuqisë aktive, do të ngarkonin linjat në të cilat kalojnë. Për shembull, nga Figura 5.90 dallohet se linja 110 kV më e ngarkuar është ajo Shutri-Kurbnesh, ndërsa më e ngarkuara në nivelin 35 kV është Rubik-Rrëshen.

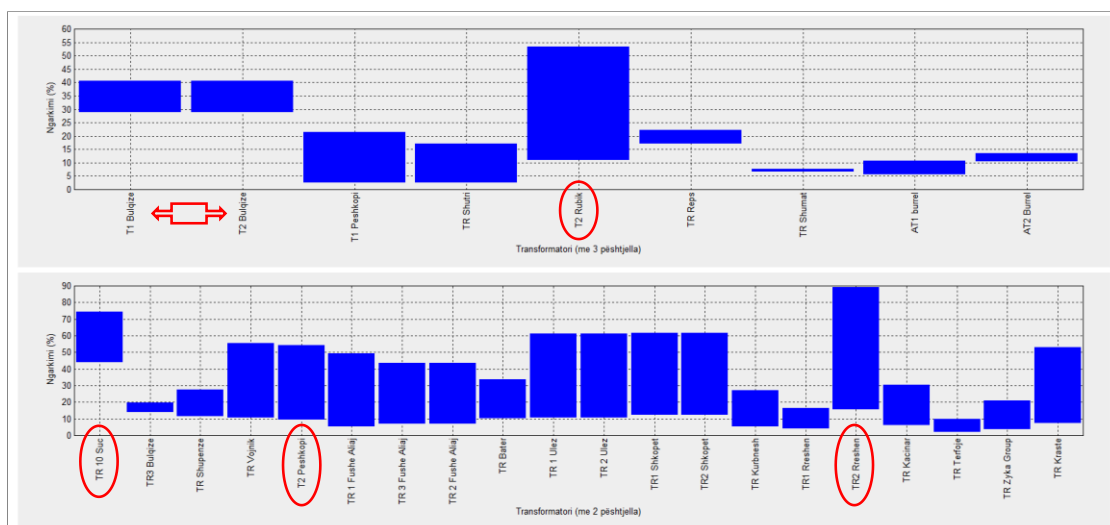


Figura 5.91 Diapazoni i ngarkimit të transformatorëve të fuqisë

Ngarkimi i transformatorëve të fuqisë: Në fund është analizuar edhe ngarkimi në % i transformatorëve të fuqisë (shiko Figurën 5.91). Nga transformatorët me 3 pësjtjella, më i ngarkuari rezulton ai T2 Rubik, i cili furnizon me energji linjën 35 kV Rubik-Rrëshen. Ndërsa ai më i ngarkuari nga ata me 2 pësjtjella, rezulton TR2 Rrëshen (që furnizon konsumatorët e qytetit të Rrëshenit). Përveç këtij, edhe transformatorë të tjerë si Suç apo Peshkopi, janë po ashtu të ngarkuar.

Për të parë se në çfarë orari dhe çfarë stine, shfaqin ngarkesë më të lartë këto transformatorë, është ndërtuar Figura 5.92. Shihet që në fakt gjatë verës, transformatori më i ngarkuar rezulton ai në Suç. Për shembull në orën 19:00, ky transformator arrin ngarkesën maksimale.

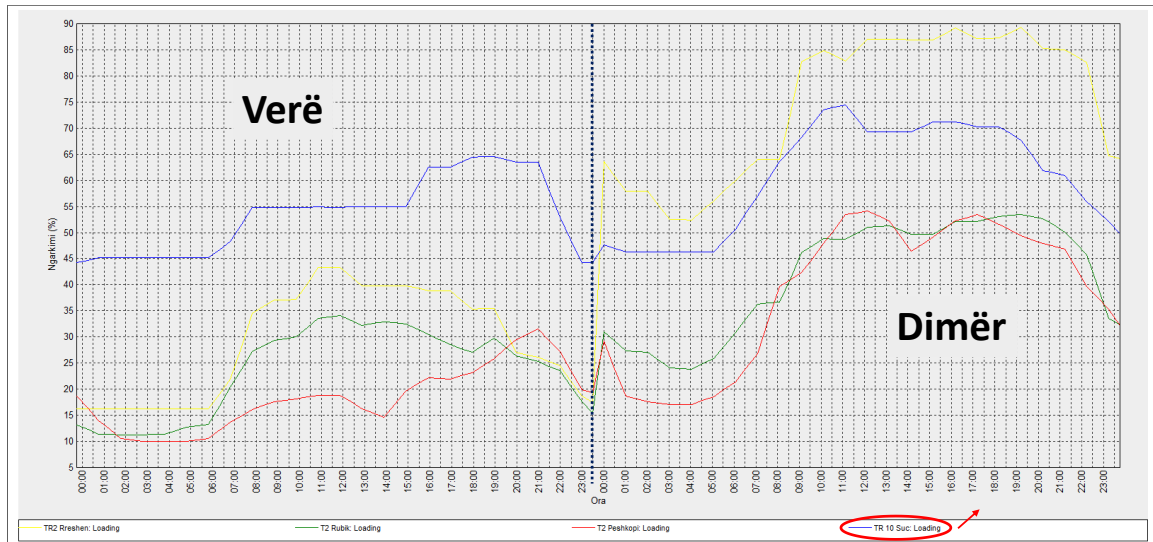


Figura 5.92 Profili orar i ngarkimit të transformatorëve më të ngarkuar

Nga ana tjetër, në dimër është transformatori T2 në Rrëshen ai që ka ngarkim më të lartë. Kjo për shkak të rritjes së konsumit në këtë qytet. Një integrim i një burimi të ri në zbarat 10 kV apo në fidera shpërndarës, do të ishte me interes për uljen e ngarkesës së transformatorëve të këtyre nënstacioneve.

5.2.5.2 Integrimi i sistemeve fotovoltaike të shpërndara në zbarat 110 kV

Në këtë seksion është studiuar mundësia e integrit të 3 sistemeve fotovoltaike më të njëjtën fuqi të instaluar, duke konsideruar të gjithë analizën e bërë për Rajonin e Burrelit. Edhe në këtë rast (me FV) do të trajtohet ndikimi që do të kishin këto sisteme të reja FV nëpërmjet profilit të ngarkesës për muajt Qershor (verë) dhe Dhjetor (dimër).

Nga ana tjetër, përveç fuqisë së instaluar, është shumë i rëndësishëm përcaktimi i saktë i pikave të lidhjes së tyre. Për këtë duhen marrë në konsideratë disa parametra gjatë studimit që u bë për këtë rajon, si p.sh. niveli i lejuar i tensionit, niveli i ngarkesës dhe i gjenerimit në atë zbarë, ngarkimi i linjave dhe transformatorëve etj. Një burim i ri gjenerues, do të rriste nivelet e tensionit. Përveç, kësaj, për shkak se modulet FV kanë një rendiment relativisht të vogël (deri në 24%), do të duhej dhe një sipërfaqe e madhe për instalimet e sistemeve FV të mesme dhe të mëdha. Ky do të ishte një tjetër faktor për përcaktimin e pikës së lidhjes të tyre në Rajonin e Burrelit.

Gjithsesi, duke konsideruar atë që u diskutua në seksionin e mëparshëm, pikat optimale të lidhjes për zbarat 110 kV do të ishin në nënstacionet Peshkopi, Reps dhe Laç 1. Nga Figura 5.76 u trajtuar se gjatë verës nivelet më të ulëta të tensionit ishin në zbarat 110 kV në Reps dhe Peshkopi.

Integrimi i sistemeve FV do të rriste nivelet e tensionit (brenda limiteve). Për më tepër që gjatë verës Rajoni i Burrelit importonte energji nga Fushë Arrëzi në Reps (shih Figurën 5.81). Një burim gjenerues FV, do të mbulonte plotësisht ngarkesën edhe gjatë verës (ku prodhimi nga HEC-et është shumë i ulët). Ndërkohë që nënstationi Peshkopi është shumë afër linjës 220 kV Burrel-Shumat, ai i Repsit është afër zonës së Fushë Arrëzit. Kjo do të mundësonte një transmetim më të afërt të energjisë drejt zonave kufitare. Gjithashtu, linjat lidhëse ndërmjet tyre nuk janë shumë të ngarkuara (shih Figurën 5.87 dhe Figurën 5.89). Nga ana tjetër, zgjedhja e zbarës 110 kV të nënstationit Laç 1, është bërë për shkak të konsumit të lartë (Laç-Tiranë) si dhe për shkak të hapësirës territoriale për instalimin e sistemit FV.

Përfundimisht, nga e gjithë analiza e bërë është analizuar integrimi i 3 sistemeve FV të njëjta në zbarat e nënstationeve Peshkopi; Reps dhe Laç 1. Skema e simuluar në programin Neplan, jepet në Figurën 5.93.

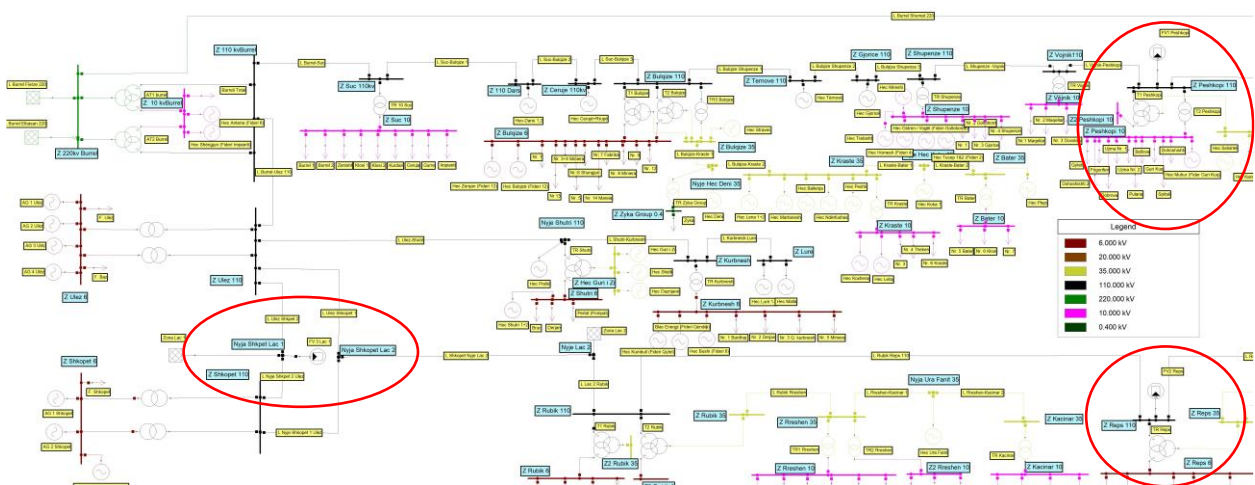


Figura 5.93 Integrimi i 3 sistemeve FV me pikë lidhje në 110 kV në Rajonin e Burrelit

Për të trajtuar ndikimin që do të kishin këto sisteme FV në këtë rajon, janë analizuar dhe krahasuar 5 skenarë të ndryshëm:

- Skenari 1: Pa FV (skenari bazë)
- Skenari 2: 6 MWp FV (3 sisteme me nga 2 MWp secili)
- Skenari 3: 15 MWp FV (3 sisteme me nga 5 MWp secili)
- Skenari 4: 24 MWp FV (3 sisteme me nga 8 MWp secili)
- Skenari 5: 30 MWp FV (3 sisteme me nga 10 MWp secili)

Për këtë qëllim, nëpërmjet rezultateve të marra nga simulimet me profil ngarkese, janë analizuar parametrat e mëposhtëm:

Nivelet e tensionit në zbara: Fillimisht është studiuar profili i tensionit në verë dhe dimër për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV. Për shembull, në zbarën 110 kV Peshkopi (ku është instaluar një nga sistemet FV), rezulton një rritje të nivelit të tensionit me rritjen e shkallës së depërtimit të FV-ve në rajon. Kjo rritje (shih Figurën 5.94) është më e lartë gjatë verës, për shkak të një gjenerimi më të lartë nga FV-të (trecatimi diellor është më i lartë). Gjithsesi, niveli maksimal i tensionit për skenarët me FV nuk tejkalon limitin e skenarit bazë (pa FV). Bazuar në këtë parametër, këto nivele depërtimi nuk do të sillnin pasojë në nivelin e tensionit.

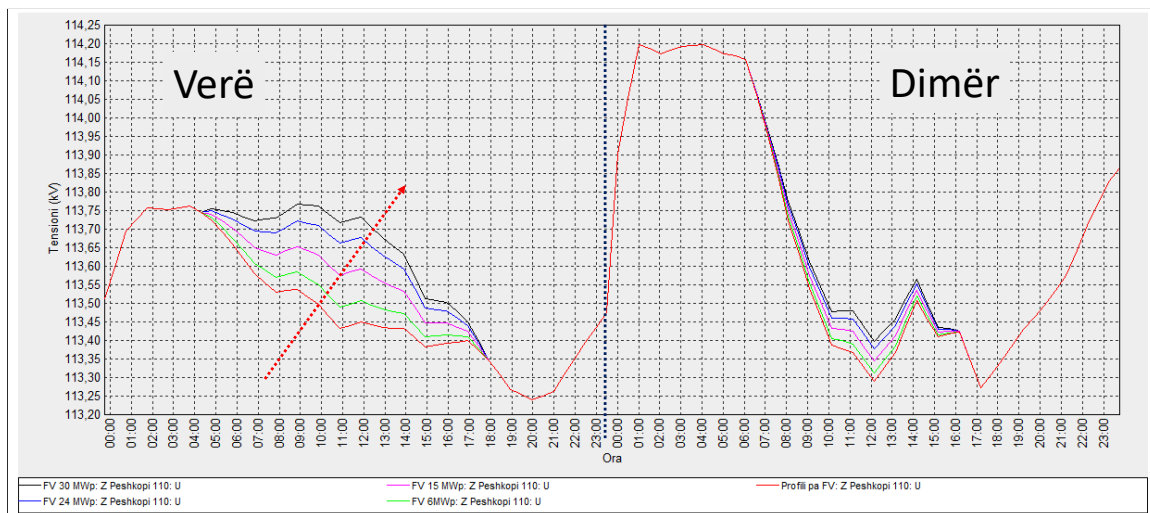


Figura 5.94 Profili i tensionit në zbarën 110 kV Peshkopi për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV

Nga ana tjetër, integrimi i sistemeve FV do të rriste nivelin mbi atë të skenarit bazë, në zbarat 110 kV të nënstacionit Repts, të treguar në Figurën 5.95. Por këto shifra janë brenda limiteve të lejuara sipas kodit të transmetimit ($<111.8\%$).

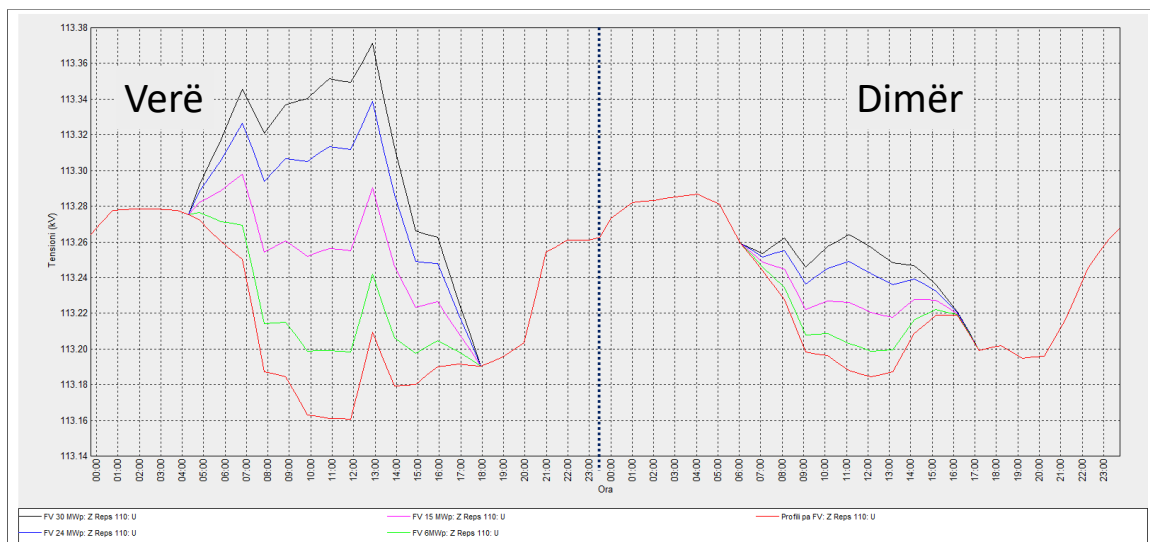


Figura 5.95 Profili i tensionit në zbarën 110 kV Repts për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV

Ndërsa nyja Laç 1, duke qenë afër HEC-eve Ulëz dhe Shkopet, është përzgjedhur si nyje balancuese. Për këtë arsye nuk është marrë në analizë përsa i përket profilit të tensionit. Përfundimisht, çdo skenar do të ishte i pranueshëm përsa i përket luhatjes në limitet e tensionit.

Shkëmbimi i fuqisë me rajonet kufitare: Figura 5.96 paraqet flukset e fuqisë aktive që do të qarkullonin në linjën 220 kV Burrel-Fierzë për skenarë të ndryshëm gjenerimi. Siç u tregua nga analiza e mëparshme, në stinën e verës Rajoni i Burrelit merr energji nga linja Burrel-Fierzë. Por rritja e niveleve të gjenerimit nga FV, do të ulte sasinë e nevojshme të marrë nëpërmjet kësaj linje. Ndërkohë, gjatë dimrit flukset janë të kundërta, duke rritur edhe më tej eksportin në këtë linjë. Ky ndryshim fluksesh, do të ndryshonte edhe ngarkesën në % të kësaj linje transmetuese.

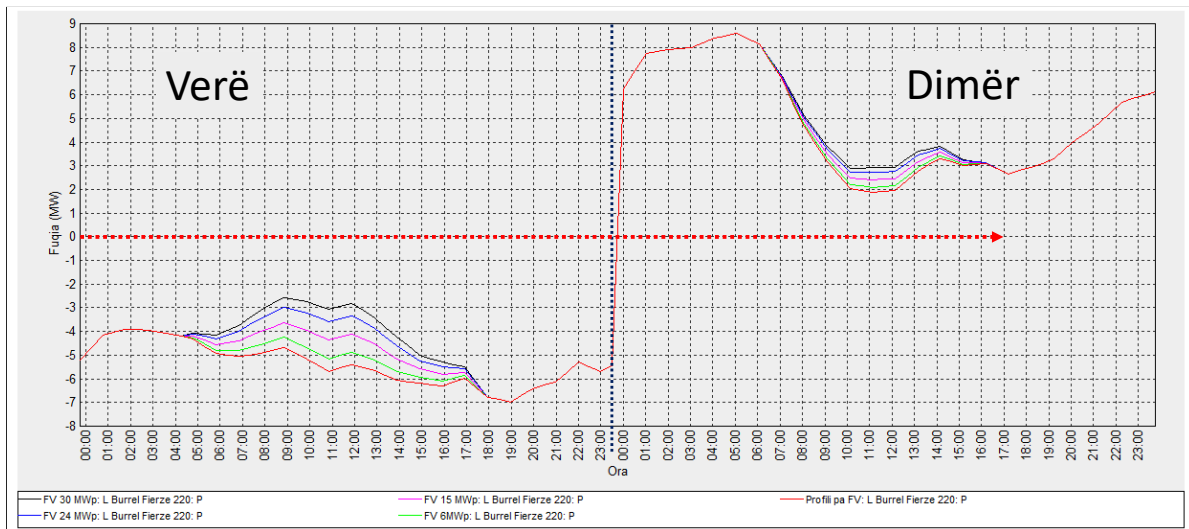


Figura 5.96 Shkëmbimi i flukseve të fuqisë nëpërmjet linjës 220 kV Burrel-Fierze për skenarë të ndryshëm

Të njëjtët skenarë janë analizuar edhe për shkëmbimin e flukseve të fuqisë aktive me zonën e Fushë Arrëzit.

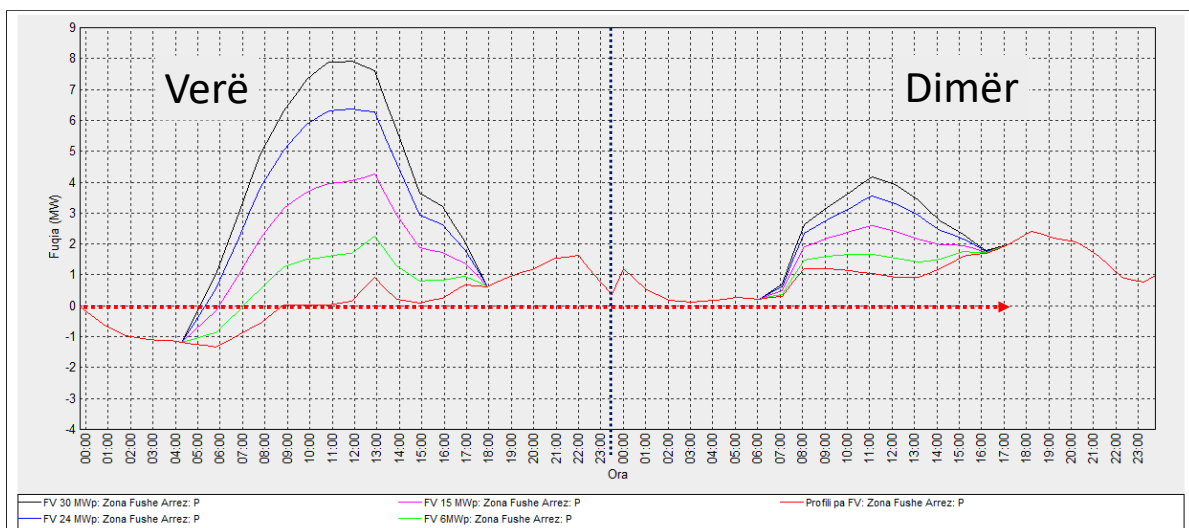


Figura 5.97 Shkëmbimi i flukseve të fuqisë me zonën kufitare Fushë Arrëz për skenarë të ndryshëm

Kështu, në Figurën 5.97 tregohet që në orët e para të mëngjesit të verës, kur FV-të fillojnë të prodhojnë energji, sasia e fuqisë aktive të marrë nga zona e Fushë Arrëzit zvogëlohet me rritjen e depërtimit nga FV-të. Ndërsa gjatë verës, do të rriteshin më tej eksportet drejt kësaj zone, por në shifra më të ulëta se gjatë dimrit.

Humbjet e fuqisë aktive: Figura 5.98 paraqitet grafiku i humbjeve të fuqisë aktive në të gjithë rajonin për skenarët e marrë në studim.

Gjatë verës rezulton se skenarët e integrit të FV-ve me kapacitete totale 15 MWp dhe 6 MWp, do të ulnin humbjet në krahasim me skenarin bazë (pa FV). Ndërkohë, skenari i fundit (6 MWp) ndikon më shumë nga të gjithë në uljen e humbjeve. Nga ana tjetër skenarët me FV prej 24 MWp dhe 30 MWp do të shkaktonin rritje të humbjeve gjatë verës dhe nuk rekomandohen. Për më tepër, gjatë dimrit çdo skenar do të rriste më tej humbjet (por në shifra më të vogla).

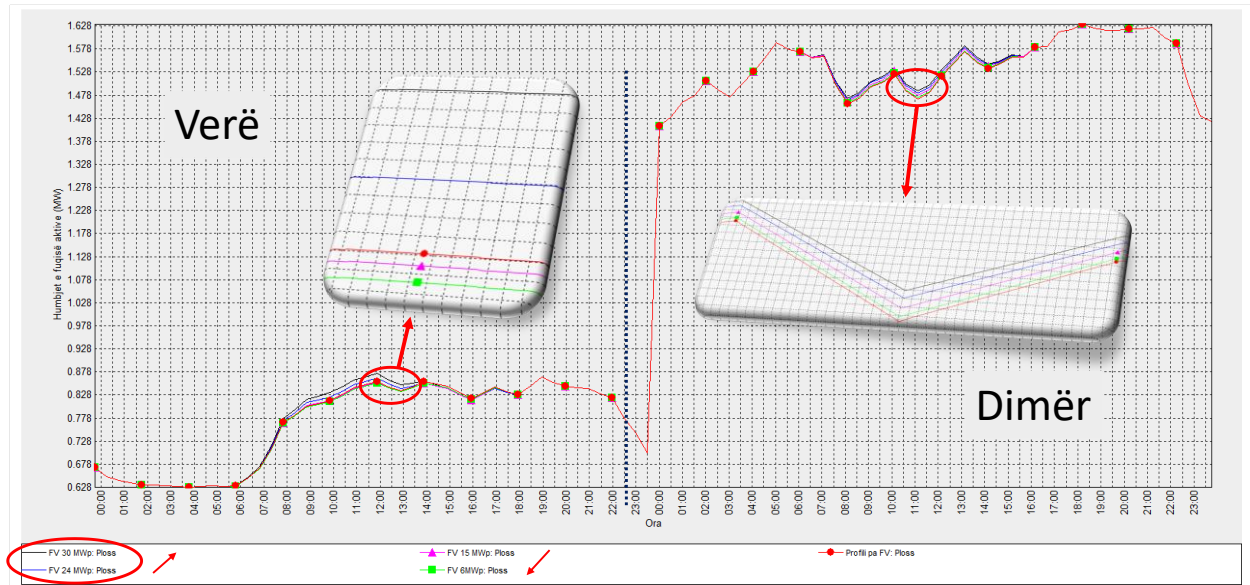


Figura 5.98 Humbjet e fuqisë aktive në rajon për skenarë të ndryshëm

Humbjet ditore të energjisë: Ndërkohë janë llogaritur humbjet e energjisë ditore të rajonit (në MWh) për stinën e verës dhe atë të dimrit. Me tej është llogaritur ndryshimi i këtyre humbjeve ditore për çdo skenar me FV, krahasuar me skenarin bazë (pa FV), sipas niveleve të tensionit. Për shembull, Figura 5.99 (a) paraqet ndryshimin e këtyre humbjeve në një ditë të muajit Qershor (stina e verës). Shihet se humbjet ditore të energjisë zvogëlohen për dy skenarët e parë. Ndërkohë që rriten ndjeshëm për skenarin 30 MWp. Për më tepër, ndikimin më të madh e ka tek humbjet e energjisë që ndodhin në 110 kV.

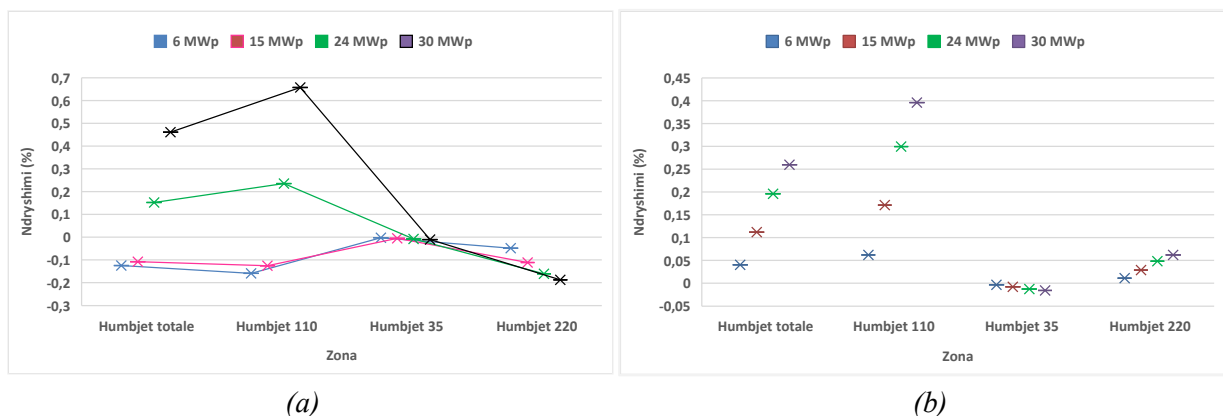


Figura 5.99 Ndryshimi në % i humbjeve ditore të energjisë për skenarë të ndryshëm krahasuar me skenarin bazë (pa FV) në stinën e: (a) verës dhe (b) dimrit

Nga ana tjetër, grafiku i dhënë në Figurën 5.99 (b) për stinën e dimrit, tregon që humbjet totale të energjisë ditore do të rriteshin për çdo skenar të integrit të FV. Ndërkohë, e vetmja zonë ku dallohen ulje të humbjeve, është ajo 35 kV.

Përsëri, si në stinën e verës, më shumë humbjet rriten në nivelin 110 kV. Kjo për shkak të mbingarkimit të linjave të transmetimit. Gjithashtu vihet re se rritje të humbjeve të energjisë do të kishte edhe në nivelin 220 kV. Përveç se nga gjenerimi i lartë i HEC-eve, linja 220 kV Burrel-Shumat do të ngarkohej edhe nga gjenerimi i sistemeve FV.

Flukset e fuqisë aktive në linja dhe ngarkimi i tyre: Për çdo skenar është analizuar profili i flukseve të fuqisë në linjat transmetuese që lidhen në zbarat 110 kV në të cilat janë lidhur sistemet

FV. Fillimisht, në Figurën 5.100 është paraqitur rasti i linjës Peshkopi-Shumat. Shihet se në stinën e verës, gjatë orëve me diell, flukset do të ishin pozitive. Për shembull, për një fuqi të instaluar të paktën prej 24 MWp, flukset do të ishin pozitive deri në orën 15:00. Ndërsa gjatë dimrit sasia e flukseve të transmetuara nëpërmjet kësaj linje, do të rritet për çdo skenar.

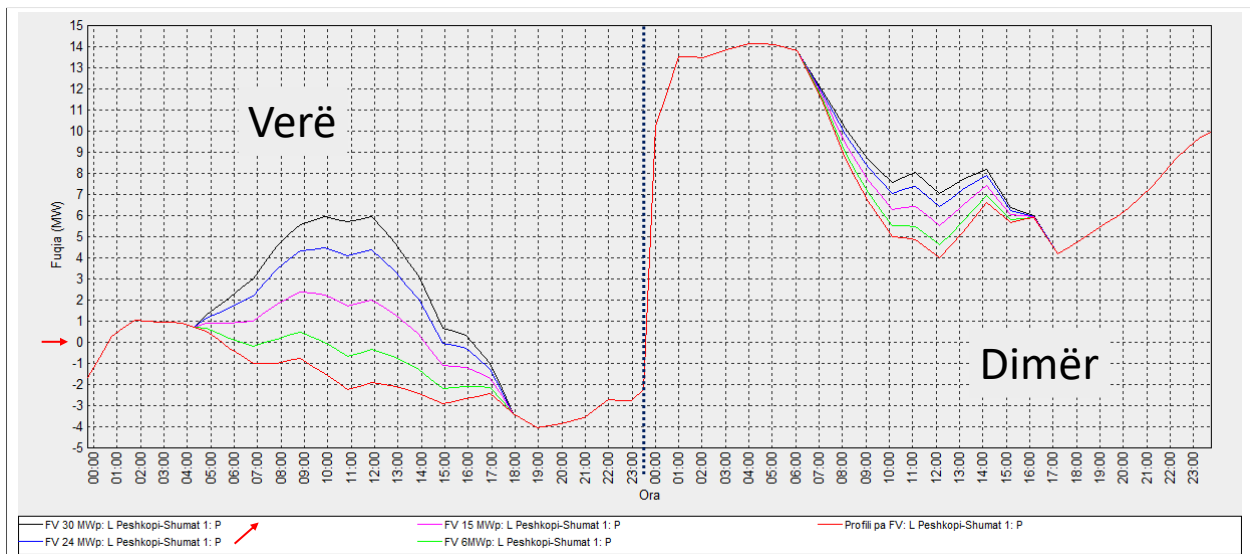


Figura 5.100 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Peshkopi-Shumat për skenarë të ndryshëm

Nga ana tjetër, rritja e gjenerimit nga sistemet FV, do të rriste ngarkimin në këtë linjë. Nga Figura 5.101 shihet se përgjithësisht skenarët 24 MWp dhe 30 MWp, do të rrisnin ngarkimin e linjës. Megjithatë, linja ka kapacitete transmetuese dhe shifrat e ngarkimit janë relativisht të ulëta.

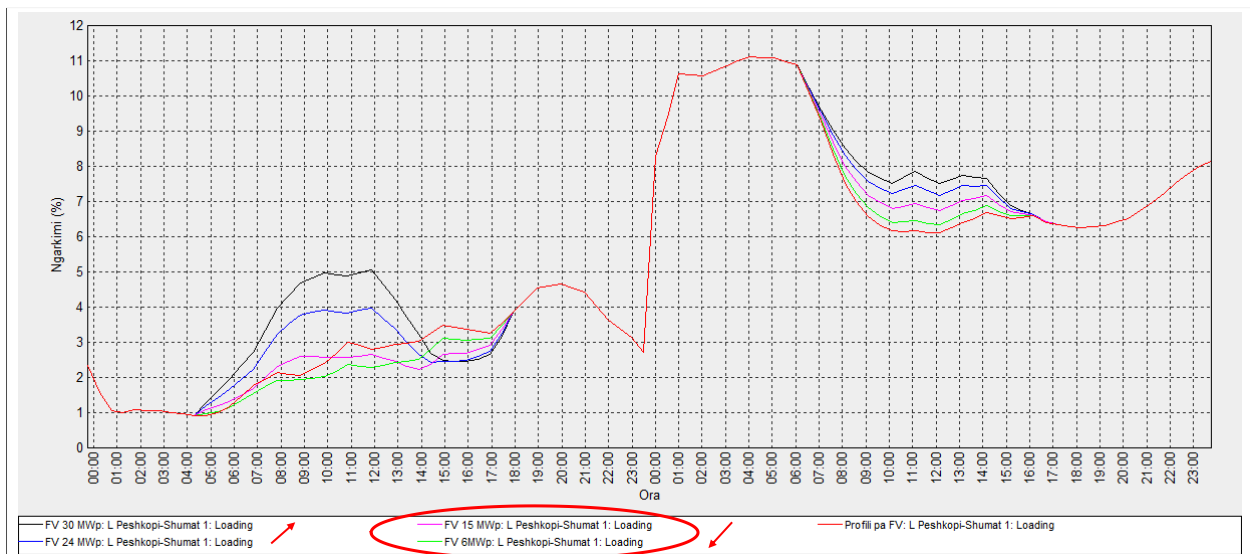


Figura 5.101 Ngarkimi i linjës Peshkopi-Shumat për skenarë të ndryshëm

Figura 5.102 paraqet profilin e flukseve për linjën Reps-Fushë Arrëz 1, duke konsideruar skenarë të ndryshëm. Shihet se vetëm për një fuqi të instaluar mbi 15 MWp, do të shfaqte vlera pozitive në profilin e stinës së verës. Ndërkohë që gjatë dimrit, kjo shifër duhet të jetë të paktën 30 MWp.

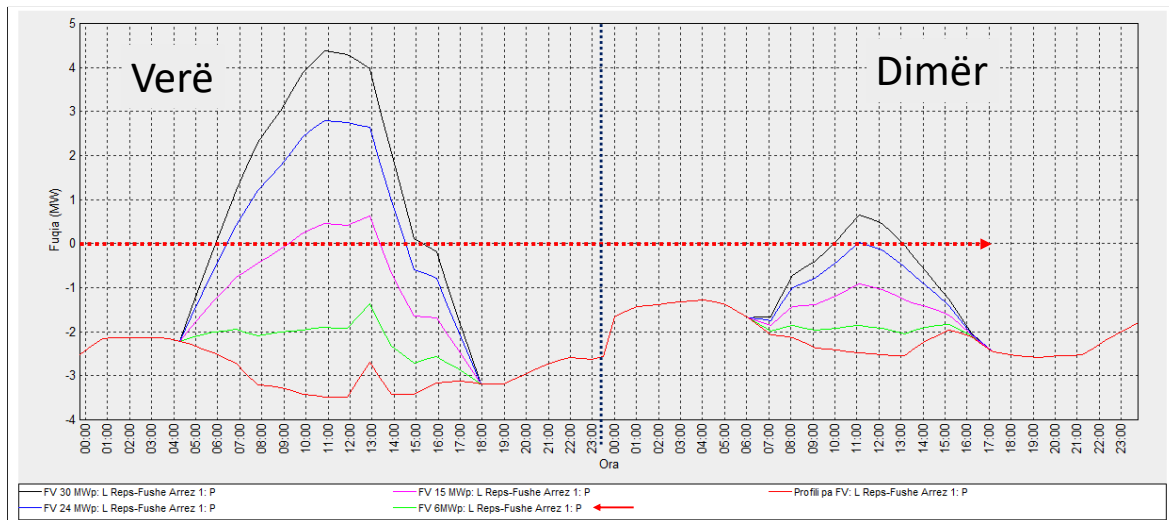


Figura 5.102 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Reps-Fushë Arrëz 1 për skenarë të ndryshëm

Për të trajtuar se sa ngarkohet linja Reps-Fushë Arrëz 1, për kapacitete të ndryshme FV, është ndërtuar grafiku si në Figurën 5.103. Gjatë verës vetëm skenari me FV prej 30 MWp, do të rriste ngarkimin e linjës, krahasuar me skenarin bazë. Ndërsa gjatë dimrit, ngarkimi do të ullej me rritjen e fuqisë së instaluar nga FV. Kjo do të ndodhte për shkak se konsumatorët në nënstacionin Reps do të furnizoheshin nga sistemi FV i instaluar aty pranë, duke ulur flukset e ardhura nga zona Fushë Arrëz.

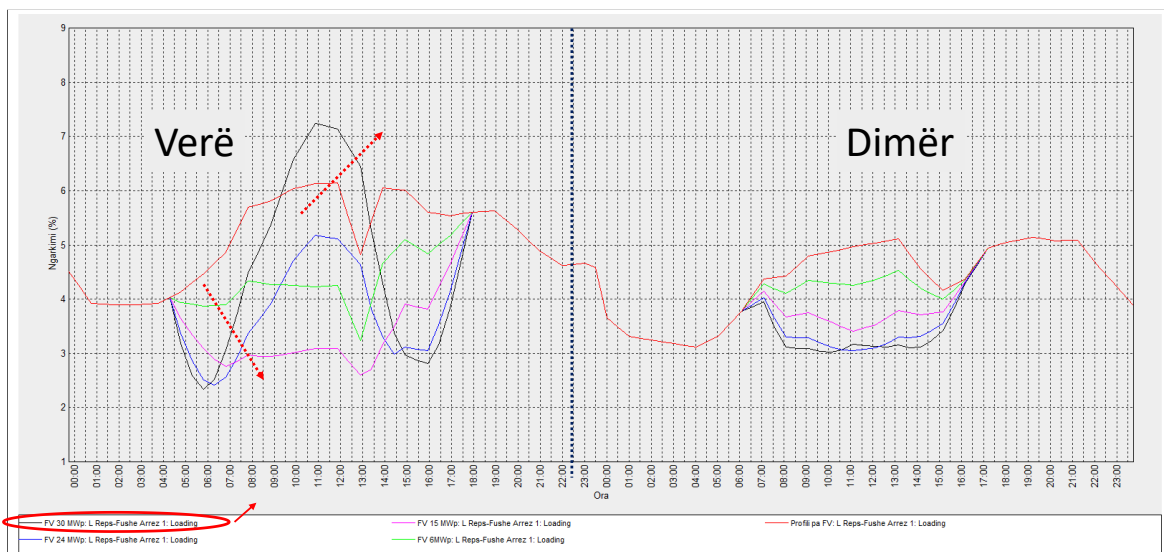


Figura 5.103 Ngarkimi i linjës Reps-Fushë Arrëz 1 për skenarë të ndryshëm

Përfundimisht, nga analiza e parametrave të studiuar më sipër, rezulton që skenari më i mirë do të ishte ai i integrimit të një sasive totale prej 15 MWp të FV-ve në Rajonin e Burrelit. Kjo do të thotë instalimi i 3 sistemeve të tilla, prej 5 MWp secila, në zbarat 110 kV të nënstacioneve Peshkopi, Reps dhe Laç 1.

5.2.5.3 Integrimi i sistemeve fotovoltaike të shpërndara në zbarat 10 kV

E njëjta analizë e bërë për përcaktimin e pozicionit të duhur të sistemeve FV në zbarat 110 kV, është realizuar edhe për integrimin e 3 sistemeve FV në zbarat 10 kV. Përsëri kapacitetet e këtyre sistemeve FV do të jenë barabarta, duke u shpërndarë në njëje të njëje të ndryshme të Rajonit të Burrelit.

Është me interes të studiohen zbarat 10 kV me tensionet më të ulëta (sidomos gjatë verës), me ngarkesën më të lartë (pra dhe ngarkimin më të lartë të transformatorëve nga ana 10 kV), me ngarkesën më të lartë në linja shpërndarëse etj.

Për shembull, nga Figura 5.79 u tregua që nivelet më të ulëta të tensionit për zbarat 10 kV arrinin në nënstacionet Peshkopi dhe Rrëshen. Gjithashtu, nëpërmjet Figura 5.19 dallohet qartë se në disa zbara 10 kV si p.sh. në Peshkopi, Suç, Burrel apo Rrëshen, ngarkesa është relativisht e lartë. Kjo e fundit ka ngarkuar gjithashtu transformatorët e fuqisë (shih Figurën 5.91 dhe Figurën 5.92). Këto shifra janë përdorur përsëri për të ndërtuar grafikun e Figura 5.104 dhe shërbejnë për të caktuar kapacitetin maksimal të sistemeve FV të lidhur në këto zbara të transformatorëve të fuqisë. Për shembull, TR2 në Rrëshen ka një fuqi të instaluar 3.2 MVA, por njëkohësisht edhe një ngarkim të lartë. Po ashtu ka disa linja si ajo Suç-Bulqizë, që është mjaft e ngarkuar për të furnizuar konsumatorët e nënstacionit Suç, sipas Figura 5.85.

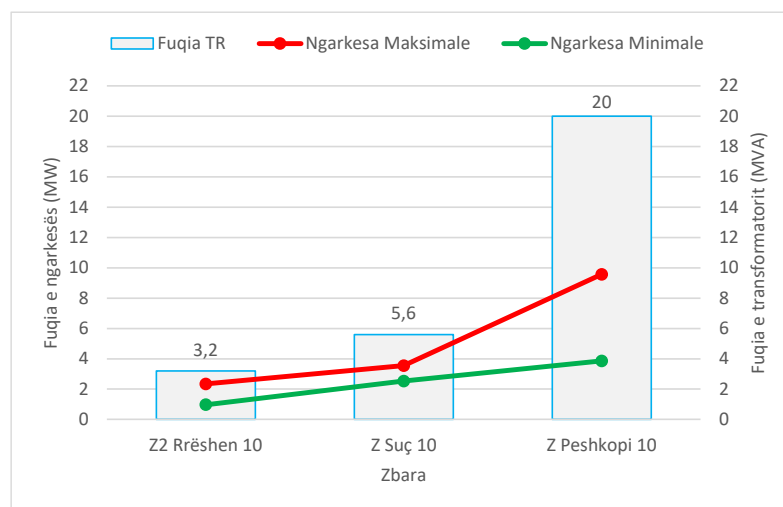


Figura 5.104 Fuqia minimale dhe maksimale e ngarkesës dhe fuqia e instaluar e transformatorëve në nënstacionet Rrëshen, Suç dhe Peshkopi

Duke konsideruar të gjithë faktorët e analizuar më sipër, janë përcaktuar si pika lidhje më të përshtatshme për integrimin e sistemeve FV, zbarat 10 kV në Suç, Peshkopi dhe Rrëshen (TR2). Kjo mënyrë vendosje e tyre është paraqitur në Figurën 5.105. Ndërkohe duhet studiuar edhe hapësira gjeografike ku do të instalohen këta burime të reja gjeneruese.

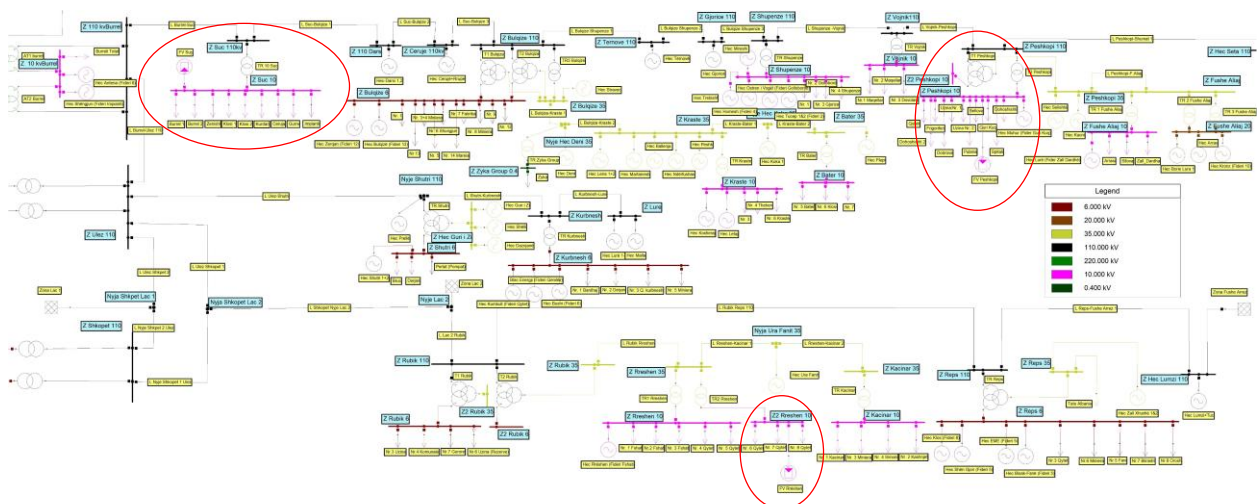


Figura 5.105 Integrimi i 3 sistemeve FV të lidhura në zbarat me tension 10 kV në Rajonin e Burrelit

Për këtë arsye, janë analizuar dhe krahasuar 5 skenarë të ndryshëm për të trajtuar ndikimin që do të kishin këto sisteme FV në këtë rajon, me pikë lidhje në zbarat 10 kV:

- Skenari 1: Pa FV (skenari bazë)
- Skenari 2: 1.5 MWp FV (3 sisteme me nga 0.5 MWp secili)
- Skenari 3: 3 MWp FV (3 sisteme me nga 1 MWp secili)
- Skenari 4: 6 MWp FV (3 sisteme me nga 2 MWp secili)
- Skenari 5: 9 MWp FV (3 sisteme me nga 3 MWp secili)

Nivelet e tensionit në zbara: në Figurën 5.106 paraqitet profili i tensionit për skenarë të ndryshëm në zbarat 10 kV të nënstacionit Suç. Për shkak të flukseve të larta në linjat 110 kV që lidhen me këtë nënstacion, tensionet në zbarat 110 kV dhe 10 kV janë relativisht të larta edhe në skenarin bazë (pa FV). Kjo dallohet edhe nga matjet reale të kryera në vitin 2024 në këtë nënstacion (shiko Figurën 5.27 dhe Figurën 5.28). Ndërkohë që nga Figura 5.106 shihet se ky nivel tensioni maksimal do të rritej edhe më shumë për skenarët 6 MWp dhe 9 MWp. Ndërkohë që në dy skenarët e tjerë, niveli i tensionit do të rritej, por do të ishte brenda diapazonit të skenarit bazë. Gjatë dimrit, niveli i tensionit do të rritej deri në 0.04 kV më shumë se skenari bazë.

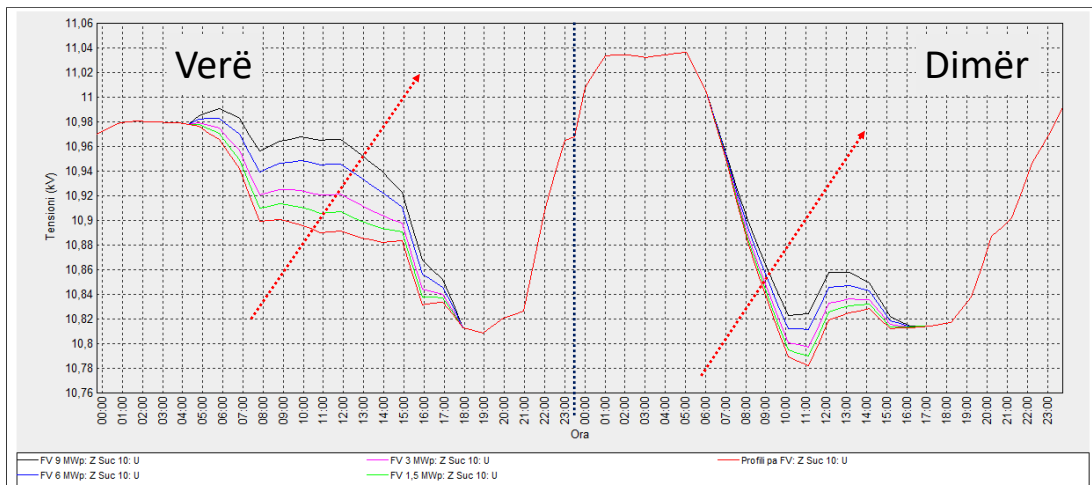


Figura 5.106 Profili i tensionit në zbarën 10 kV Suç për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV

Edhe në zbarat 10 kV Peshkopi, integrimi i sistemeve FV do të rriste profilet e tensionit, siç paraqitet në Figurën 5.107. Si gjithmonë, gjatë verës ndikimi është më i madh (për shkak të rrezatimit më të lartë).

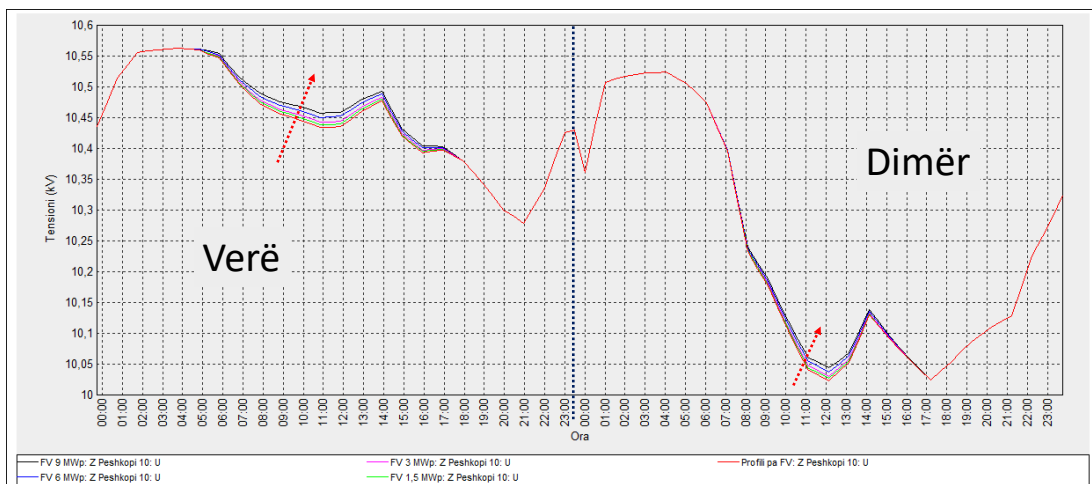


Figura 5.107 Profili i tensionit në zbarën 10 kV Peshkopi për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV

Nga ana tjetër, integrimi i kapaciteteve të larta FV në zbarën 2 Rrëshen, do të shoqërohej më rritje të mëdha të profilit të tensionit, krahasuar me skenarin bazë (shih Figurën 5.108).

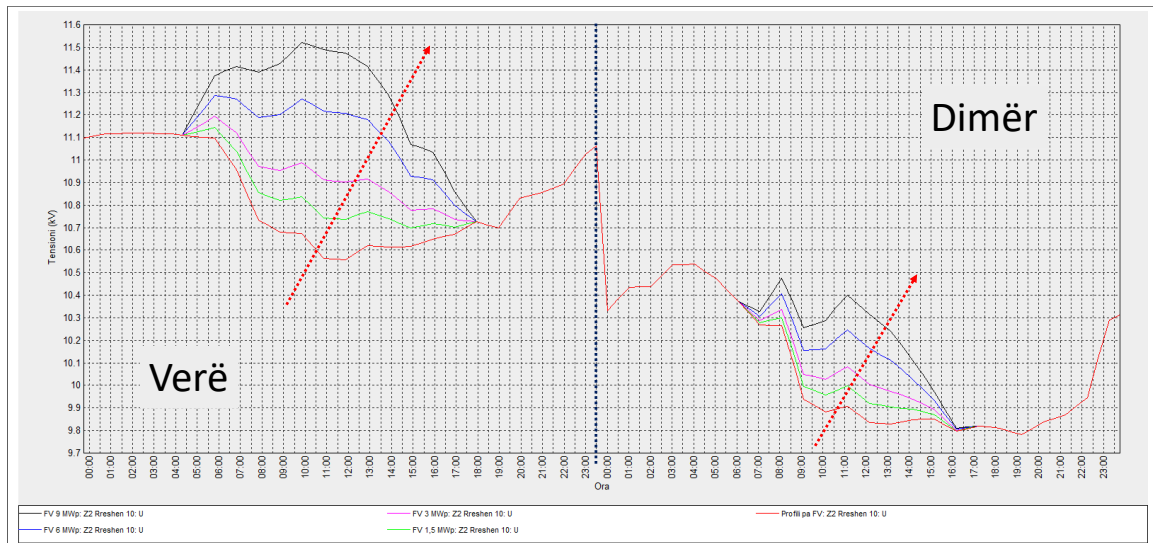


Figura 5.108 Profili i tensionit në zbarën 10 kV Rrëshen për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV

Për shembull, skenari me 9 MWp (që do të thotë instalimi i një sistemi FV prej 3 MWp në TR2 Rrëshen) do të rriste me 0.4 kV nivelin e tensionit. Kjo do të sillte nivele të reja tensionesh problematike, për shkak se sasia e instaluar e sistemit FV do të tejkalonte ngarkesën maksimale (që është rreth 2.34 MW sipas Figura 5.104). Për këtë arsye më përshtatshëm për këtë zbarë do të ishte skenari 6 MWp (pra një instalim prej 2 MWp në këtë nënstacion).

Ngarkimi i transformatorëve të fuqisë: në Figurën 5.109 paraqitet profili i ngarkimit të transformatorit të fuqisë në nënstacionin Suç. Dallohet një ulje e ndjeshme e ngarkimit të këtij transformatori me rritjen e depërtimit të PV-ve, sidomos gjatë verës. Kjo për shkak se ngarkesa ushqehet direkt nga zbarat 10 kV ku është lidhur sistemi FV. Edhe gjatë dimrit shihet një përfitim, por në shifra më të ulëta. Për këtë transformator, skenari më i mirë do të ishte ai FV 9 MWp (pra duke instaluar në Suç një sistem FV prej 3 MWp).

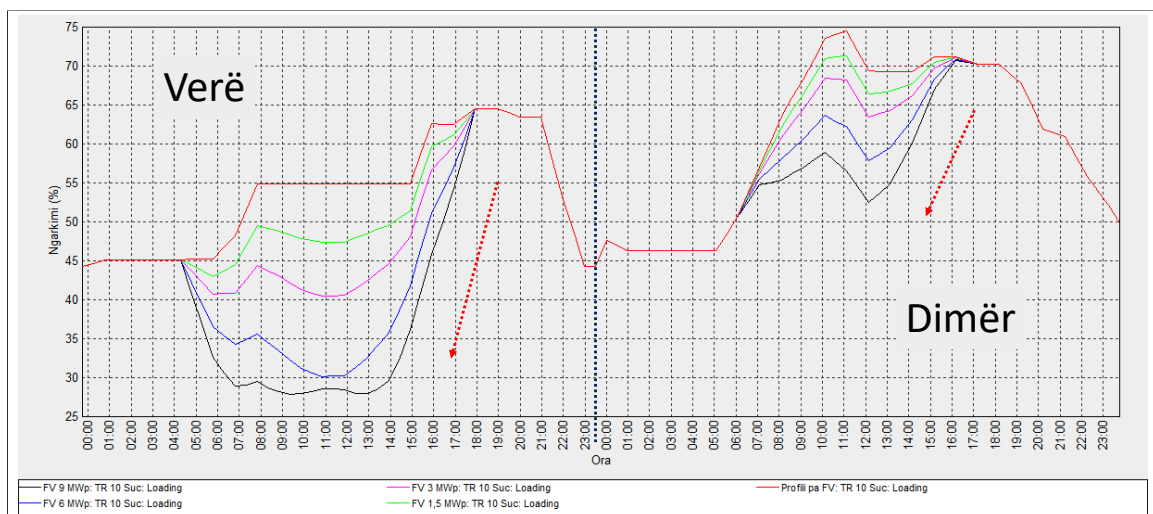


Figura 5.109 Profili i ngarkimit të transformatorit Suç për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV

Edhe integrimi i sistemit FV në zbarat 10 kV do të sillte përfitim për transformatorin Nr.2 në Peshkopi. Si gjatë verës, ashtu edhe gjatë dimrit, ngarkimi i transformatorit do të ulej me rritjen e

kapacitetit të instaluar të sistemit FV, siç tregohet në Figurën 5.110. Përsëri, edhe në këtë nënstacion, skenari më i mirë do të ishte ai i instalimit të 3 sistemeve FV me një sasi totale prej 9 MWp në Rajonin e Burrelit.

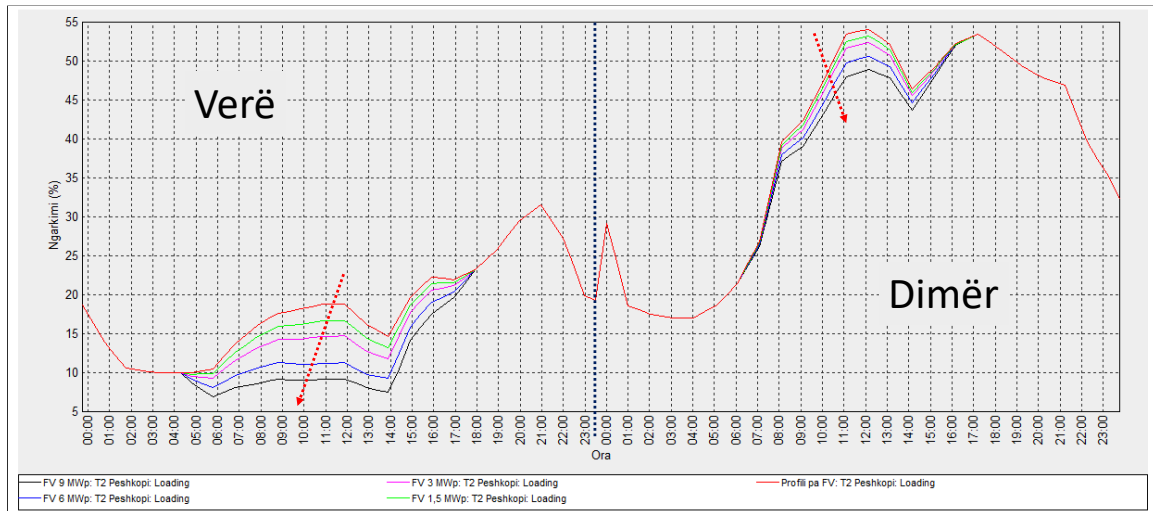


Figura 5.110 Profili i ngarkimit të TR2 Peshkopi për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV

Situata rezulton pak ndryshe për profilin e ngarkimit të TR2 në Rrëshen, të paraqitur në Figurën 5.111. Gjatë verës, instalimi në zbarën 10 kV të Rrëshenit të një sistemi FV 3 MWp (pra skenari total 9 MWp), do të mbingarkonte edhe më tej transformatorin e fuqisë (krahësuar me skenarin bazë). Kështu, ky skenar nuk do të ishte i pëlqyer. Në pjesën më të madhe të ditës, do të ishte skenari total prej 3 MWp, ai që do të ulte më shumë ngarkimin e TR2 Rrëshen. Kjo do të thotë, instalimi i një sistemi FV 1 MWp në këtë zbarë.

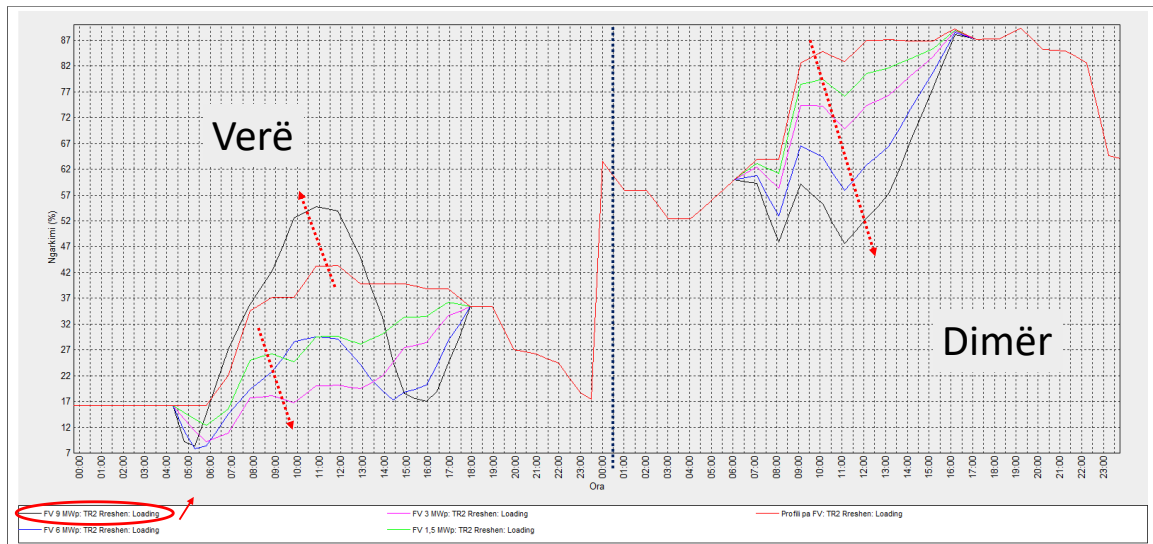


Figura 5.111 Profili i ngarkimit të TR2 Rrëshen për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV

Megjithatë, duke parë dhe përfitimin gjatë dimrit, në total do të ishte më e arsyeshme rritja e kapacitetit të FV deri në skenarin total 6 MWp (ngjyra blu).

Përfundimisht, nga analiza e bërë për transformatorët e 3 nënstacioneve, rezulton se kapaciteti i instaluar më i përshtatshëm i sistemeve FV për nënstacionet Suç dhe Peshkopi do të ishte 3 MWp, ndërsa tek nënstacion Rrëshen (Z2) do të ishte 2 MWp. Pra një total sistemesh FV prej 8 MWp mund të integroheshin në këtë rajon.

Humbjet e totale të fuqisë: Efekti i depërtimit të sistemeve FV do të shtrihej edhe tek humbjet totale në rajon. Për këtë, është ndërtuar profili i tyre për skenarë të ndryshëm, siç tregohet në Figurën 5.112.

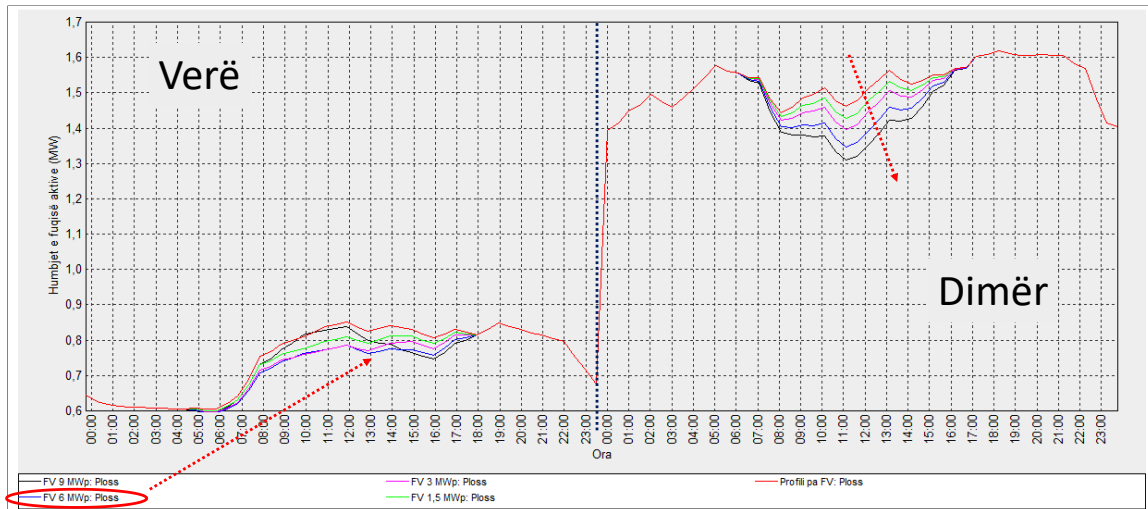


Figura 5.112 Profili i humbjeve të fuqisë aktive në Rajonin e Burrelit për skenarë të ndryshëm gjenerimi nga FV

Ndërsa në stinën e verës, humbjet më të ulëta do të rezultojnë për skenarin 6 MWp, në atë të dimrit arrijnë minimumin për skenarin 9 MWp. Megjithatë, përgjatë gjithë vitit skenari më i mirë do të ishte ai për 6 MWp.

Humbjet ditore të energjisë: Figura 5.113 (a) paraqet ndryshimin e humbjeve të energjisë ditore (24 orë) të skenarëve me FV krahasuar me atë pa FV, për stinën e verës. Shihet se reduktimi maksimal i tyre ndodh për skenarin 6 MWp. Gjithashtu dallohet një ulje e ndjeshme e humbjeve ditore të energjisë në nivelin 35 kV për skenarët 3 MWp dhe 6 MWp.

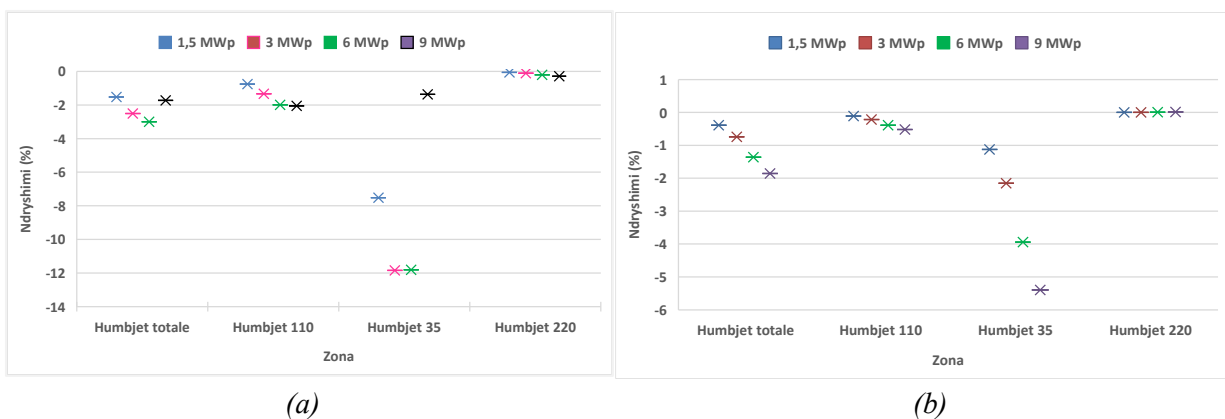


Figura 5.113 Ndryshimi në % i humbjeve ditore të energjisë në stinën e verës për skenarë të ndryshëm (FV në zbara 10 kV) krahasuar me skenarin bazë (pa FV), në stinën e: (a) verës dhe (b) dimrit

Nga ana tjetër, në stinën e dimrit humbjet e energjisë do të uleshin në çdo skenar (shih Figurën 5.113 (b)). Madje zvogëlimi më i ndjeshëm i tyre do të ishte për skenarin 9 MWp, ku kontribut më të madh do të kishte ulja e tyre në nivelin 35 kV.

Flukset e fuqisë aktive në linja dhe ngarkimi i tyre: Instalimi i këtyre sistemeve FV mund të ketë ndikim edhe tek flukset e fuqisë në linjat e transmetimit, përderisa ngarkesat ushqehen

nëpërmjet këtyre linjave. Për shembull, në Figurën 5.114 paraqitet rasti i linjës Suç-Bulqizë. Shihet një ulje e flukseve në këtë linjë, edhe pse në diferenca të papërfillshme.

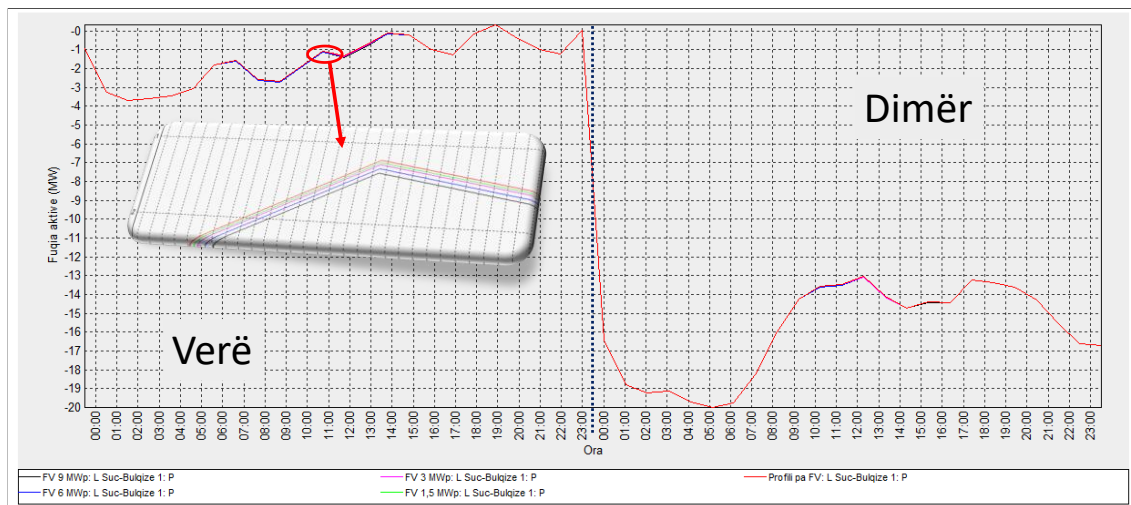


Figura 5.114 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Suç-Bulqizë për skenarë të ndryshëm gjenerimi

Kjo do të rezultonte po ashtu, në një ulje të papërfillshme të ngarkimit të kësaj linje, siç paraqitet në Figurën 5.115 Kjo vjen edhe për shkak të flukseve nga nënstacioni Bulqizë (nga HEC-et).

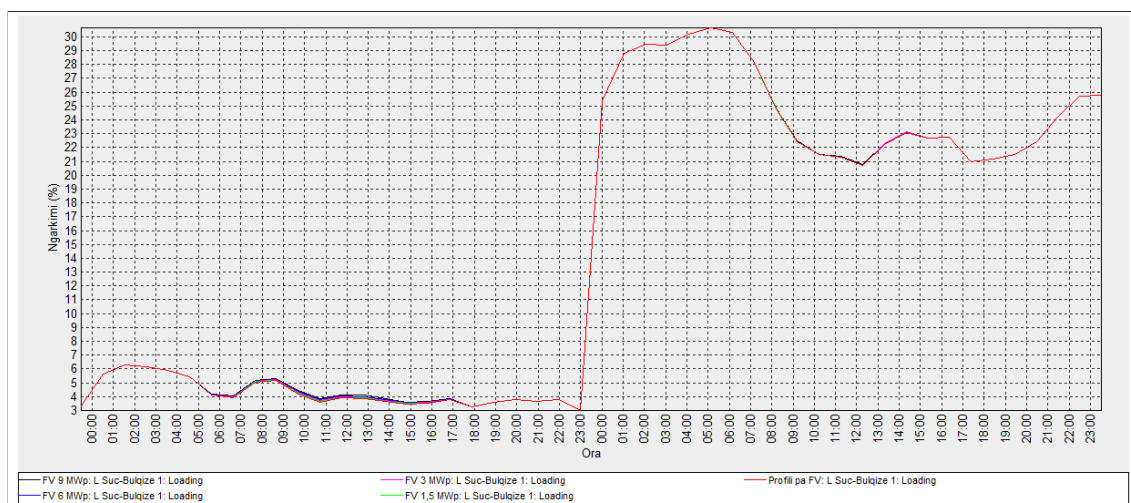


Figura 5.115 Profili i ngarkimit të linjës 110 kV Suç-Bulqizë për skenarë të ndryshëm gjenerimi

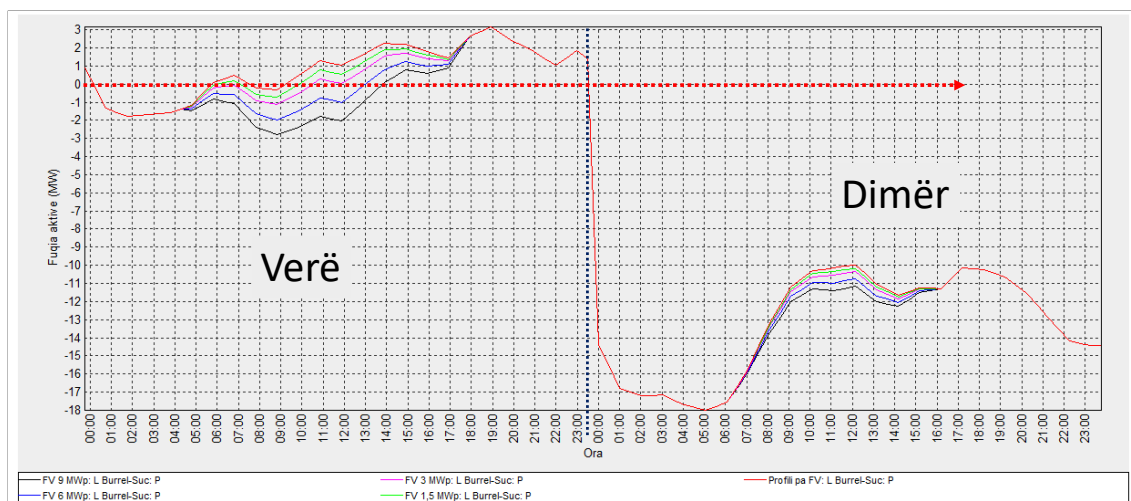


Figura 5.116 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Burrel-Suç për skenarë të ndryshëm gjenerimi

Duket që ndikimin më të madh, instalimi i sistemeve FV do ta kishin në rastin e linjës Burrel-Suç, të treguar në Figurën 5.116. Rritja e gjenerimit nga FV-të do të ulnin flukset në këtë linjë. Madje gjatë orëve me diell në verë, kjo linjë nga importuese do të kthehet në eksportuese e energjisë (deri në orën 14:00 për skenarin FV 9 MWp). Ndërsa gjatë dimrit, flukset do të ishin gjithmonë të kundërta (vlera negative në grafik).

Këto flukse fuqie do të shfaqnin ngarkesa të ndryshme në këtë linjë. Për shembull, në Figurën 5.117 paraqitet profili i ngarkimit të kësaj linjë për stinën e verës dhe atë të dimrit. Shihet se në orët e para të mëngjesit, gjatë verës, skenarët që ulin më shumë ngarkimin e linjës janë ata 1.5 MWp dhe 3MWp. Ndërkohë që gjatë drekës (ku ngarkesa është maksimale), skenari optimal është ai 9 MWp. Por gjatë dimrit, ky i fundit do të ngarkonte më shumë linjën. Nëse bazohemi vetëm tek ngarkimi i linjës, në total skenari që do ta ulte më shumë atë do të ishte ai 3MWp.

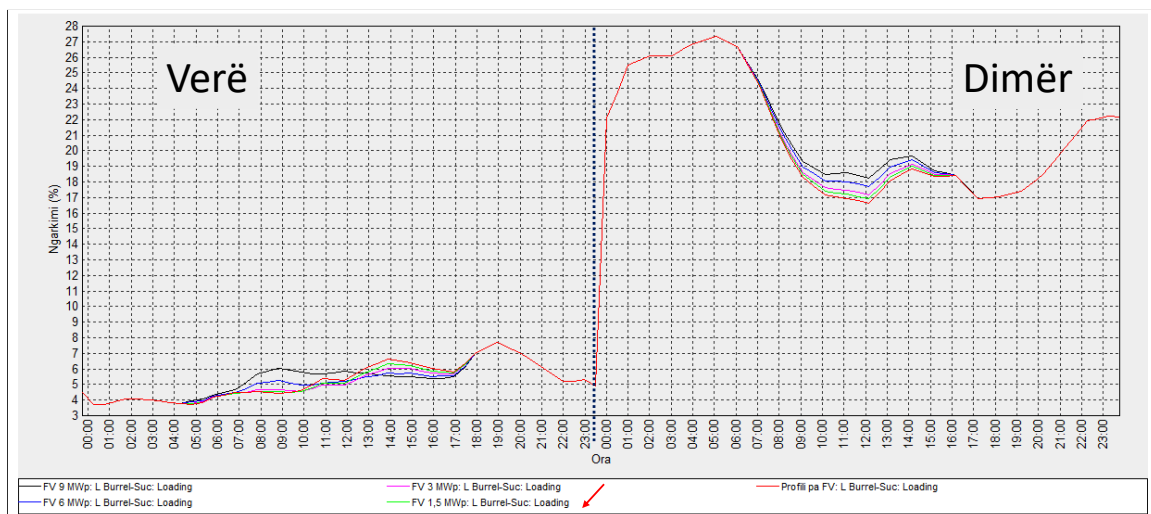


Figura 5.117 Profili i ngarkimit të linjës Burrel-Suç për skenarë të ndryshëm

Nga ana tjetër, instalimi i sistemit FV në Peshkopi, do të ndikonte shumë pak në ndryshimin e profilit të ngarkimit në linjën Vojnik-Peshkopi. Siç tregohet nga Figura 5.118, ky ndikim është pak më i madh gjatë verës sesa gjatë dimrit. Rritja e kapacitetit të sistemit FV, fillon dhe ul flukset e fuqisë aktive në linjë.

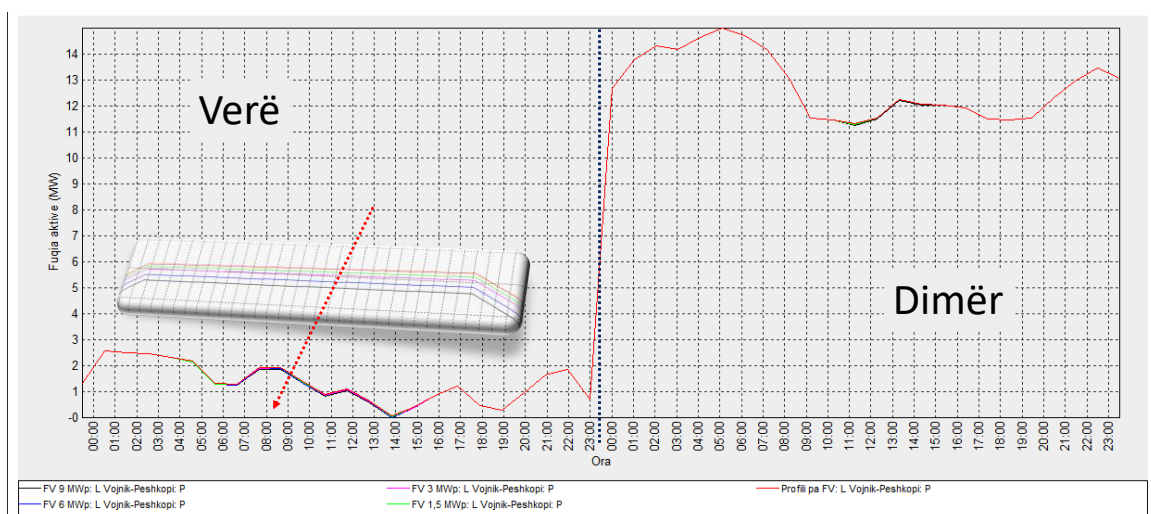


Figura 5.118 Profili i flukseve të fuqisë në linjën Vojnik-Peshkopi për skenarë të ndryshëm

Ky ndryshim fluksesh, ndikon në nivelin e ngarkimit të kësaj linje transmetuese. Për shembull, Figura 5.119 tregon që gjatë orëve të para të mëngjesit në stinën e verës, rritja e kapacitetit të instaluar nga FV, do të sillte uljen e ngarkimit në këtë linjë. Megjithatë kjo ulje është gati e papërfillshme.

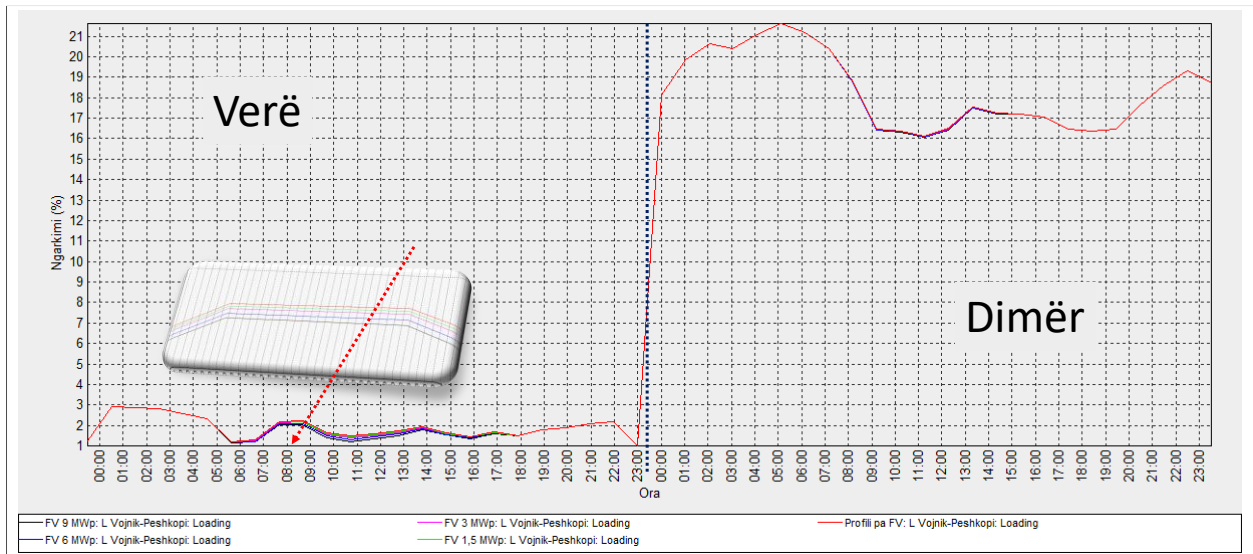


Figura 5.119 Profili i ngarkimit të linjës Vojnik-Peshkopi për skenarë të ndryshëm

Ndikimi më i madh do të ishte tek profili i fluksëve të fuqisë aktive që transmetohen nëpërmjet linjës Peshkopi-Shumat. Gjatë verës, rritja graduale e kapacitetit të instaluar nga FV zvogëlon sasinë e energjisë të marrë nga nënstacioni Shumat dhe e kthen këtë linjë në eksportuese (p.sh. gjatë orarit 07:00 deri 10:00). Ndërkohë që skenarët 1.5 MWp dhe 3 MWp, do të zvogëlonin fluksët e fuqisë, por linja do të importonte energji.

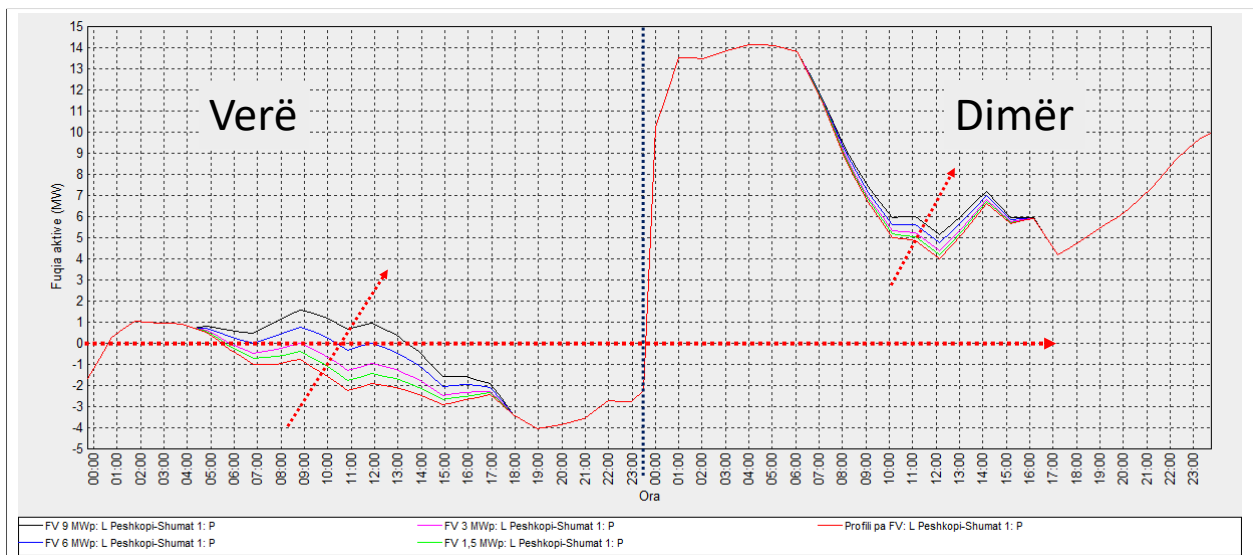


Figura 5.120 Profili i fluksëve të fuqisë në linjën Peshkopi-Shumat për skenarë të ndryshëm

Ky depërtim i FV-ve do të ulte ngarkesën në këtë linjë. Gjatë një dite vere, uljen më të madhe në ngarkimin e linjës do ta shkaktonte skenari 9 MWp. Ndërkohë që gjatë dimrit, ky skenar do të shkaktonte rritjen më të madhe në vlerën e ngarkimit të linjës.

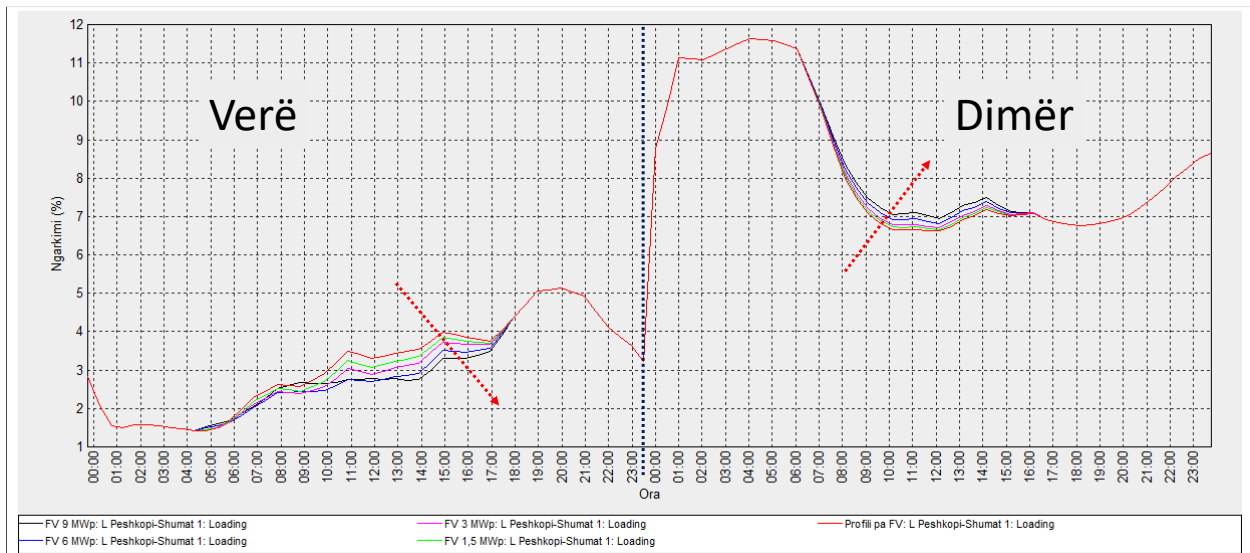


Figura 5.121 Profili i ngarkimit të linjës Peshkopi-Shumat për skenarë të ndryshëm

Në fund është studiuar dhe ndikimi i shfaqur në linjën Rubik-Rrëshen. Kështu nga Figura 5.122 shihet se vetëm skenari FV 9 MWp do të sillte vlera negative në profilin e flukseve të fuqisë gjatë verës. Kjo do të thotë se do të shfaqeshin flukse të kundërta për shkak se gjenerimi tejkalon konsumin. Kjo ndodh gjatë mesditës ku rrezatimi diellor është maksimal.

Ndërkohë, në Figurën 5.123 paraqitet profili i ngarkimit të kësaj linje për skenarë të ndryshëm të integritimit të FV-ve. Gjatë verës, uljen më të madhe të ngarkimit do ta shkaktonin skenarët me FV 6 MWp dhe 9 MWp. Edhe gjatë dimrit do të ndodhte e njëjta situatë.

Përfundimisht, vlen për tu theksuar, nga analiza e bërë për të gjithë parametrat elektrik për studimin e integritimit të 3 sistemeve FV në zbarat 10 kV, më optimali është ai më një fuqi totale prej 6 MWp. Pra, lidhja në zbarat 10 kV të nënstacioneve Rrëshen, Suç dhe Peshkopi të 3 sistemeve FV me fuqi secili 2 MWp. Gjithsesi, në dy nënstacionet e fundit, fuqia e instaluar mund të rritet deri në 3 MWp, për shkak të një ngarkesë më të lartë në transformatorët përkatës. Edhe kapaciteti i instaluar i transformatorëve të tyre është më i lartë se ai TR2 Rrëshen.

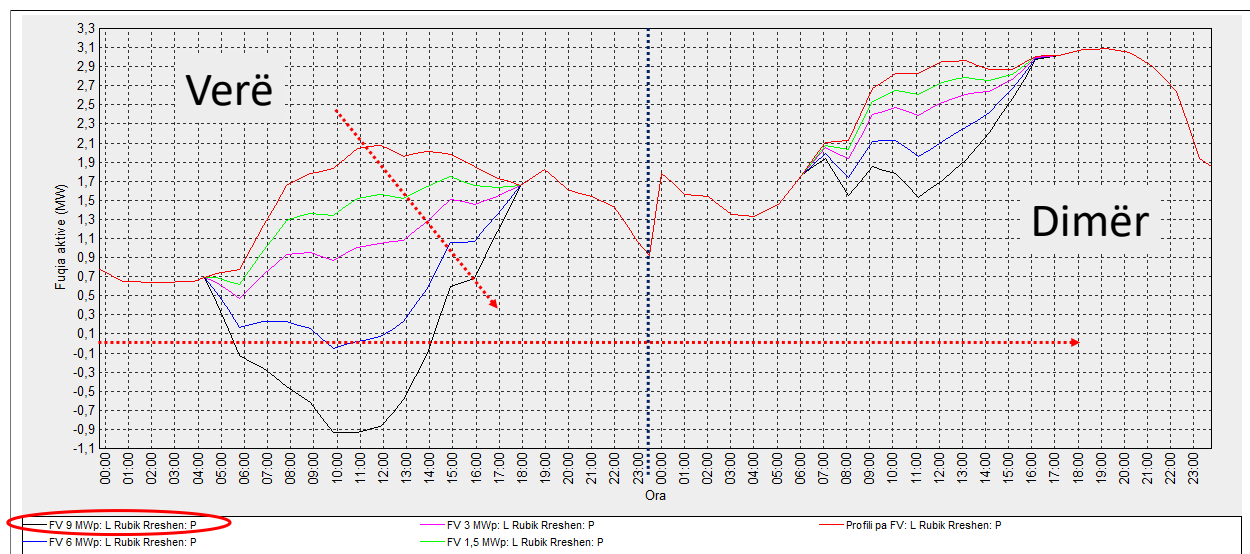


Figura 5.122 Profili i flukseve të fuqisë në linjën Rubik-Rrëshen për skenarë të ndryshëm

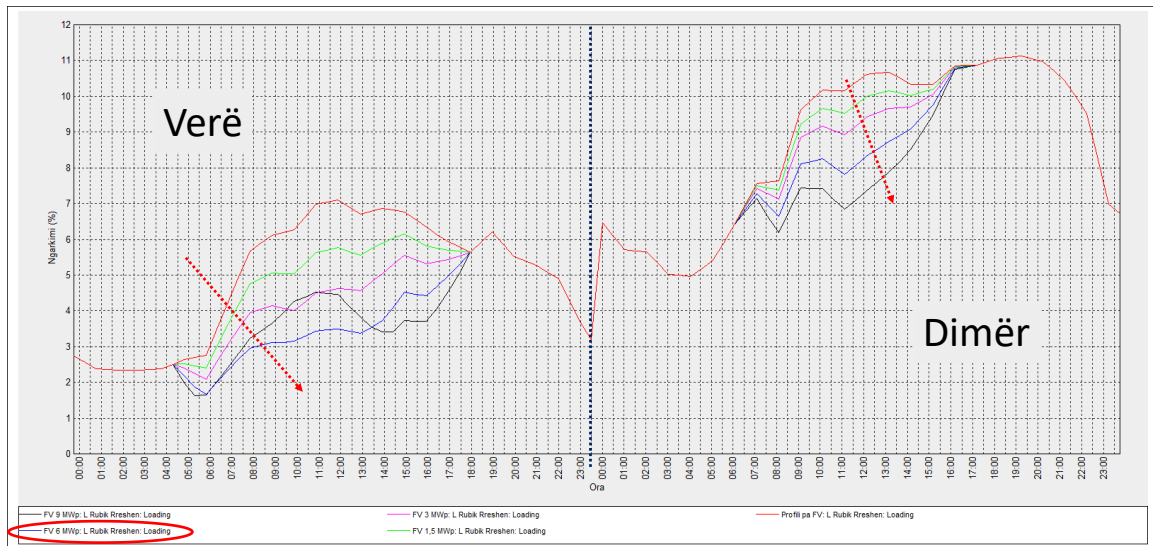


Figura 5.123 Profili i ngarkimit të linjës Rubik-Rrëshen për skenarë të ndryshëm

5.2.5.4 Integrimi i sistemeve fotovoltaike të shpërndara në një fider radial

Përveç ndikimit të sistemeve FV të shpërndara në zbarat 110 kV apo 10 kV, do të ishte me interes të analizohet edhe ndikimi i tyre në kabinat elektrike. Në këtë rast, fuqia që mund të instalohet do të ishte shumë më e vogël se në rastet e sipërpërmendura. Kapaciteti maksimal, do të kufizohej jo vetëm nga fuqia e instaluar e transformatorit të fuqisë, por edhe nga ngarkesa që do të furnizonte. Përveç kësaj, edhe zgjedhja e duhur e një pike lidhje do të ishte thelbësore.

Në këtë kontekst, për të trajtuar faktorët e mësipërm, në Rajonin e Burrelit është përzgjedhur një nga fiderat e nënstacionit Suç (shih Figurën 5.6), i cili u analizua që kishte një transformator tepër të ngarkuar. Ky fider, me emërtimin “Zenisht”, ka 31 kabina elektrike gjithsej. Për të modelimin dhe simulimin e skenarëve të ndryshëm të Fiderit Zenisht, është përdorur përsëri programi Neplan. Skema njëfazore e ndërtuar në këtë rast, paraqitet në Figurën 5.124.

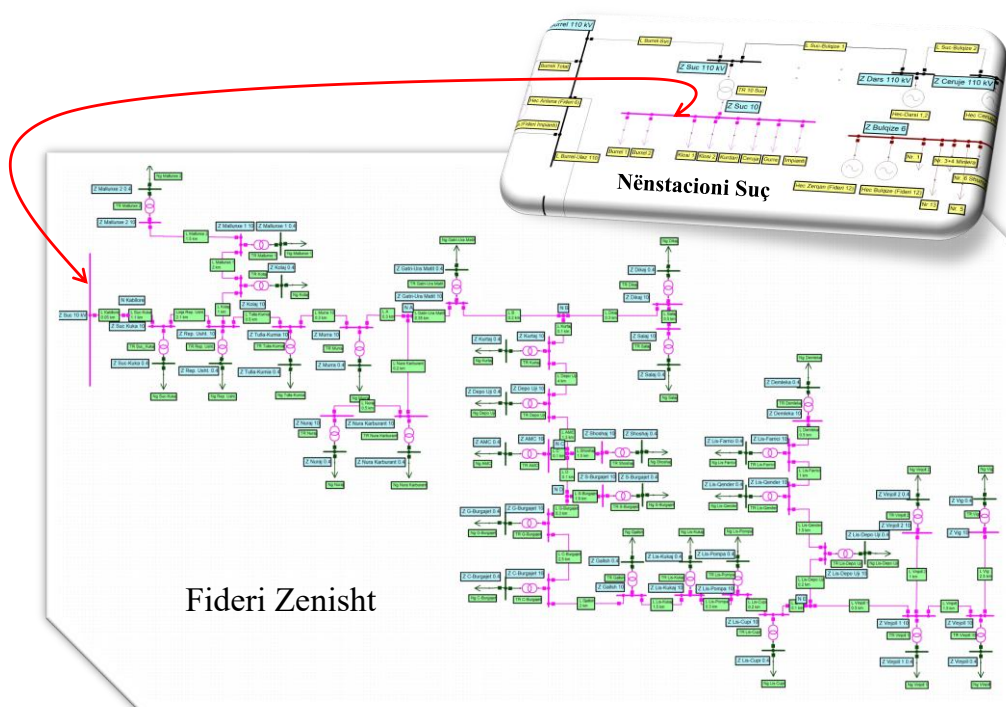


Figura 5.124 Skema njëfazore e fiderit Zenisht i cili furnizohet nga nënstacioni Suç

Në fillim të tij, fideri ka një linjë kabllore për të furnizuar më tej 31 kabinat. Kabina më afër zbarës 10 kV ka emërtimin “Suç-Kuka”, ndërsa ajo e fundit është ajo “Vig”. Sipas të dhënave të paraqitura në Tabelën 5.4. Gjatësia totale e të gjithë përcjellave të këtij fideri është 35.6 km, prej të cilave 16.1 km është gjatësia e pjesës kryesore. Ndërsa pjesa tjetër ju përket degëzimeve nëpër kabina. Ndërkohë ky fider, i cili ka filluar operimin në vitin 1969, furnizon 731 konsumatorë me ngarkesë rurale. Shumica e konsumatorëve janë familjarë, por ka dhe të tillë si për furnizimin e depove të ujit, të stacioneve telefonike, ngarkesa fabrike private etj.

Tabela 5.4 Të dhëna mbi kabinat e Fiderit Zenisht (10 kV, Nënstacioni Suç)

Emërtimi i Nënstacionit	Nr. Kabine	Emërtimi i fiderit/ kabinave	Lloji i Ngarkesës	Gjatësia (km)	Seksioni i përcjellësit	Fuqia e Instaluar në Kabina (kVA)	Viti i ndërtimit	Lloji i Kabinës	Numri i konsumatorëve
NËNSTACIONI SUÇ 110/10		F/Zenisht 10kV	Rurale	35,6	AÇ-90	4210	1969		731
	1	K.El. Suç-Kuka	Rurale	1,1	AÇ-50	50	2002	Shtyllor	11
	2	K.El.Ish Rep.Usht.	Rurale	2,1	AÇ-50	100	2970	Murore	17
	3	K.El.Kolaj	Rurale	1	AÇ-35	100	2001	Shtyllor	12
	4	K.El.Mallunxë 1	Rurale	2	AÇ-16	100	1996	Metalik	21
	5	K.El.Mallunxë 2	Rurale	1,5	AÇ-16	50	1970	Murore	27
	6	K.El.Tulla Komia	Rurale	0,5	AÇ-50	100	1970	Metalik	46
	7	K.El.Murraj Privat	Rurale	0,3	AÇ-25	50	2003	Shtyllor	11
	8	K.El.Nuraj	Rurale	0,5	AÇ-50	100	1985	Metalik	49
	9	K.El.Nuraj Karbur.	Rurale	0,5	AÇ-50	50	2000	Shtyllor	1
	10	K.El.Gatër Ura Mat	Rurale	0,5	AÇ-50	50	1995	Shtyllor	1
	11	K.El.Dikaj	Rurale	0,5	AÇ-25	400	2001	Shtyllor	10
	12	K.El.Salaj	Rurale	0,5	AÇ-25	320	1970	Murore	1
	13	K.El.Kurtaj	Rurale	0,1	AÇ-25	180	2000	Shtyllor	12
	14	K.El.Depo e Ujit	Rurale	4	AÇ-25	30	1982	Metalik	7
	15	K.El.AMC	Rurale	1,4	AÇ-25	30	2007	Shtyllor	1
	16	K.El.Shoshaj	Rurale	1,5	AÇ-25	100	1975	Shtyllor	16
	17	K.El.S. Burgajet	Rurale	2	AÇ-25	400	1970	Murore	62
	18	K.El.G. Burgajet	Rurale	0,3	AÇ-16	100	2002	Shtyllor	24
	19	K.El.C. Burgajet	Rurale	2,5	AÇ-16	100	1970	Murore	50
	20	K.El.Gjalish	Rurale	2	AÇ-16	180	1970	Murore	63
	21	K.El.Lis Kukaj	Rurale	1,5	AÇ-16	100	1983	Murore	38
	22	K.El.Lis Pompa	Rurale	0,3	AÇ-25	250	1985	Murore	1
	23	K.El.Lis Çupi	Rurale	0,2	AÇ-25	100	2002	Shtyllor	15
	24	K.El.Lis Depo Uji	Rurale	0,3	AÇ-25	100	2006	Shtyllor	7
	25	K.El.Lis Qendër	Rurale	1,5	AÇ-25	250	1970	Murore	74
	26	K.El.Lis Farricaj	Rurale	1	AÇ-25	320	1995	Murore	35
	27	K.El.Demleka	Rurale	0,5	AÇ-25	100	2002	Shtyllor	28
	28	K.El.Vinjoll Privat	Industriale	0,5	AÇ-25	100	1992	Shtyllor	1
	29	K.El.Vinjoll 2	Rurale	1	AÇ-25	100	2001	Metalik	41
	30	K.El.Vinjoll	Rurale	1,5	AÇ-25	100	1970	Murore	18
	31	K.El.Vig	Rurale	2,5	AÇ-25	100	1970	Murore	31

Bazuar në të gjithë të dhënat e grumbulluara për këtë fider, fillimisht do të analizohen parametrat elektrik të gjendjes aktuale të tij (skenari bazë), e më tej do të studiohet mundësia e integrimit të sistemeve të vogla FV përgjatë tij. Për më tepër, Figura 5.125 paraqet hapat e ndjekur për studimin e këtij integrimi në Fiderin Zenisht. Një studim i ngjashëm, por duke përdorur softin Dlg Silent, është publikuar në referencën [184].

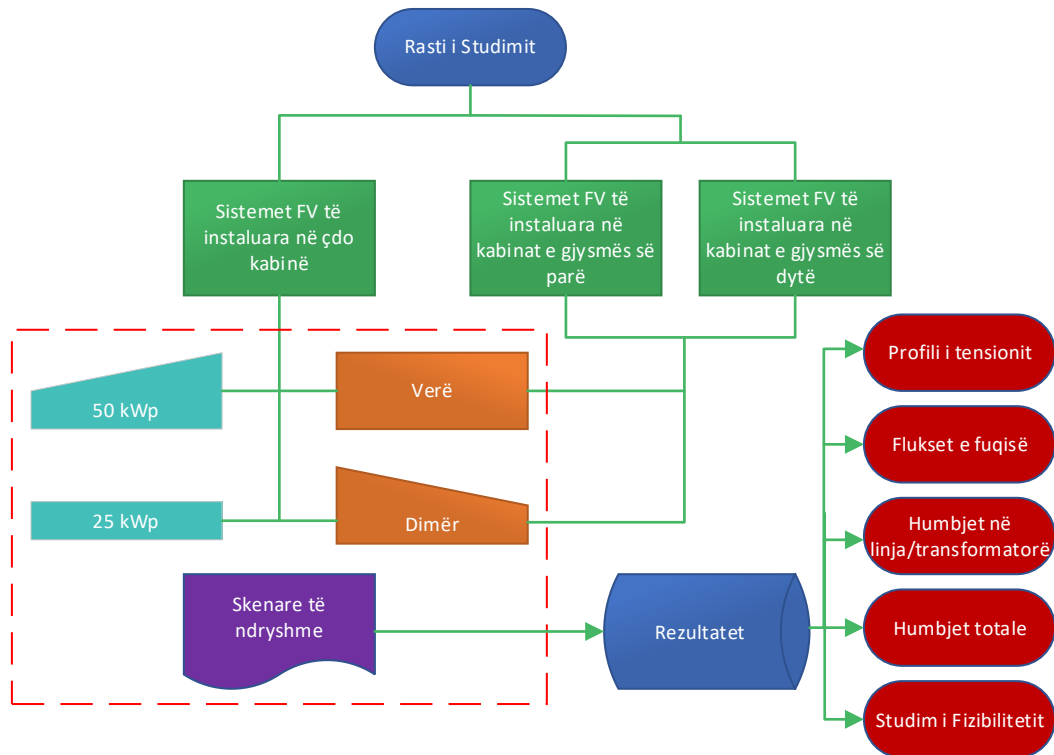


Figura 5.125 Skenarët e integrimit të sistemeve FV në një fider radial

5.2.5.4 (a) Situata aktuale (Skenari bazë)

Fillimisht janë analizuar parametrat elektrike të skemës aktuale të fiderit Zenisht. Për këtë janë përdorur të dhënat e profilit orar të ngarkesës për muajt Qershor dhe Dhjetor. Kështu, Figura 5.126 paraqet profilin e rrymës maksimale (në njësi relative) të këtij fideri për muajt Qershor dhe Dhjetor. Natyrisht që në dimër ngarkesa është më e lartë se në verë.

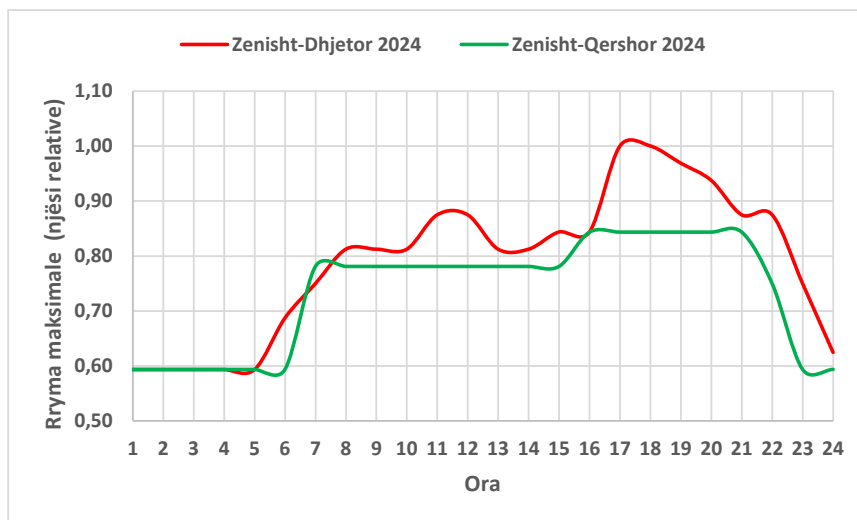


Figura 5.126 Profili i ngarkesës së fiderit Zenisht për muajt Qershor dhe Dhjetor

Nga ana tjetër, në Figurën 5.127 paraqiten fuqia e plotë e transformatorit dhe ngarkesës maksimale të lidhur me të, për çdo kabinë elektrike. Shihet se përgjithësisht ngarkesa është shumë më vogël se fuqia e instaluar e transformatorit. Po ashtu, transformatorët më të vegjël e kanë kapacitetin 30 kVA (2 të tillë) apo 50 kVA (7 të tillë). Ndërsa 2 transformatorët më të mëdhenj e kanë fuqinë 400 kVA.

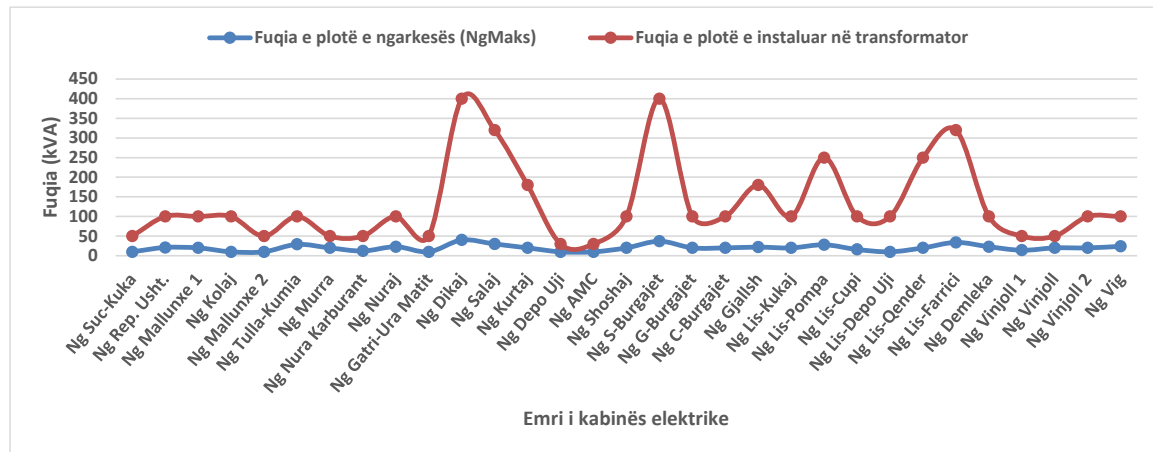


Figura 5.127 Fuqia e plotë e ngarkesave dhe transformatorëve në çdo kabinë

Bazuar në të dhënat e përdorura, nga simulimet në Neplan, janë analizuar parametrat elektrike për situatën aktuale të këtij fideri.

Nivelet e tensionit në zbarë: Fideri Zenisht furnizohet nëpërmjet zbarës 10 kV të nënstacionit Suç (shih Figurën 5.124). Në këtë zbarë furnizohen edhe 8 fiderat të tjerë rural dhe industrial. Gjithashtu, nivelet e tensionit në këtë nënstacion janë relativisht të larta (siç u diskutua më herët) për shkak edhe të pranisë së HEC-eve në nënstacionet që lidhen me të. Për këtë arsye, edhe profili orar i tensionit në zbarën 10 kV arrin vlera relativisht të larta, të treguara në Figurën 5.128. Nivelet më të larta të tensionit gjatë dimrit, arrijnë në orët e para të mëngjesit kur ngarkesa është më e ulët.

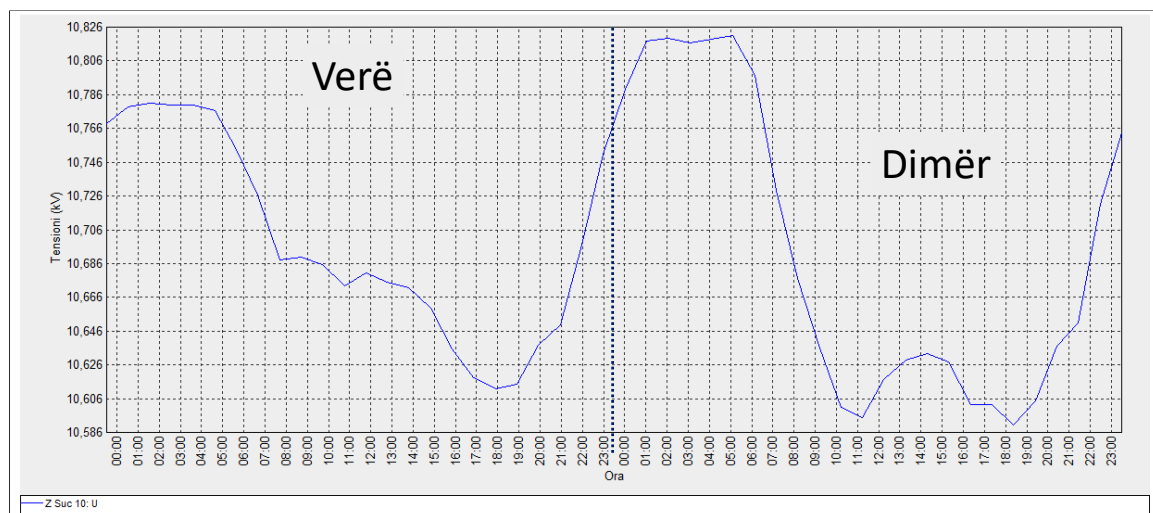


Figura 5.128 Profili i tensionit në zbarën 10 kV ku është lidhur fideri

Është me interes të shihet se sa luhatet niveli i tensionit përgjatë gjithë fiderit në TU, për të respektuar kodin e shpërndarjes (90%-105% të tensionit nominal). Për këtë arsye, në Figurën 5.129 është ndërtuar diapazoni i tensionit në zbarat TU (0.4 kV) të çdo kabine. Shihet që diapazonet e tensionit në çdo kabinë është brenda normave të duhura. Kjo vjen edhe si pasojë e një tensioni të

zbarën 10 kV, nga ku furnizohet ky fider. Për më tepër, shihet që tensioni më i lartë arrihet në zbarën e kabinës së parë “Suç-Kuka”. Ndërsa tensioni më i ulët arrin tek ajo “Vinjoll”. Në këtë kontekst, janë analizuar profilet e tensionit në këto 2 kabina. Në mënyrë të ngjashme, profili i tensionit në referencën [185] tregon se tensioni zvogëlohet me rritjen e distancës nga burimi. Ndërkohë, dallimi në këtë punim është tek kontrolli i faktorit të fuqisë. Për më tepër, referenca [186] tregon se Faktori i Fuqisë i mbajtur në vlerën 1 shkakton një rritje në nivelet e tensionit krahasuar me Faktorin e Fuqisë konstant prej 0.99.

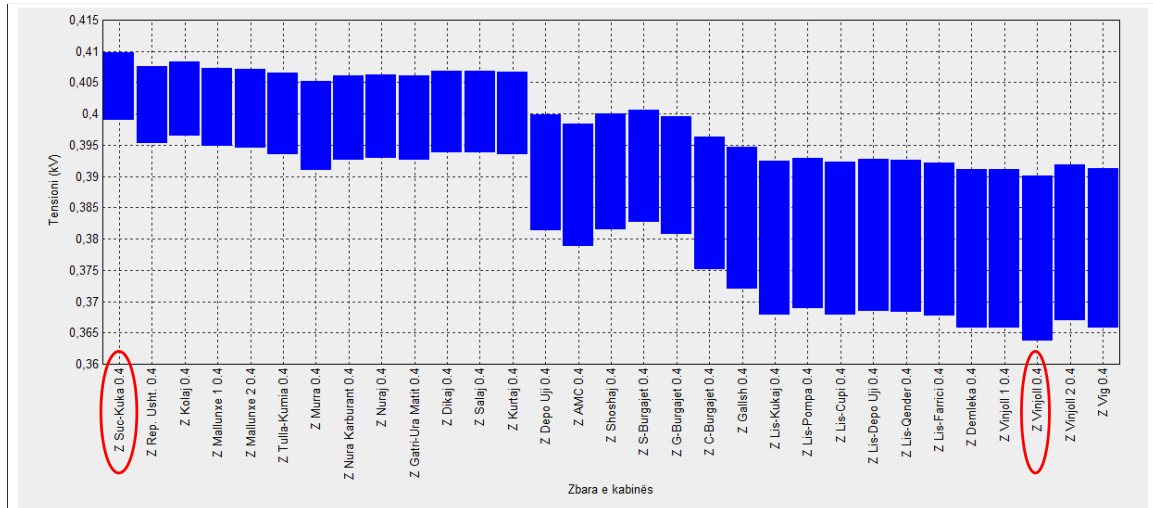


Figura 5.129 Diapazoni i ndryshimit të tensionit në çdo zbarë kabine (niveli 0.4 kV)

Kështu, Figura 5.130 paraqet profilin e tensionit në zbarën TU të kabinës së parë të tensionit. Shihet që pothuajse në çdo orar, niveli i tensionit është mbi atë nominal (0.4 kV), përveç se në dimër në intervalin 17:00-19:30.

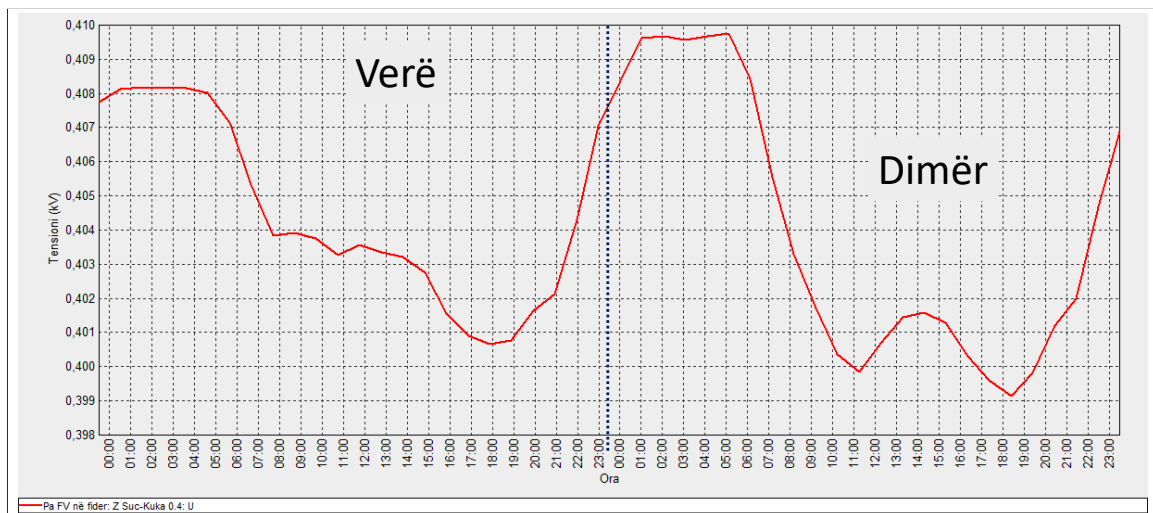


Figura 5.130 Profili i tensionit në zbarën e kabinës së parë Suç-Kuka

Ndërkohë, nga Figura 5.131 tregohet se tensioni në zbarat e kabinës Vig është gjithmonë nën tensionin nominal. Madje gjatë dimrit, rreth orës 18:00 tensioni arrin deri në 91% të tensionit nominal. Gjithsesi, kjo vlerë është brenda diapazonit të kërkuar të tensionit.

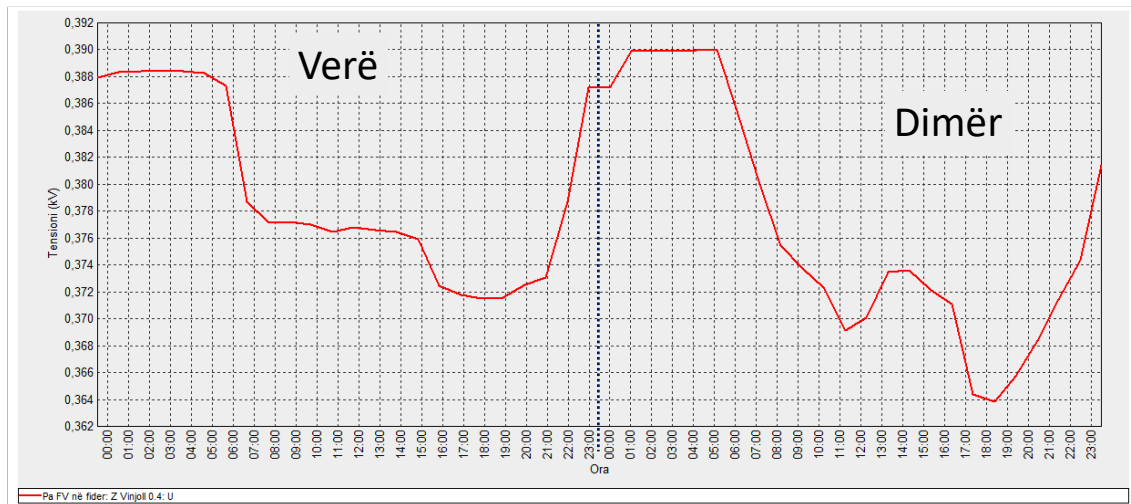


Figura 5.131 Profili i tensionit në zbarën e kabinës Vinjoll

Flukset e fuqisë aktive në kabina dhe në linja: Figura 5.132 paraqet diapazonin e ngarkesës në çdo kabinë të fiderit Zenisht. Shihet se kabinat kanë ngarkesa relativisht të vogla, nga 5 kW deri në 35 kW. I gjithë fideri ka një ngarkesë maksimale rreth 600 kW. Duke krahasuar këtë vlerë me ngarkesat në fiderat e tjerë të këtij nënstacioni (shih Figurën 5.133), rezulton se fideri Zenisht ka një ngarkesë mesatare.

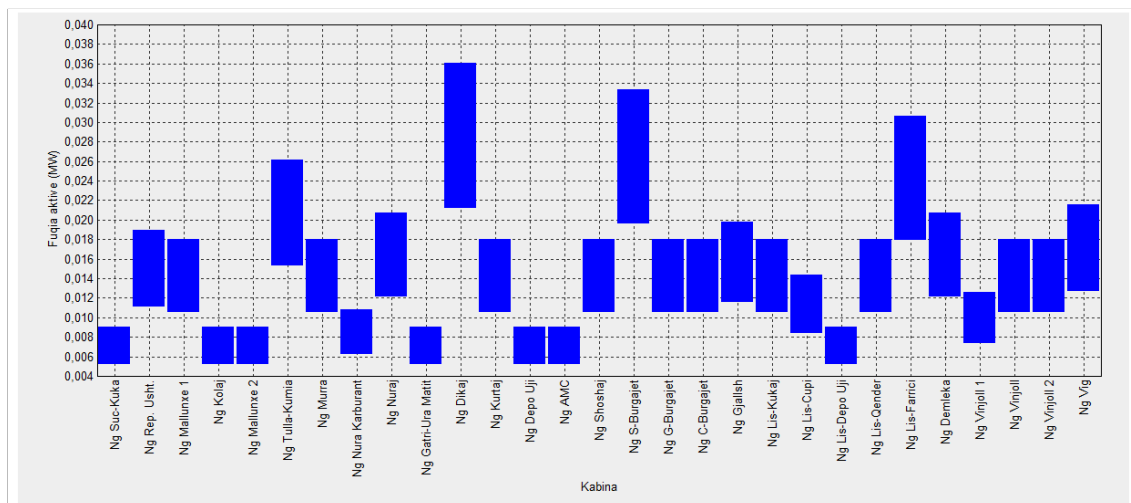


Figura 5.132 Diapazoni i flukseve të fuqisë aktive në kabinat e fiderit Zenisht

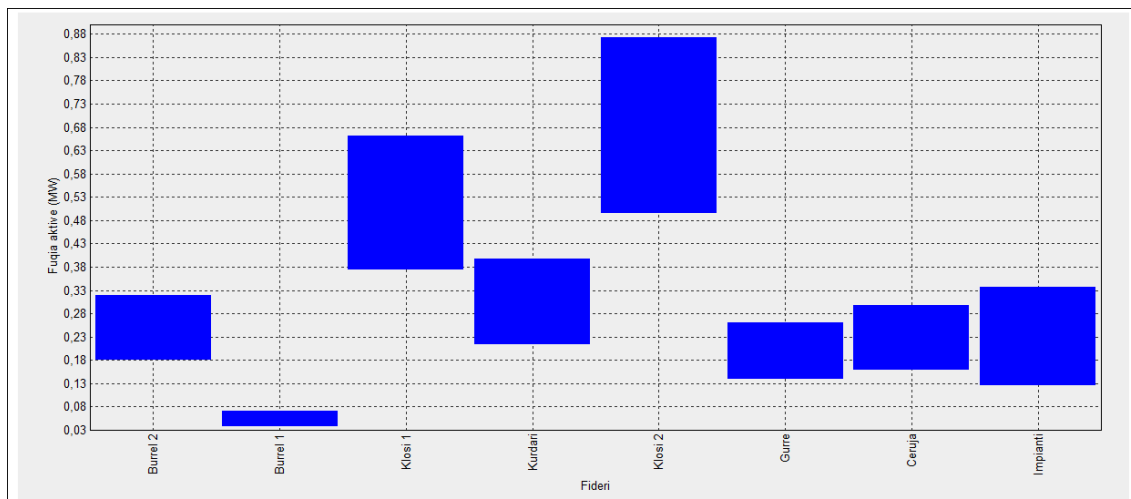


Figura 5.133 Diapazoni i flukseve të fuqisë aktive në fiderat e tjerë të nënstacionit Suç

Ndërkohë, për të analizuar flukset e fuqisë aktive që kalon në këtë fider sipas orëve të ndryshme, është ndërtuar grafiku në Figurën 5.134.

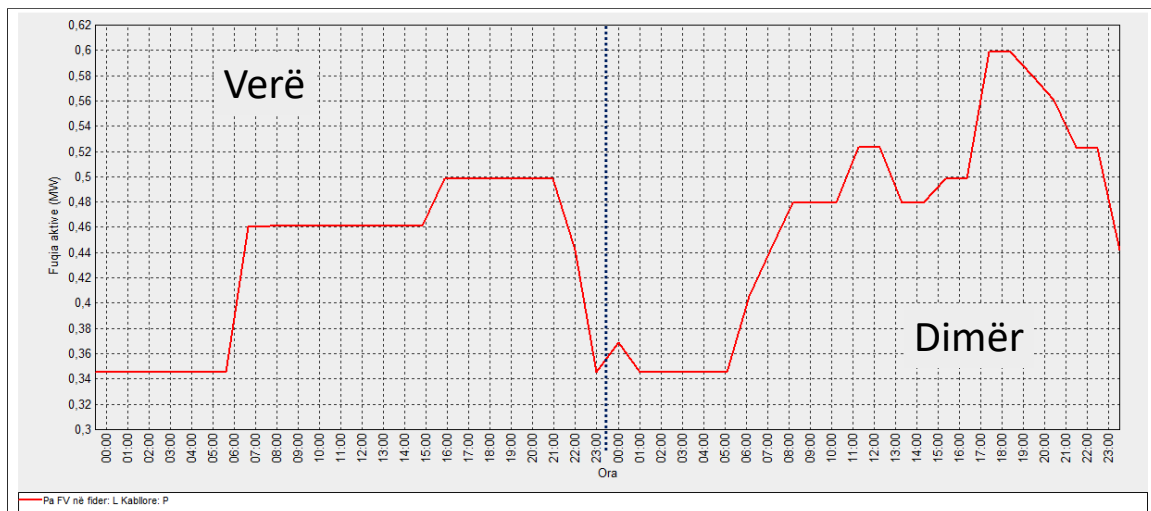


Figura 5.134 Profili i fluksit të fuqisë aktive në fiderin Zenisht

Ky grafik tregon flukset që kalojnë në linjën kablllore, në hyrje të fiderit. Shihet që gjatë dimrit ngarkesa maksimale arrin rreth orës 18:00. Ndërsa minimumi në të dy stinët, shfaqet gjatë orëve të para të mëngjesit.

5.2.5.4 (b) Instalimi i sistemeve FV në çdo kabinë të fiderit

Në këtë seksion është studiuar ndikimi që do të kishte instalimi i sistemeve FV në çdo kabinë elektrike të Fiderit Zenisht. Kështu, Figura 5.135 paraqet integrimin e sistemeve FV në të gjitha kabinat (31 të tilla).

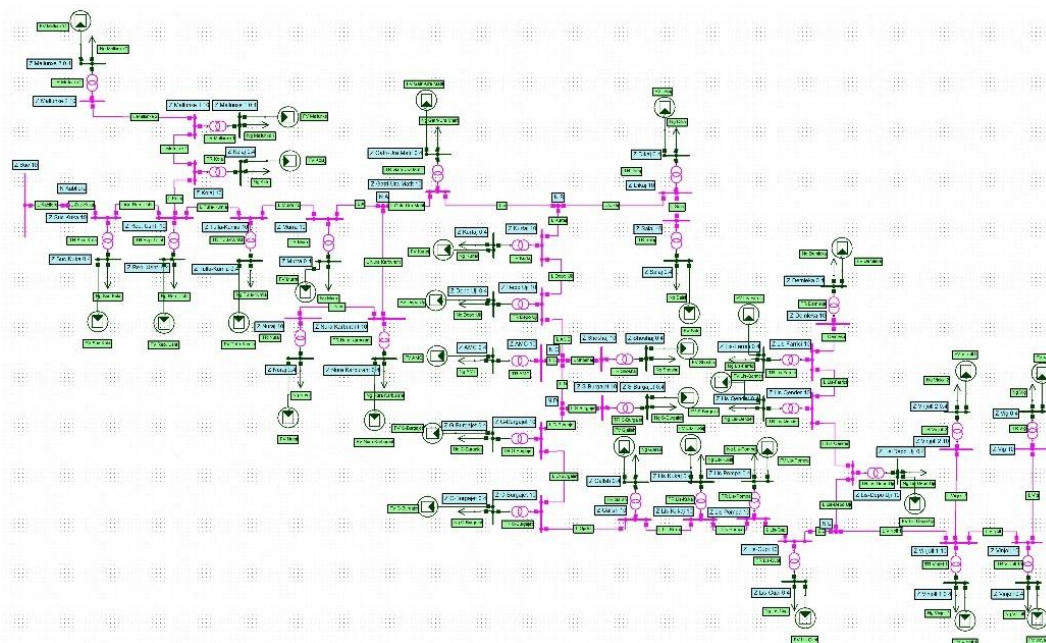


Figura 5.135 Integrimi i sistemeve FV në çdo kabinë të Fiderit Zenisht

Duke u analizuar fuqia e ngarkesave dhe transformatorëve, do të shihen si raste studimi instalimet e sistemeve FV me fuqi 50 kWp dhe 25 kWp. Për këtë arsye, janë analizuar dhe krahasuar 3

skenarë të ndryshëm për të trajtuar ndikimin që do të kishin këto sisteme FV, me pikë lidhje në zbarat 0.4 kV:

- Skenari 1: Pa FV (skenari bazë)
- Skenari 2: 50 kWp FV në çdo kabinë të fiderit
- Skenari 3: 25 kWp FV në çdo kabinë të fiderit

Nivelet e tensionit në zbara: Për skenarin bazë, nga Figura 5.129 u analizua që niveli i tensionit ishte brenda normave. Nga ana tjetër, në Figurën 5.136 shihet që instalimi i sistemeve FV prej 50 kWp në çdo kabinë, do të rriste tej mase nivelin e tensionit (sidomos në gjysmën e dytë të fiderit). Pra ky skenar nuk do të ishte i përshtatshëm. Ndërsa tensioni minimal është mbi 90% të tensionit nominal. Në të njëjtën mënyrë, për integrimin 80% të PV, referenca [63] tregon një rritje të tensionit përtej 1.5 p.u. në fund të linjës.

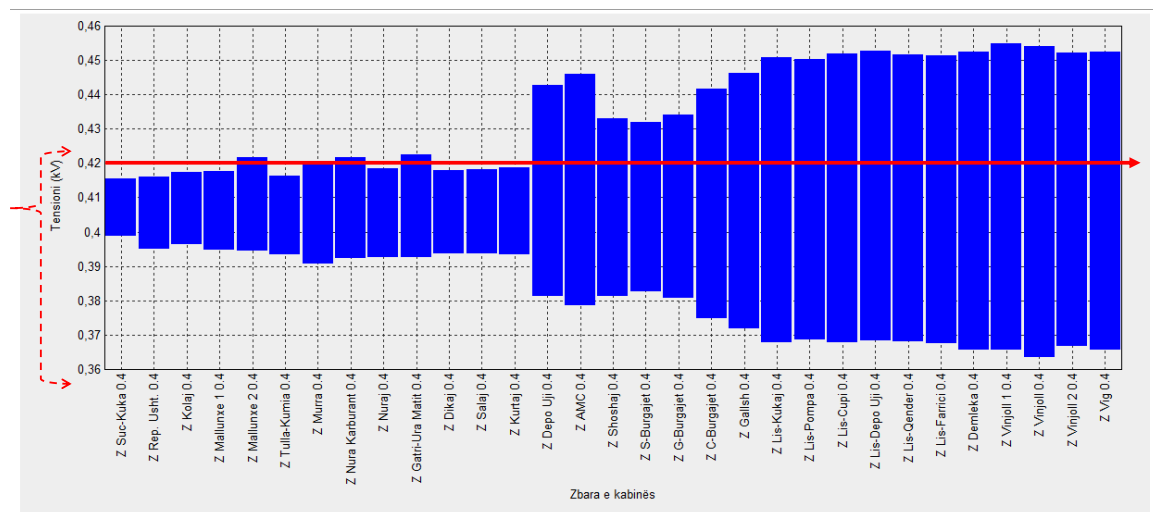


Figura 5.136 Diapazoni i tensionit për skenarin 50 kWp FV në çdo kabinë të fiderit

Në këtë mënyrë kapaciteti i instaluar i sistemeve FV duhet të ulet. Për këtë qëllim, në Figurën 5.137 është ndërtuar grafiku i diapazonit të tensionit, nëse do të instalohej nga një sistem FV prej 25 kWp në çdo kabinë. Në këtë skenar, dallohet se diapazoni i tensionit respekton limitet e kodit të shpërndarjes. Pra ky është skenari i duhur, duke konsideruar nivelin e tensionit përgjatë fiderit.

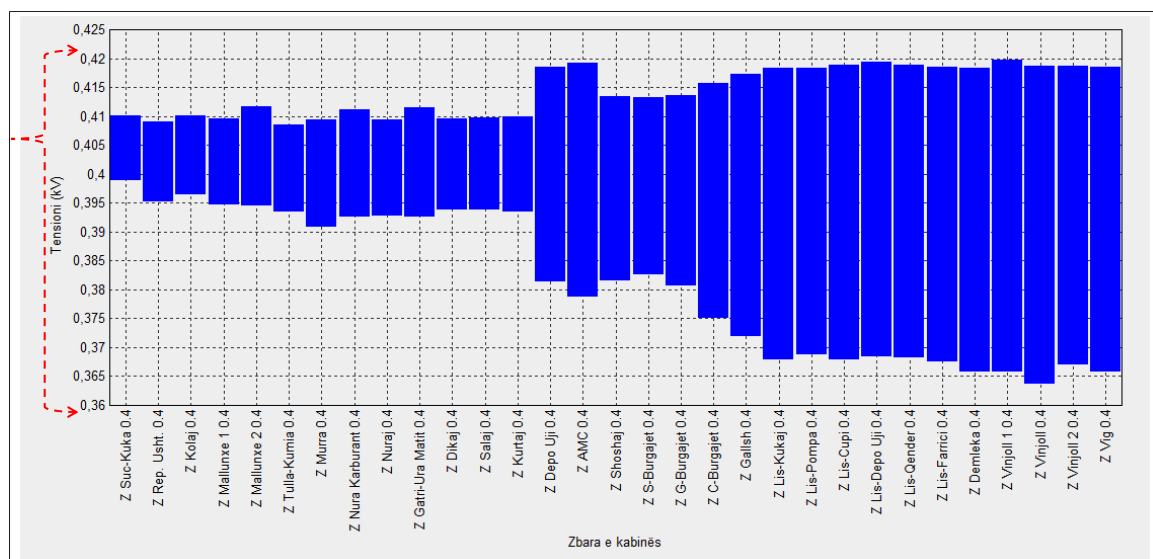


Figura 5.137 Diapazoni i tensionit për skenarin 25 kWp FV në çdo kabinë të fiderit

Për më tepër, Figura 5.138 paraqet profilin e tensionit në kabinën e parë të fiderit, për të tre skenarët. Instalimi i një sistemi FV 50 kWp do të rriste tensionin më shumë sesa ai 25 kWp. Megjithatë, në të dy skenarët nivelet e tensionit do të ishin brenda normave në këtë kabinë.

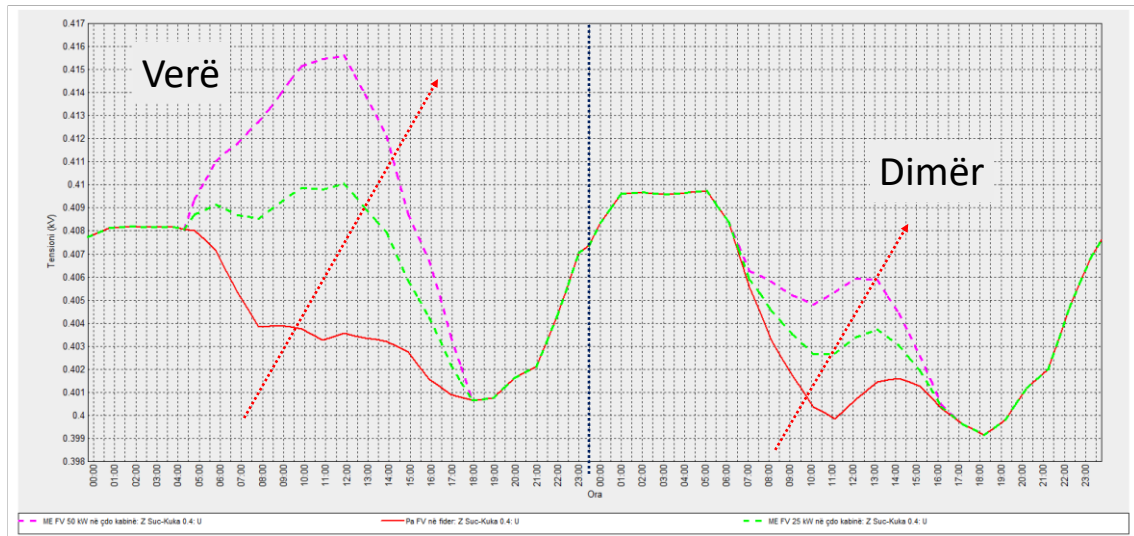


Figura 5.138 Profili i tensionit në kabinën e parë për instalim sistemi FV në çdo kabinë

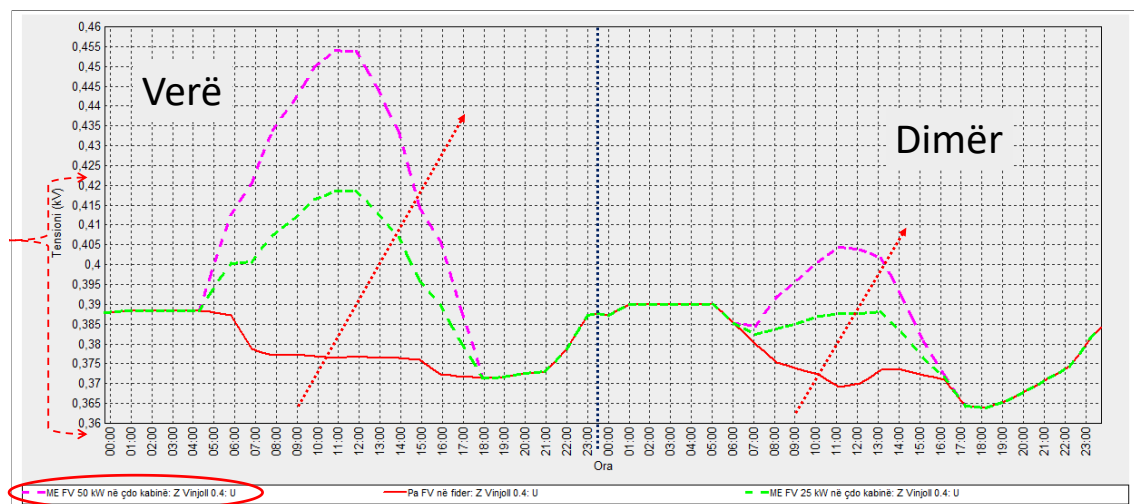


Figura 5.139 Profili i tensionit në kabinën me tensionin më të ulët për instalim sistemi FV në çdo kabinë

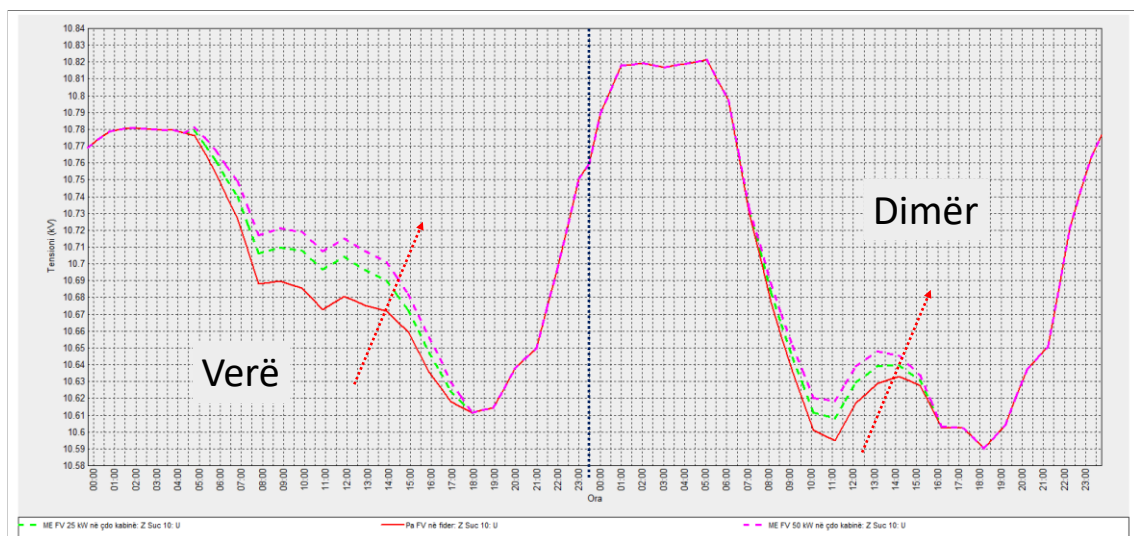


Figura 5.140 Profili i tensionit në zbarën 10 kV Suç për instalim sistemi FV në çdo kabinë

Por situata nuk është aq e qëndrueshme për kabinat afër fundit të fiderit. Për shembull, Figura 5.139 paraqet profilin e tensionit për kabinën Vinjoll, e cila ka tensionin më të ulët ndër të tjerat. Në këtë rast shihet se instalimi i një sistemi 50 kWp në këtë kabinë do të rriste jashtë limiteve të lejuara, nivelin e tensionit në verë. Ndërsa në dimër, tensioni është gjithmonë brenda standardeve.

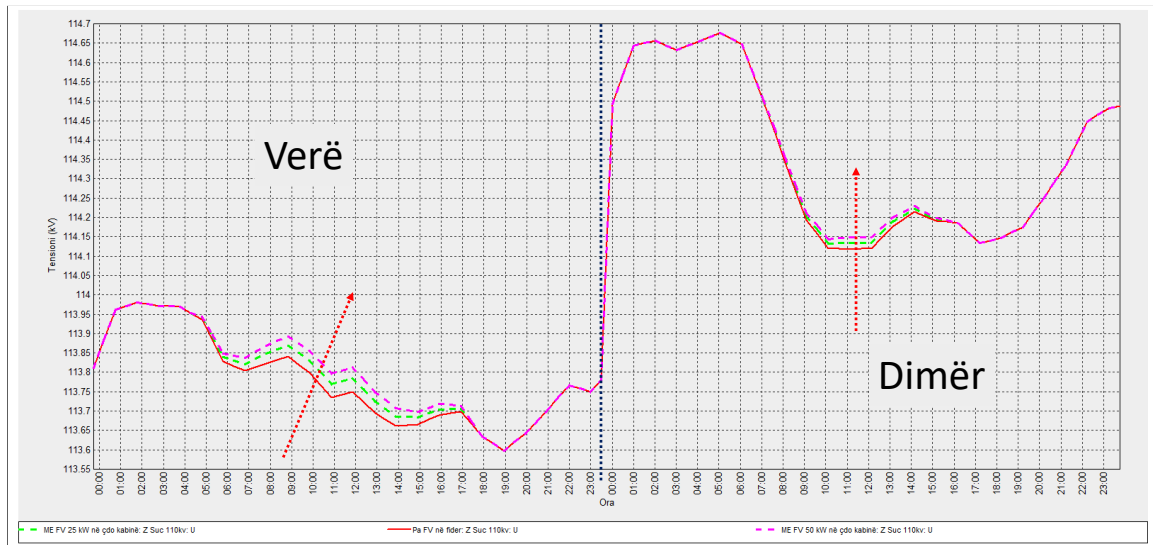


Figura 5.141 Profili i tensionit në zbarën 110 kV Suç për instalim sistemi FV në çdo kabinë

Madje, këto sisteme do të ndikojnë edhe profilin e tensionit në zbarën 110 kV të nënstacionit Suç. Për shembull, sipas Figura 5.141 ky niveli tensioni do të rritej maksimumi deri në 0.4% gjatë verës.

Flukset e fuqisë aktive në linja: Një linjë kabllore është instaluar në fillim të fiderit, për të furnizuar më tej me energji të gjithë kabinat. Kështu, Figura 5.142 paraqet profilin e flukseve të fuqisë aktive në këtë linjë kabllore. Shihet që gjatë orëve me diell gjatë verës, instalimi i këtyre sistemeve FV në kabina, jo vetëm që do të plotësonte kërkesën për energji të konsumatorët, por do të krijonte edhe një tepriçë energjie në formë fluksesh të kundërta (vlerat negative). Në një kohë që sistemet FV prej 50 kWp do të krijonte flukse të kundërta deri në 1 MWp, ata me fuqi 25 kWp do të krijonin deri në 0.3 MWp. Situata gjatë dimrit do të ishte pak ndryshe. Skenari 25 kWp s'do të krijonte tepriçë energjie, kurse skenari 50 kWp do përmbushte kërkesën për energji.

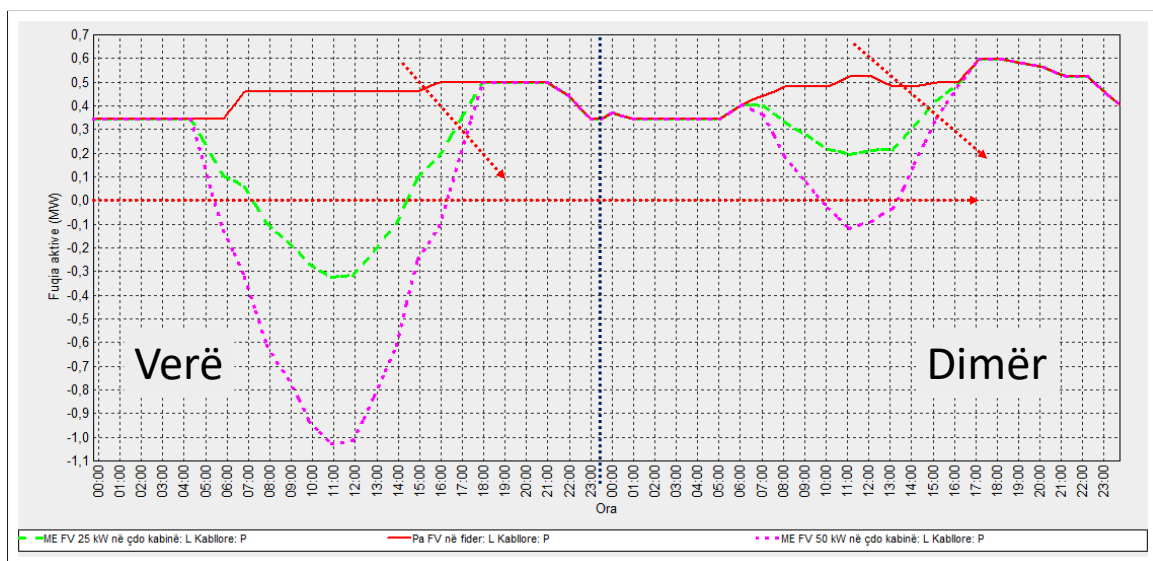


Figura 5.142 Profili i fuqisë aktive në hyrje të fiderit për instalim sistemi FV në çdo kabinë

Këto flukse do të ndryshonin ngarkesën në linjën kryesore kabllore të fiderit. Figura 5.143 tregon që skenari 50 kWp do të mbingarkonte linjën kabllore gjatë verës edhe më shumë sesa skenari pa FV. Ndërsa skenari 25 kWp do të sillte uljen e ngarkesës në linjë. Në dimër, situata është e njëjtë në të dy skenarët.

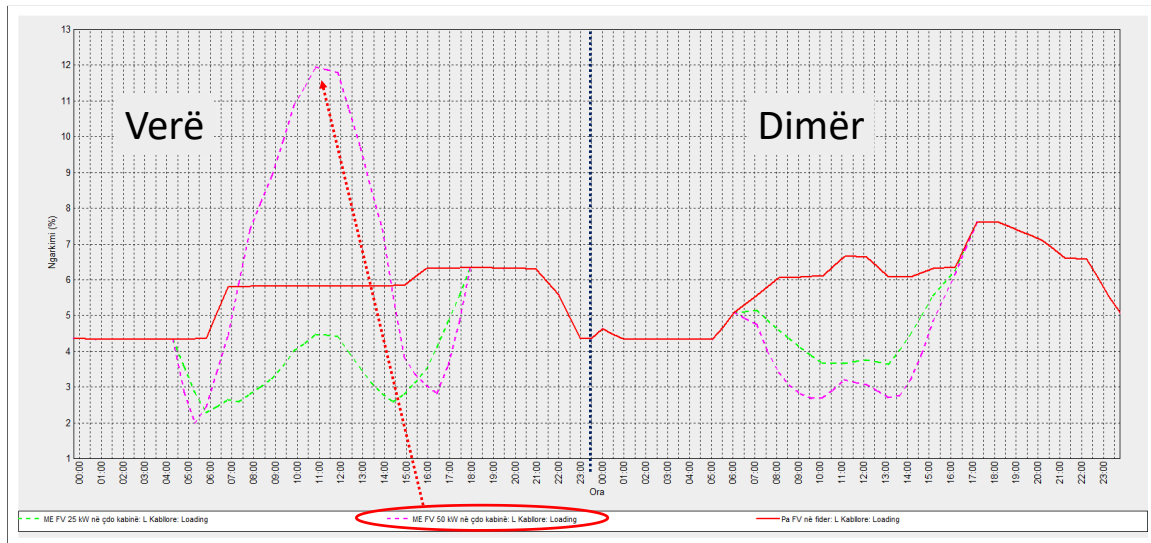


Figura 5.143 Profili i ngarkimit të linjës kryesore për instalim sistemi FV në çdo kabinë

Plotësimi i kërkesës për energji nga sistemet FV, do të sillte uljen e kërkesës nga rrjeti i transmetimit, nga ku furnizohet nënstationi Suç. Në këtë kontekst, Figura 5.144 paraqiten profilet e flukseve të fuqisë në linjën e transmetimit Burrel-Suç, për 3 skenarët e marrë në studim. Gjatë verës, deri në mesditë, do të shfaqeshin teprica energjie. Këto flukse të kundërta do të shkonin drejt nënstationit 220 kV Burrel. Pas mesditës, kërkesa për energji rritet dhe vlerat flukset shkojnë drejt nënstationit Suç për të furnizuar edhe fiderat e tjerë.

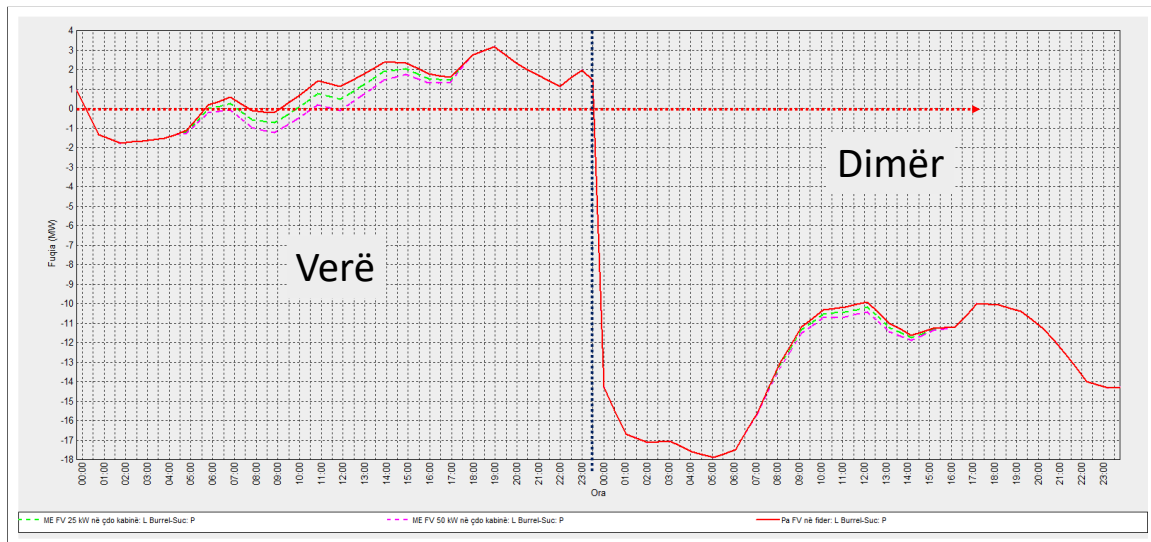


Figura 5.144 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Burrel-Suç për instalim sistemi FV në çdo kabinë

Ky ndryshim fluksesh do të ndikonin edhe në ngarkimin e kësaj linje (shiko Figurën 5.145). Gjatë verës, ngarkimi i linjës do të zvogëlohej me rritjen e kapacitetit të instaluar të FV. Ndërsa gjatë dimrit, ngarkimi i linjës do të rritej. Kjo ndodh për shkak të flukseve të larta të gjeneruar nga HEC-et. Nga ana tjetër, në linjën Suç-Bulqizë, ndikimi është me i vogël duke konsideruar rezultatet e marra nga simulimet.

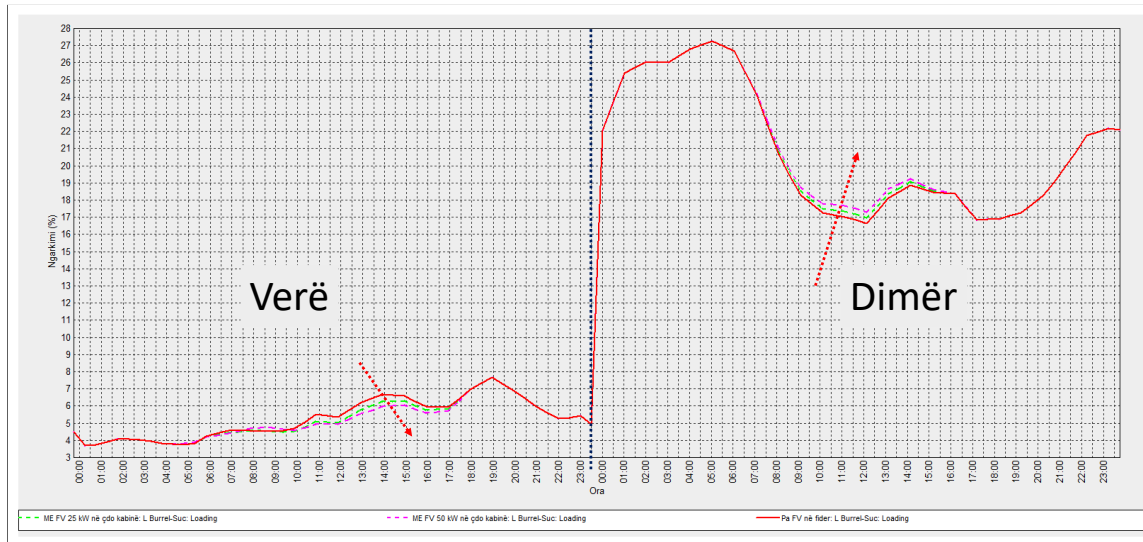


Figura 5.145 Profili i ngarkimit të linjës Burrel-Suç për instalim sistemi FV në çdo kabinë

Humbjet e fuqisë aktive: Figura 5.146 paraqet profilin orar të humbjeve të fuqisë aktive në të gjithë rajonin për skenarë të ndryshëm.

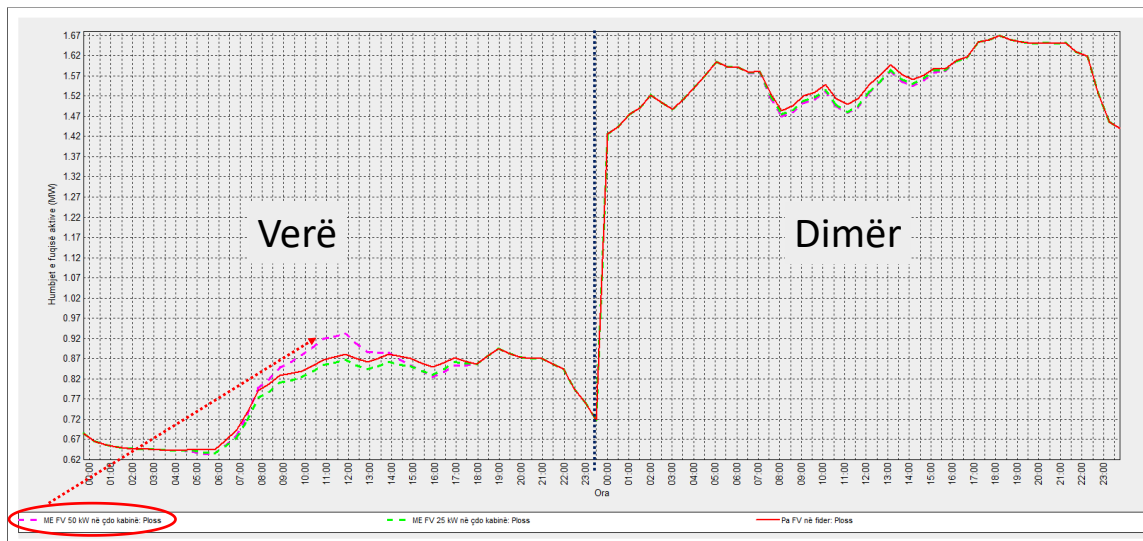


Figura 5.146 Profili i humbjeve të fuqisë aktive për instalim sistemi FV në çdo kabinë

Gjatë verës, instalimi i sistemeve 50 kWp do të rriste më shumë humbjet e fuqisë të Rajonit të Burrelit. E kundërt është situata në skenarin 25 kWp. Ndërsa gjatë dimrit humbjet do të zvogëloheshin në të dy rastet

Humbjet ditore të energjisë: Nga ana tjetër janë llogaritur humbjet ditore të energjisë në verë dhe në dimër për të tre skenarët. Më tej janë llogaritur ndryshimet në % midis skenarëve me FV krahasuar me atë bazë (pa FV). Kështu, Figura 5.147 (a) këto ndryshime për stinën e verës. Shihet se për skenarin 50 kWp, humbjet ditore të energjisë të zonës 10 kV do të rriteshin me 35%, duke rritur në fund humbjet totale të energjisë ditore në rajon me 0.57%. Pra ky skenar nuk do të ishte i arsyeshëm. Ndërkohë skenari 25 kWp do të zvogëlonte humbjet ditore të energjisë në zonën 10 kV me 31%. Ndërsa gjatë dimrit (shih Figurën 5.147 (b)) humbjet ditore do të uleshin në të 2 skenarët. Megjithatë, skenari 50 kWp do të ulte humbjet në zonën 10 kV me rreth 5% më shumë sesa skenari tjetër. Kjo do të ulte humbjet totale me 0.36% (krahasuar me 0.27% të skenarit 25 kWp).

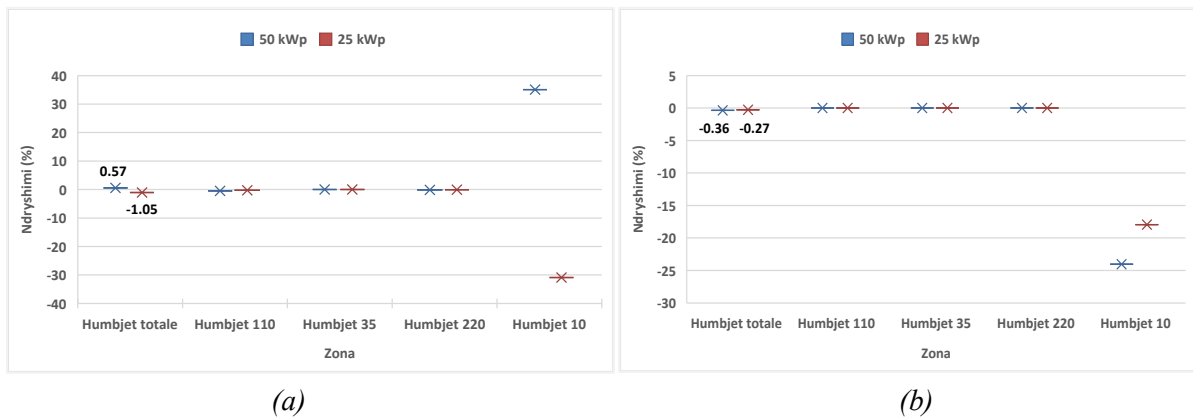


Figura 5.147 Ndryshimi humbjeve të energjisë ditore për instalim sistemi FV në çdo kabinë, në: (a) verë dhe (b) dimër

5.2.5.4 (c) Instalimi i sistemeve FV në kabinat e gjysmës së parë/ dytë të fiderit

Sistemet FV mund të mos instalohen në të gjitha kabinat për arsye të ndryshme tekniko-ekonomike. Kështu, do të analizohen skenarë të tjerë, duke i shpërndarë sistemet FV në kabinat e fillimit apo të fundit të fiderit. Për shembull, në Figurën 5.148 tregohet e rrethuar zona ku janë instaluar sistemet FV në 15 kabinat e para të fiderit. Ndërkohë, që instalimi në 15 kabinat e fundit, përbën skenarin tjetër.

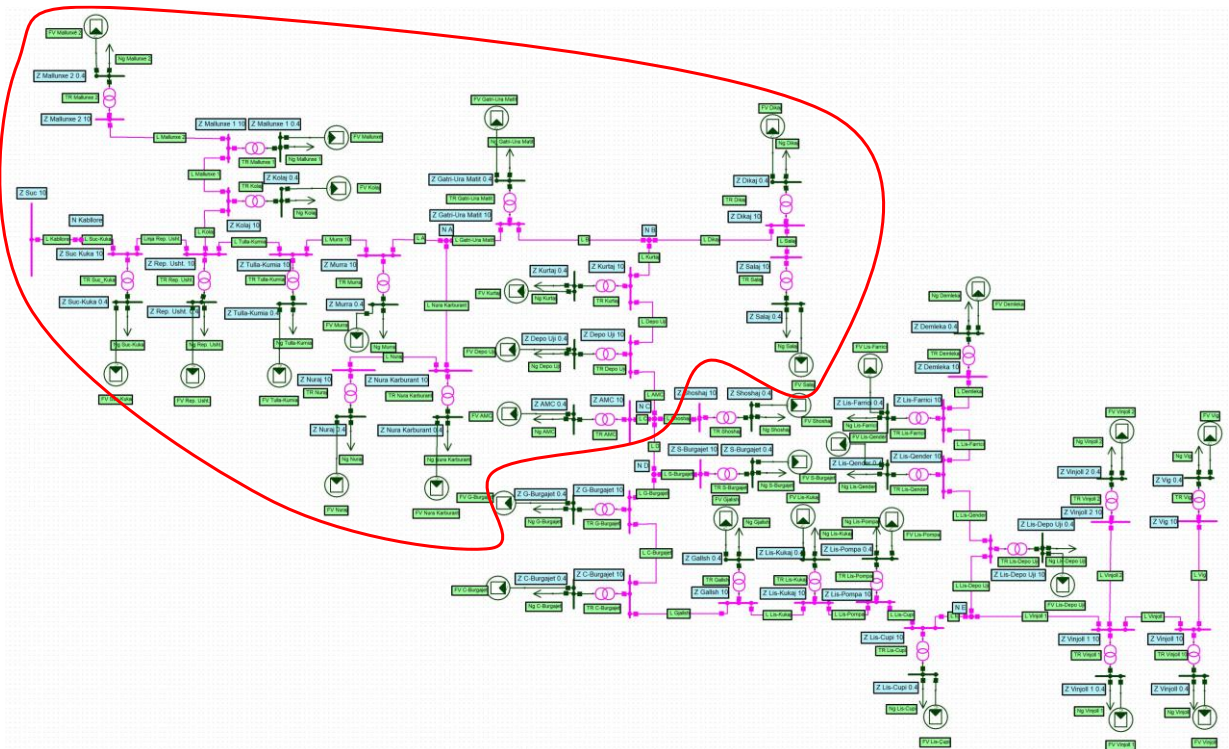


Figura 5.148 Gjysma e kabinave (15) në fillim të fiderit ku janë instaluar sistemet FV

Siç u analizua nga Figura 5.127, ngarkesa është relativisht e vogël krahasuar me fuqinë e instaluar të transformatorëve nga të cilët ushqehet. Për të trajnuar instalimin e sistemeve FV në fillim dhe në fund të fiderit, janë ndarë ngarkesat dhe kapacitetet e transformatorëve në 2 pjesë. Kështu, Figura 5.149 paraqet shumën e ngarkesave maksimale dhe fuqive të transformatorëve, përkatësisht për skenarët e gjysmës së parë dhe të dytë të fiderit.

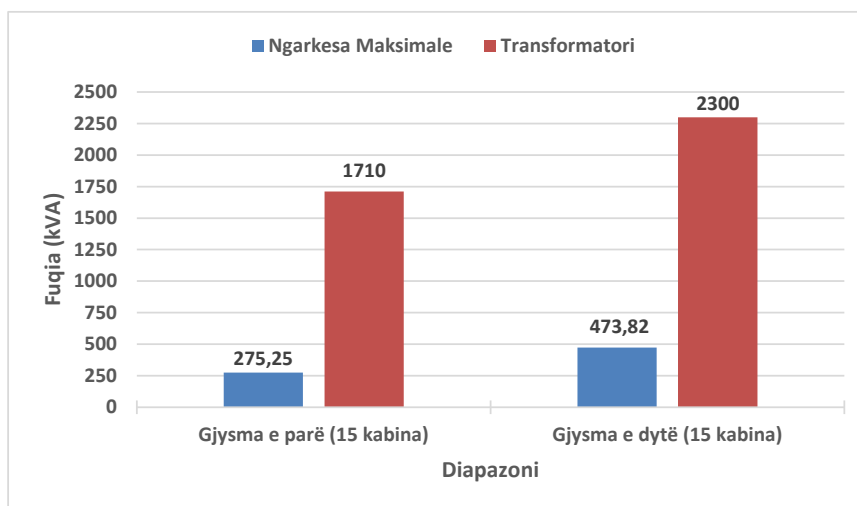


Figura 5.149 Ngarkesa maksimale dhe fuqia e transformatorëve në gjysmën e parë dhe të dytë të fiderit

Përfundimisht do të analizohen dhe krahasohen 5 skenarët e mëposhtëm mbi instalimin e sistemeve të vogla FV në gjysmën e parë dhe të dytë të fiderit radial:

- Skenari 1: Pa FV (skenari bazë)
- Skenari 2: **50 kWp** FV në çdo kabinë të **gjysmës së parë** të fiderit
- Skenari 3: **25 kWp** FV në çdo kabinë të **gjysmës së parë** të fiderit
- Skenari 4: **50 kWp** FV në çdo kabinë të **gjysmës së dytë** të fiderit
- Skenari 5: **25 kWp** FV në çdo kabinë të **gjysmës së dytë** të fiderit

Nivelet e tensionit në zbara: Figura 5.150 paraqet diapazonin e ndryshimit të tensionit nëse në 15 kabinat e para do të instaloheshin sisteme FV me kapacitet secili 50 kWp. Shihet se në këtë skenar, nivelet e tensionit janë brenda limiteve të duhura në çdo kabinë. Vlerat me të larta janë në 2 kabinat në mes të fiderit për shkak se furnizojnë konsumatorë më fuqi të ulët, si pompa uji apo stacione antenash telefonike.

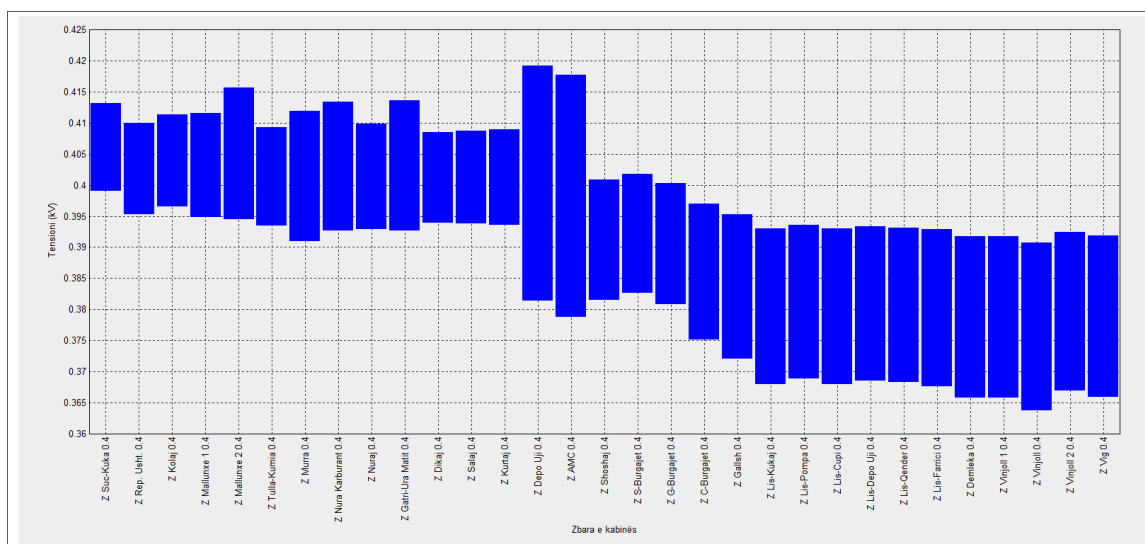


Figura 5.150 Diapazoni i tensionit për skenarin 50 kWp FV në çdo kabinë të gjysmës së parë të fiderit

Edhe në skenarin e instalimit të sistemeve FV prej 25 kWp, niveli i tensioneve është brenda standardeve (shiko Figurën 5.151). Gjithashtu ky skenar përmirëson nivelet e tensionit nëpër kabina.

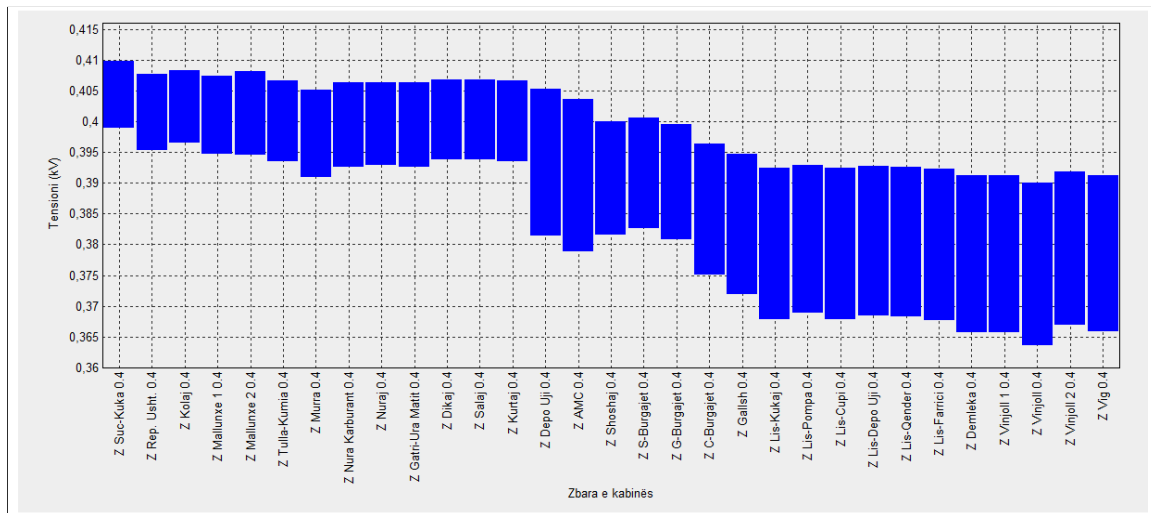


Figura 5.151 Diapazoni i tensionit për skenarin 25 kWp FV në çdo kabinë të gjysmës së parë të fiderit

Nga ana tjetër, instalimi i sistemeve FV në 15 kabinat e gjysmës e dytë të fiderit sjell një situatë të re. Për shembull, Figura 5.152 paraqet këtë ndikim tek luhatjet e tensionit kur instalohen sisteme FV me fuqi të instaluar 50 kWp secili. Shihet që në kabinat e gjysmës së dy të fiderit, tensioni kalon limitin 105% që imponohet nga kodi i shpërndarjes. Madje në disa kabina afër fundit të fiderit, tensioni rritet deri në 11.2% të tensionit nominal. Kjo vlerë është e papranueshme dhe më shumë se 2-fishi i luhatjes së lejuar. Për këtë arsye ky skenar nuk do të ishte i përshtatshëm. Në mënyrë të ngjashme, referenca [115] tregon se metoda 'Prapa' shkakton probleme të tensionit në komponentët kryesorë të linjës.

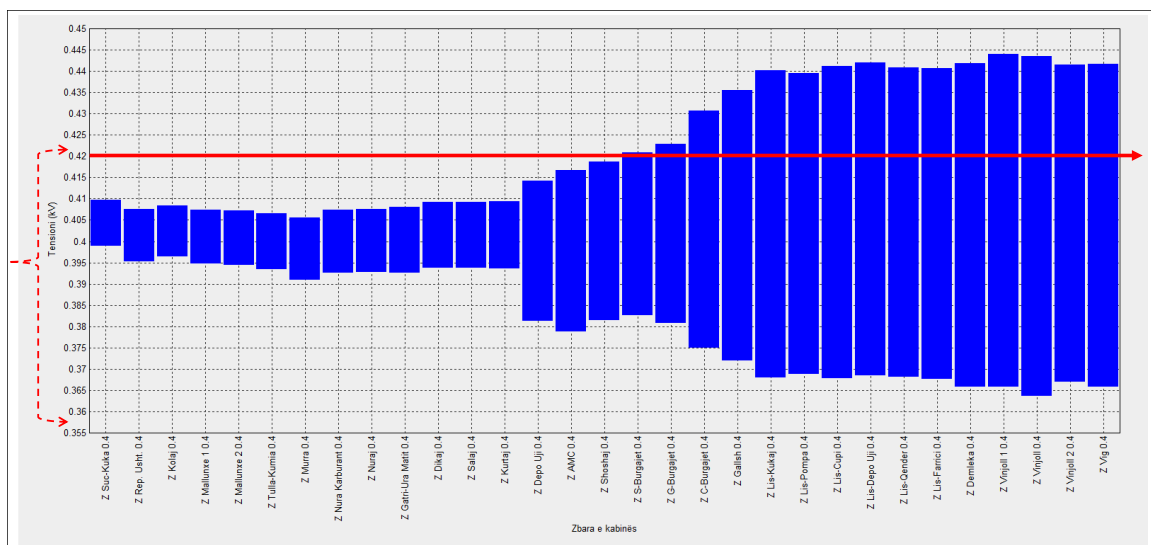


Figura 5.152 Diapazoni i tensionit për skenarin 50 kWp FV në çdo kabinë të gjysmës së dytë të fiderit

Ndërsa instalimi në gjysmën e dytë të kabinave i sistemeve FV me fuqi 25 kWp, jo vetëm do të rezultonte në limite tensioni brenda normave, por do të përmirësonte nivelet e tensionit nëpër kabinat e fundit (shih Figurën 5.153).

Përfundimisht, i vetmi skenar i papërshtatshëm duke konsideruar diapazonin e tensionit, është ai i instalimit të sistemeve FV me kapacitet secili 50 kWp, në kabinat e gjysmës së dytë të fiderit. Ndërkohë, nëse kërkohet rritja e nivelit të tensionit në kabinat e fundit, e përshtatshme do të ishte instalimi i sistemeve FV në kabinat e gjysmës së dytë të fiderit.

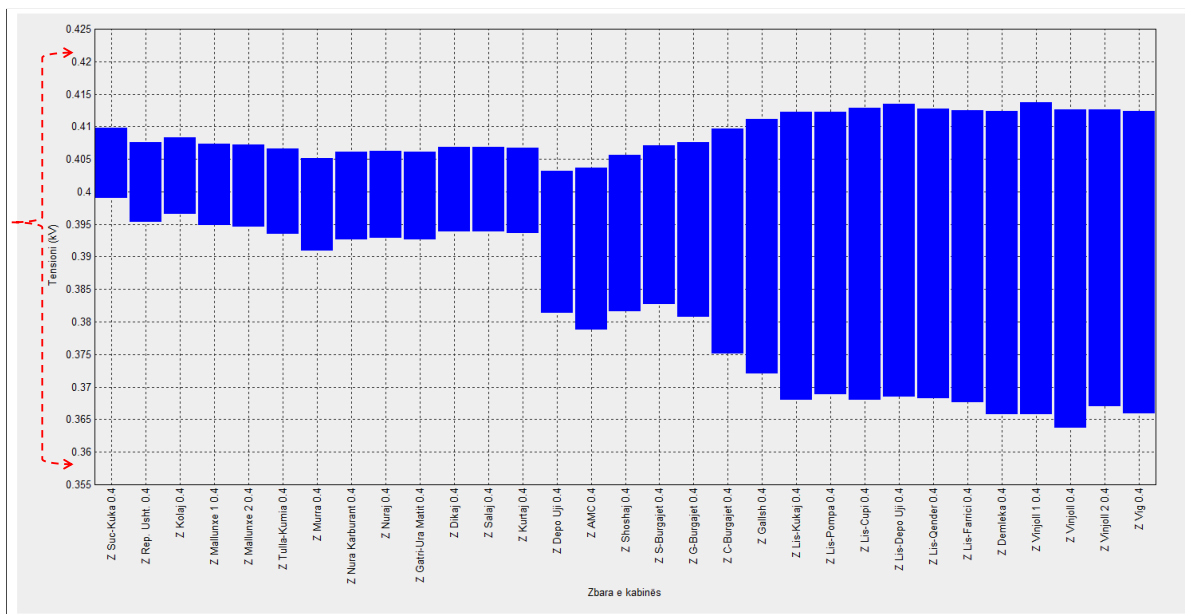


Figura 5.153 Diapazoni i tensionit për skenarin 25 kW FV në çdo kabinë të gjysmës së dytë të fiderit

Për të bërë një analizë më të detajuar janë paraqitur profilet e tensionit në zbarat TU të transformatorit në kabinën e parë si dhe në atë që ka tensionin më të ulët (nga fundi i fiderit). Në Figurën 5.154 tregohet profili i tensionit në kabinën e parë, në verë dhe dimër, për instalim të sistemeve FV me fuqi 50 kWp dhe 25 kWp, në 15 kabinat e para të fiderit. Shihet se në të dy skenarët, luhatja e tensionit gjatë ditës është brenda limiteve. Ndërkohë që skenari 50 kWp rrit nivelet e tensionit më shumë se ai 25 kWp, sidomos gjatë stinës së verës.

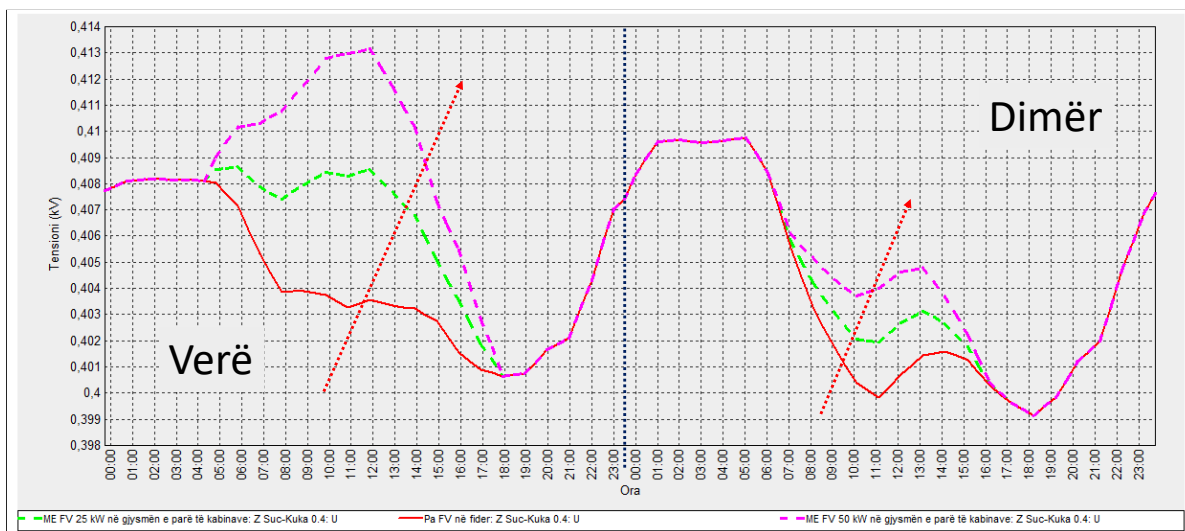


Figura 5.154 Profili i tensionit në kabinën e parë për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit

Po ashtu, edhe në kabinën me tension më të ulët, rritet ndjeshëm profili i tensionit në të dy skenarët, sipas Figura 5.155. Kjo do të sillte tensione më të përshtatshme për konsumatorët që janë afër fundit të fiderit shpërndarës.

Edhe në rast të instalimit të sistemeve FV në 15 kabinat e fundit, do të sillte një situatë të qëndrueshme në luhatjen e tensionit. Sipas Figura 5.156, profili i tensionit do të rritej në të 2 skenarët, por mbetet përsëri brenda limiteve të kërkuara.

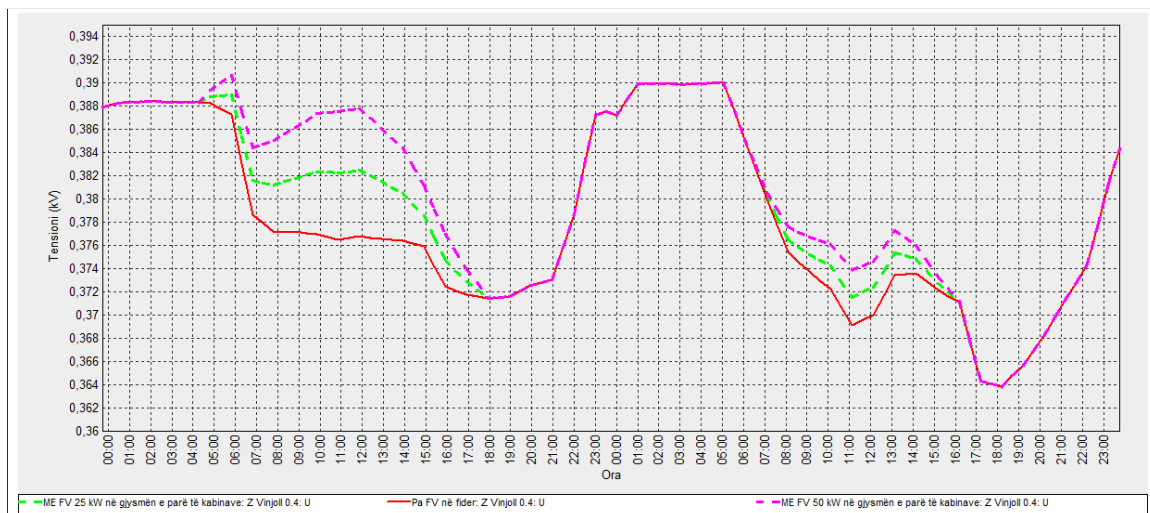


Figura 5.155 Profili i tensionit në kabinën me tensionin më të ulët për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit

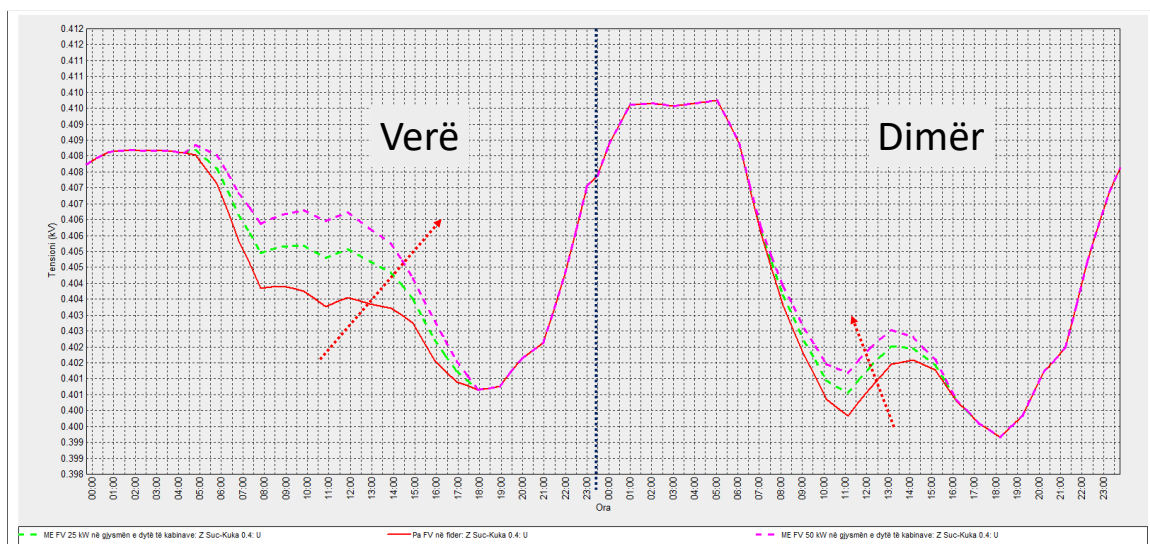


Figura 5.156 Profili i tensionit në kabinën e parë për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e fundit të fiderit

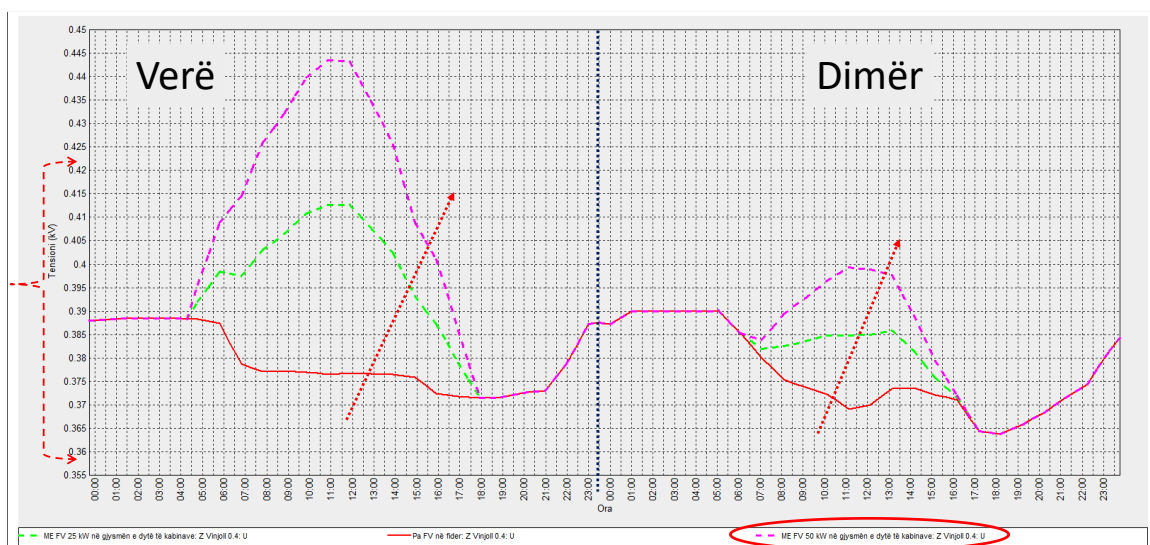


Figura 5.157 Profili i tensionit në kabinën me tensionin më të ulët për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e fundit të fiderit

Nga ana tjetër, skenari i instalimit të sistemeve 50 kWp në 15 kabinat e fundit të fiderit, do të sillte nivele tensionesh gjatë verës në orarin 07:30-14:00, mbi limitin e lejuar. Pra ky skenar nuk do të ishte i këshillueshëm gjatë verës. Ndërkohë që në skenarin 25 kWp, luhatjet e tensionit janë brenda normave në çdo orë të vitit.

Flukset e fuqisë aktive në linja: Figura 5.158 paraqet profilin e flukseve të fuqisë aktive në hyrje të fiderit, për 3 skenarët e parë. Vihet re se instalimi i sistemeve FV me fuqi secili 50 kWp në gjysmën e parë të fiderit, do të shkaktonte gjatë verës një fluks të kundërt gjatë orëve me diell. Kjo do të thotë se do të kishte tepriçë energjie (Ndryshe nga skenari 25 kWp apo gjatë stinës së dimrit). E njëjta situatë rezultoi edhe në referencën [101].

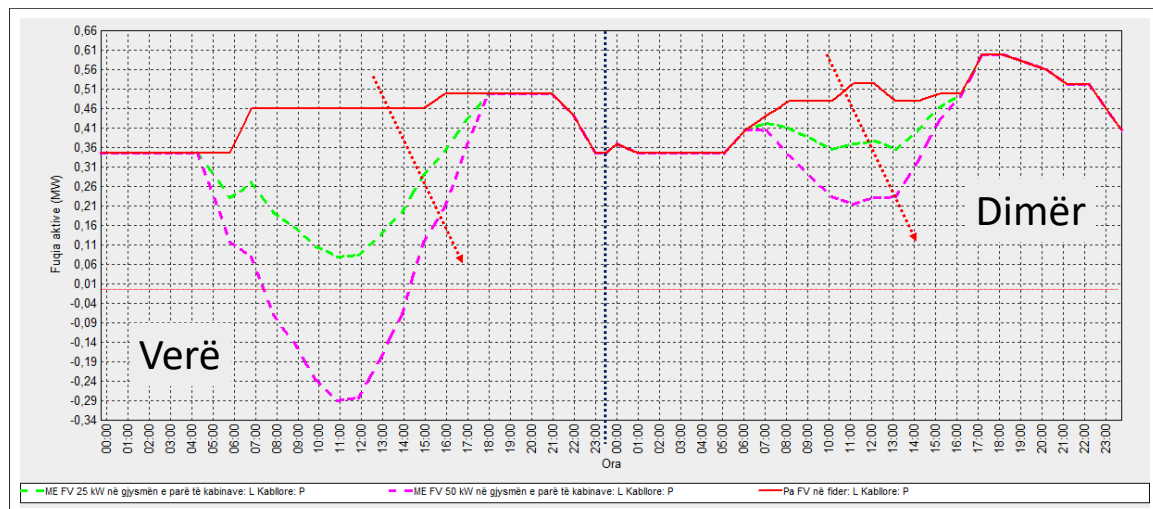


Figura 5.158 Profili i fuqisë aktive në hyrje të fiderit për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit

Këto flukse të kundërta, do të rrisnin pak ngarkimin e linjës kryesore. Kështu shihet nga Figura 5.159, se në orarin 06:00-14:00, ngarkimi i linjës për skenarin 50 kWp do të ishte pak më i lartë së në periudhat e tjera kohore. E njëjta situatë ka rezultuar edhe në lidhje me flukset apo ngarkimin në linjën kryesore kur vendosja e sistemeve FV bëhet në gjysmën e dytë të fiderit. Për këtë arsye, grafikët e tyre nuk janë paraqitur në këtë seksion.

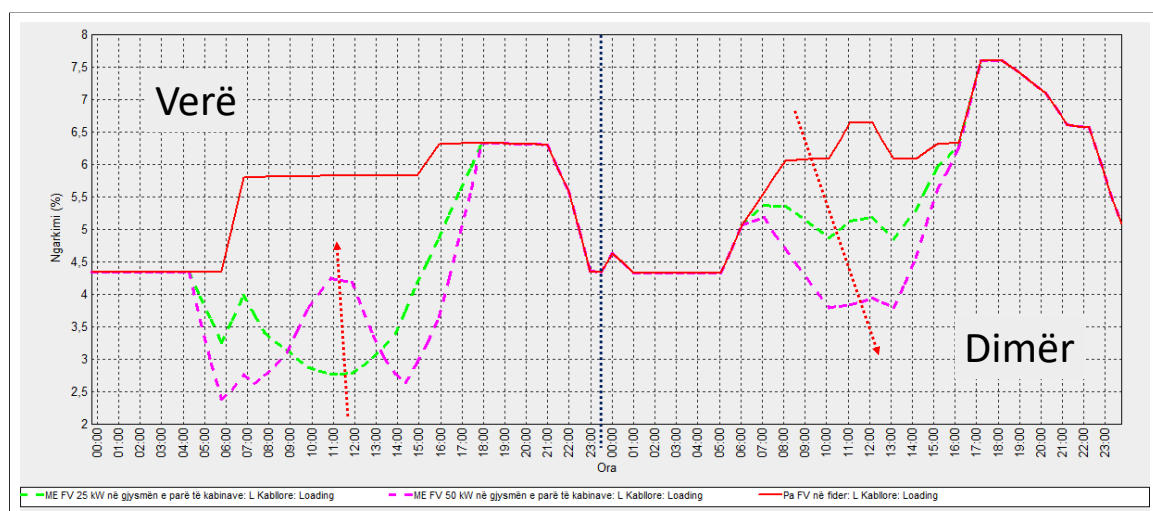


Figura 5.159 Profili i ngarkimit të linjës kryesore në hyrje të fiderit për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit

Duke qenë se ngarkesat do të furnizoheshin nga sistemet FV, gjatë orëve me diell do të reduktohej kërkesa me energji nga rrjeti i transmetimit. Për shembull, nga Figura 5.160 shihet një ndryshim në flukset e fuqisë për linjën 110 kV Burrel-Suç (sidomos gjatë verës).

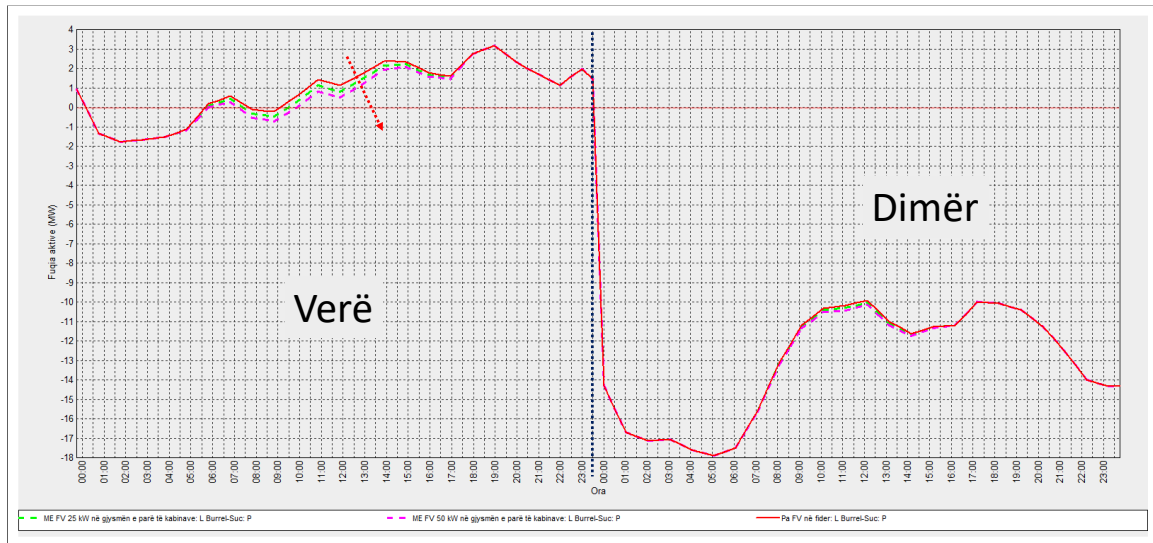


Figura 5.160 Profili i flukseve të fuqisë aktive në linjën Burrel-Suç për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit

Ky ndryshim fluksesh do të ndikonte lehtë gjatë orëve me diell, në ngarkimin e linjës transmetuese Burrel-Suç. Gjatë verës ngarkimi i linjës do të ulej, ndërsa gjatë dimrit do të rritej shumë pak.

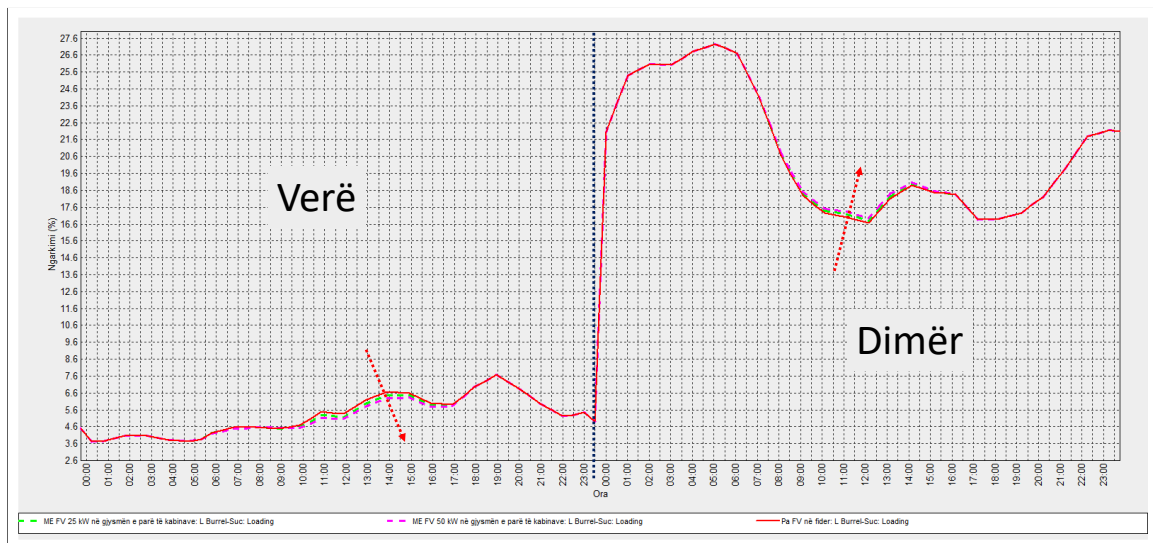


Figura 5.161 Profili i ngarkimit të linjës Burrel-Suç për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit

Edhe nëse sistemet FV do të instaloheshin në kabinat e gjysmës së dytë të fiderit, do të rezultonin të njëjtët profile të paraqitura në Figurën 5.160 dhe në Figurën 5.161, për linjën Burrel-Suç. Kjo pasi fuqia e instaluar e sistemeve FV është e njëjtë si në 15 kabinat e para, edhe në 15 të fundit të fiderit.

Humbjet e fuqisë aktive: Integrimi i sistemeve FV në gjysmën e parë të fiderit, do të ulte pak, për çdo skenar, humbjet e fuqisë në Rajonin e Burrelit (siç tregohet në Figurën 5.162). Gjatë verës, në mesditë, skenari 25 kWp do të ulet më shumë humbjet krahasuar me atë 50 kWp. Ndërkohë gjatë pasdites, rezultojnë më pozitiv ky i fundit. Ndërsa gjatë dimrit, ndryshimi është gati i

papërfillshëm. Në mënyrë të ngjashme, referenca [103] tregon se depërtimi 0% FV shkakton humbjen më të madhe të energjisë gjatë situatave të ngarkesës maksimale. Edhe në referencën [179], humbjet më të mëdha rezultojnë për skenarin me 0% FV, krahasuar me skenarin me 80% depërtim FV (duke marrë parasysh të njëjtën ngarkesë).

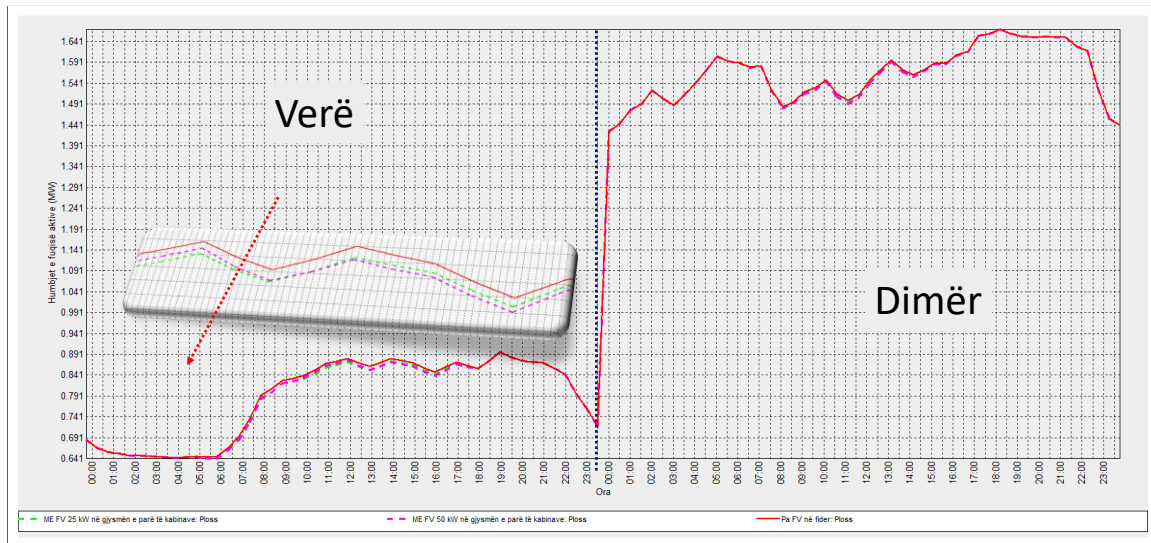


Figura 5.162 Profili i humbjeve të fuqisë aktive për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e para të fiderit

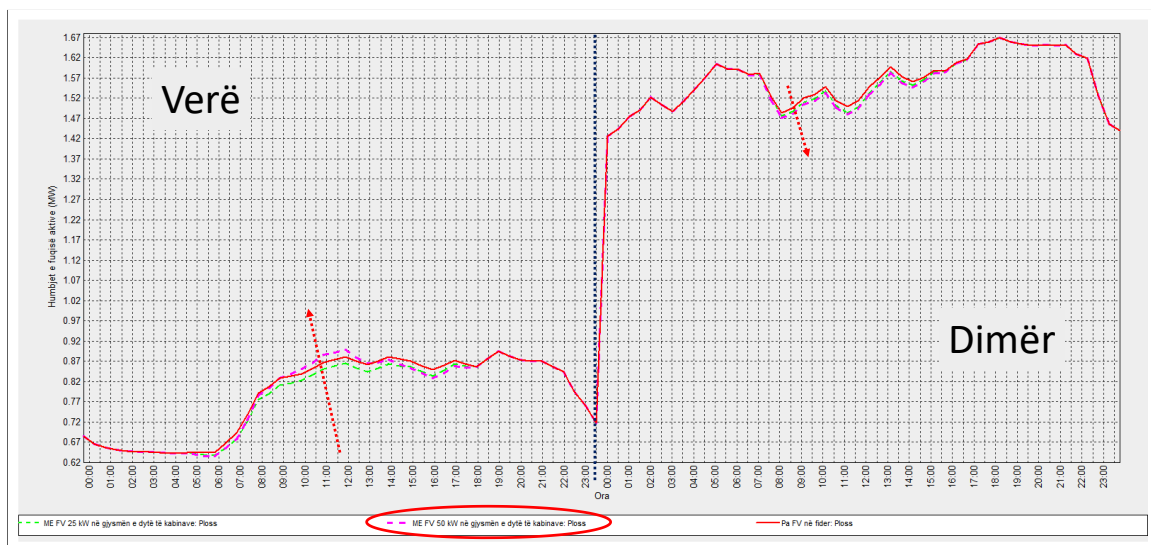


Figura 5.163 Profili i humbjeve të fuqisë aktive për instalim sistemi FV 50 kWp/25kWp në 15 kabinat e fundit të fiderit

Nga ana tjetër, skenari 50 kWp FV në 15 kabinat e fundit do të rriste humbjet e rajonit gjatë paradites në stinë e verës (shih Figurën 5.163). Pra, duke konsideruar humbjet totale të fuqisë, ky skenar nuk do të ishte i përshtatshëm. Ndërsa skenari 25 kWp në gjysmën e dytë, do të ulte humbjet në çdo orar dhe stinë.

Humbjet ditore të energjisë: Figura 5.164 (a) paraqet ndryshimin e humbjeve të energjisë në një ditë vere, për të katër skenarët e analizuar (me FV) krahasuar me skenarin bazë (pa FV). Humbjet totale të energjisë zvogëlohen më shumë (deri 0.96%) nëse do të instaloheshin sisteme FV 25 kWp në gjysmën e dytë të fiderit. Kjo për shkak të një ulje deri në 31% të humbjeve në zonën 10 kV. Pas këtij skenari, është ai i instalimit 25 kWp FV në gjysmën e parë, duke zvogëluar humbjet ditore

të energjisë deri në 12%. Skenarët me 50 kWp ndikojnë shumë më pak në uljet e humbjeve ditore të energjisë.

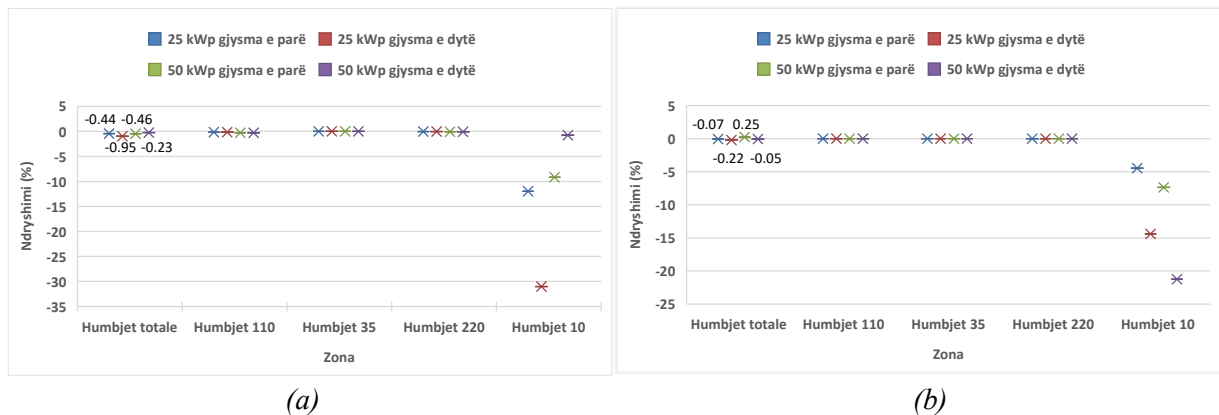


Figura 5.164 Ndryshimi humbjeve të energjisë ditore për 4 skenarët në: (a) verë dhe (b) dimër

Në dimër situata ndryshon paksa në krahasim me stinën e verës (shih Figurën 5.164 (b)). Gjithsesi humbjet totale të energjisë zvogëlohen më shumë (deri në 0.22%) për skenarin 25 kWp në gjysmën e dytë. Kjo edhe për shkak të zvogëlimit të humbjeve në zonën 110 kV, përveç asaj 10 kV. Pas këtij skenari humbjet zvogëlohen më shume për 25 kWp në gjysmën e parë (deri në 0.07%) dhe 50 kWp në gjysmën e dytë (deri në 0.05%). Ndërsa skenari 50 kWp FV në gjysmën e parë, do të rriste humbjet ditore të energjisë në dimër. Në lidhje me zonën 10 kV, gjatë dimrit, humbjet ditore të energjisë do të zvogëloheshin më shumë për skenarin 50 kWp në gjysmën e dytë, e më tej në skenarin 25 kWp në gjysmën e dytë.

Përfundimisht, nga analiza e humbjeve ditore të energjisë, skenari optimal do të ishte ai i instalimit të sistemeve FV 25 kWp në çdo kabinë të gjysmës së dytë të fiderit. Kjo do të zvogëlonte humbjet e energjisë gjatë një dite vere dhe një dite dimri, përkatësisht prej 0.95% dhe 0.22%. Megjithatë, këto humbje mund të zvogëloheshin më tej, nëpërmjet përforcimit të fiderit. Për shembull, referenca [187] rekomandon që nevoja për investime rritet linearisht, duke filluar nga rreth 40-50% e depërtimit të FV-ve.

5.2.5.4 (d) Studimi i fizibilitetit

Për të studiuar ndikimin ekonomik të depërtimit të FV, merren në konsideratë dhe llogariten vlerat e mëposhtme: kostoja totale e instalimit FV, kursimet që vijnë nga ulja e humbjeve pas integritimit të FV-ve, si dhe të ardhurat nga shitja e energjisë tek konsumatorët [179]. Kështu supozohet sikur investimi do të bëhej nga kompania shpërndarëse e energjisë.

Për të llogaritur vlerat e kërkuara, duhet të merren në konsideratë disa çmime njësie, të cilat ndryshojnë nga një vend në tjetrin. Kështu, sipas ERE, çmimi i energjisë elektrike nga OSSH-ja shqiptare tek klientët deri në vitin 2024 ka qenë 9.5 lekë/kWh [35], ose rreth 0.1 \$/kWh. Ndërkohë, autorët në literaturën [77] rekomandojnë që çmimi për njësi i sistemit FV të zgjidhet në 883 \$/kWp. Përveç kësaj, gjenerimi specifik vjetor për zonën gjeografike dhe llojin e zgjedhur të sistemit FV është rreth 1200 kWh/kWp.

Fillimisht nëpërmjet simulimeve janë përcaktuar humbjet mesatare ditore të fuqisë (ndërmjet një dite vere dhe një dite dimri) për zonat 10 kV dhe 0.4 kV. Kështu, Figura 5.165 paraqet këto humbje për skemën aktuale si dhe për skenarët e ndryshëm të integritimit FV në Fiderin Zenisht. Duke

supozuar që humbjet janë të barabarta në çdo ditë të vitit, për të llogaritur humbjet mesatare vjetore të energjisë mjafton të shumëzojmë humbjet e fuqisë së dhënë në Figurën 5.165 me 8760 orë.

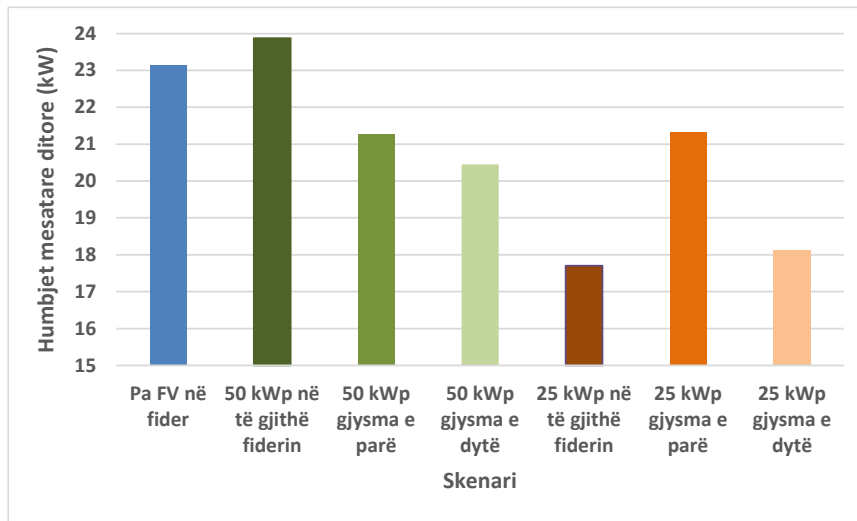


Figura 5.165 Humbjet mesatare ditore për skenarë të ndryshëm (për zonat 10 kV dhe 0.4 kV)

Skenari 50 kW: Duke përdorur Ekuacionin (5.13) kostoja totale e investimit për sistemet FV në të gjithë transformatorët e fuqisë për skenarin 50 kW në të gjithë fiderin (në 31 kabina) rezulton: $31 * 50 \text{ kWp} * 883 \text{ $/kWp} = 1368650 \text{ $}$. Por këto sisteme FV, do të prodhonin $1550 \text{ kWp} * 1200 \text{ kWh/kWp} = 1860000 \text{ kWh/vit}$. Kjo sasi energjie do të shitej për $0.1 \text{ $/kWh}$, duke gjeneruar të ardhura vjetore prej: $1860000 \text{ kWh/vit} * 0.1 \text{ $/kWh} = 186000 \text{ $}$. Ndërkohë, në këtë skenar, humbjet totale në fider rriten me 0.732 kW , nga 23.14 kW në 23.87 kW . Kjo do të rezultonte në një ulje e të ardhurave nga rritja e humbjeve prej $-641.23 \text{ $}$ ($0.732 \text{ kW} * 8760 \text{ orë} * 0.1 \text{ $/kWh}$). Pra kursimet e energjisë nga reduktimi i humbjeve në këtë skenar, rezulton në vlerë negative. Së fundmi, pjesëtimi i koston totale të investimit FV ($1368650 \text{ $}$) me të ardhurat e përftuara (nga shitja e energjisë elektrike + Kursimet e nga reduktimi i humbjeve), rezulton në një periudhë kthimi prej 7.38 vjetësh. Ndërkohë, periudha e kthimit të investimit për integrimin e sistemit FV në Bahir Dar (Etiopi) [179], rezultoi në 3.85 vite. Në një studim tjetër në Tiranë, Shqipëri, kjo periudhë ka rezultuar në afërsisht 3.9 vite [77].

Të njëjtat llogaritje mund të bëhen për 2 skenarë të tjerë, ndërsa kostoja totale e investimit do të ulej. Për skenarët e instalimit në gjysmën e parë/e dytë të fiderit, parashikohet të instalohen 15 sisteme FV me fuqi 50 kWp secila. Kështu, kosto totale e investimit do të jetë $15 * 50 \text{ kWp} * 883 \text{ $/kWp} = 662250 \text{ $}$. Për shkak se kapaciteti total FV është i njëjtë, edhe gjenerimi dhe të ardhurat nga energjia e shitur do të jenë të barabarta ($900000 \text{ $}$). Ndërsa kursimi nga reduktimi i humbjeve do të jetë më i lartë në rast të instalimit FV në gjysmën e dytë. Kjo pasi humbjet mesatare ditore janë më të ulëta në këtë skenar (shih Figurën 5.165). Kjo sjell edhe një kthim investimi më të shpejtë.

Kështu, Figura 5.166 tregon periudhën e kthimit të investimit për skenarë të ndryshëm, duke marrë parasysh koston totale të investimit, kursimet e kostove nga humbjet e reduktuara dhe të ardhurat nga shitja e energjisë elektrike të gjeneruar nga sistemet FV. Vlen të përmendet se kostot e tjera nuk janë marrë në konsideratë, siç janë kostot e mirëmbajtjes, kostot e investimeve të reja për të përforcuar rrjetin si rezultat i përkeqësimit të indekseve të performancës, etj.

Bazuar në periudhën e kthimit të investimit, instalimi FV përgjatë gjithë fiderit, duket të jetë skenari më i keq, duke marrë parasysh vlerën më të lartë të kthimit të investimit (7.38 vite) për shkak të koston së lartë të investimit. Ndërkohë, përfitimi më i madh shfaqet për instalim FV në gjysmën e dytë të fiderit (kthimi i investimit ndodh për 7.17 vite). Në këtë rast kursethet $2352 \text{ $}$ nga

reduktimi i humbjeve teknike. Ndërsa në rast të instalimit në gjysmën e parë, periudha e kthimit të investimit është 7.23 vite. Pra shihet se skenari më optimal nga analiza ekonomike, është instalimi FV në gjysmën e dytë të fiderit (edhe pse shifrat nuk kanë ndonjë ndryshim të madh).

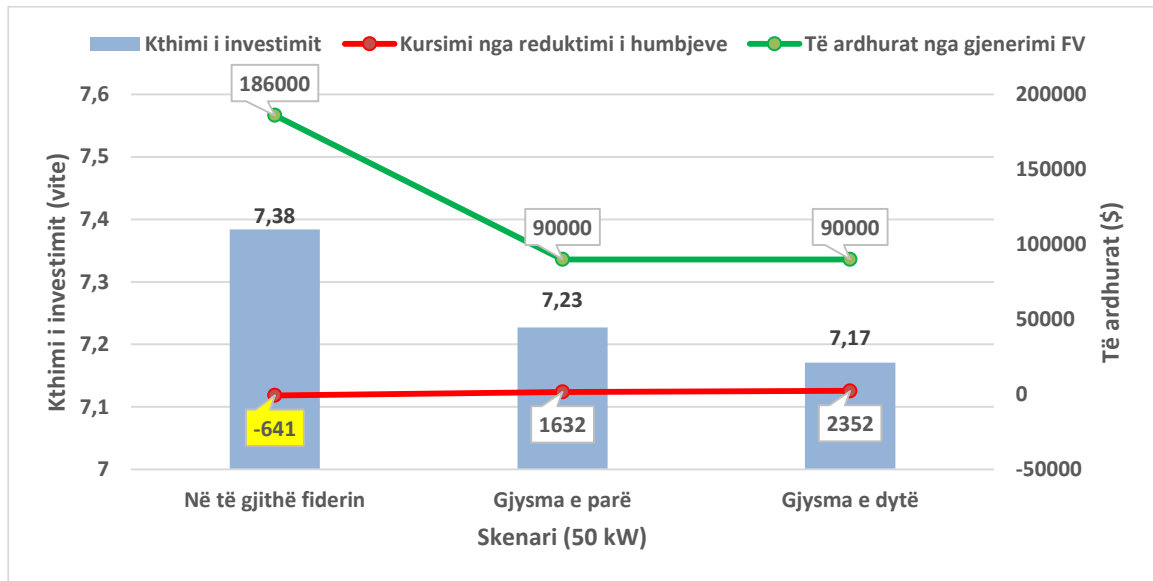


Figura 5.166 Kthimi i investimit dhe të ardhurat nga FV për skenarët 50 kWp

Megjithatë, nga analiza teknike e mëparshme, vetëm skenari i instalimit 50 kWp në gjysmën e parë të fiderit është i pranueshëm. Për shembull, në dy skenarët e tjerë, nga Figura 5.136 dhe Figurën 5.152 u trajtua se niveli i tensionit në zbura tejkalon limitet.

Skenari 25 kW: E njëjta analizë ekonomike e kryer në rastin e instalimit FV për skenarët 25 kWp (në të gjithë fiderin apo në gjysmën e parë/e dytë të tij). Çmimi i energjisë elektrike nga OSHEE-ja tek klientët, kostoja për njësi e sistemeve FV dhe gjenerimi specifik vjetor merren përsëri përkatësisht: 0.1 \$/kWh, 883 \$/kWp dhe 1200 kWh/kWp. Duke bërë të njëjtat llogaritje si për skenarët 50 kWp, janë llogaritur: kthimi i investimit, kursimi nga reduktimi i humbjeve si dhe të ardhurat nga gjenerimit FV (shih Figurën 5.167). Këto të fundit, rezultojnë më të vogla se në skenarët 50 kWp për shkak se fuqia e instaluar është përgjysmuar.

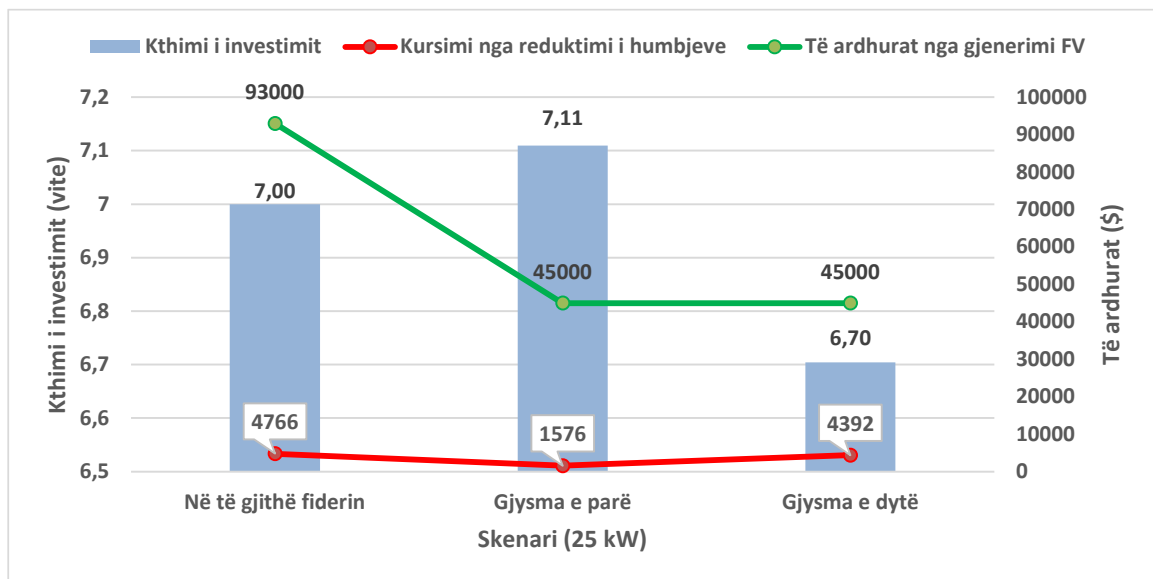


Figura 5.167 Kthimi i investimit dhe të ardhurat nga FV për skenarët 25 kWp

Nga ana tjetër, kursimet nga reduktimi i humbjeve janë rritur në çdo rast. Në këtë mënyrë, kthimet e investimeve janë më të ulëta për çdo mënyrë të instalimit të FV-ve, krahasuar me skenarët 50 kWp. Përsëri skenari më optimal është ai i instalimit FV në gjysmën e dytë të fiderit, duke rezultuar në një periudhë kthim investimi prej 6.7 vite. Nga ana tjetër, skenari i gjysmës së parë paraqet vlerën më të lartë të kthimit të investimit (7.11 vite). Ndërkohë, për skenarin e instalimit FV në të gjithë fiderin, investimi kthehet për 7 vite. Gjithashtu, në këtë skenar humbjet ulen më shumë krahasuar me skenarët e tjerë. Ky është i njëjti përfundim që rezultoi nga analiza teknike e kryer më sipër. Por kosto e investimit në 31 kabina është më e lartë se në 2 skenarët e tjerë, duke rritur pak kthimin e investimit.

Megjithatë, në rastin e instalimit FV në gjysmën e parë ose të dytë, siç diskutohet në analizën teknike, mund të kishte një përkeqësim të parametrave. Kjo do të kërkonte përfundimin e fiderit, duke rritur kostot e investimit (të cilat nuk merren parasysh në llogaritje). Për shembull, kostot e zëvendësimit të transformatorit duhet të merren parasysh për studimet e ardhshme [115]. Për shkak të këtyre kostove shtesë, vlerat e periudhës së kthimit të investimit, do të ishin shumë më të larta. Në këtë mënyrë, nëse nuk do të bëhej asnjë investim në fider, do të ishte më e përshtatshme të shpërndahej gjenerimi FV në të gjithë fiderin, krahasuar me 2 rastet e tjera të lidhjes.

5.3 Një analizë krahasuese e rezultateve të marra në Rajonin e Burrelit me rajone të tjera shpërndarëse

Më poshtë krahasohen rezultatet që u nxorën nga studimi i Rajonit Burrel, me rezultatet e marra duke përdorur të njëjtat metodologji në Rajonet Kukës dhe Korçë. Në këto 3 rajone gjendet numri më i lartë i HEC-eve të instaluar. Kjo është edhe arsyeja kryesore e përzgjedhjes së tyre për krahasimin. Por fillimisht paraqiten disa të dhëna të përgjithshme për Rajonin e Kukësit e më tej edhe të atij të Korçës.

Rajoni Kukës

Skema primare e Rajonit të Kukësit, i marrë si rast studimi, paraqitet në Figurën 5.168.

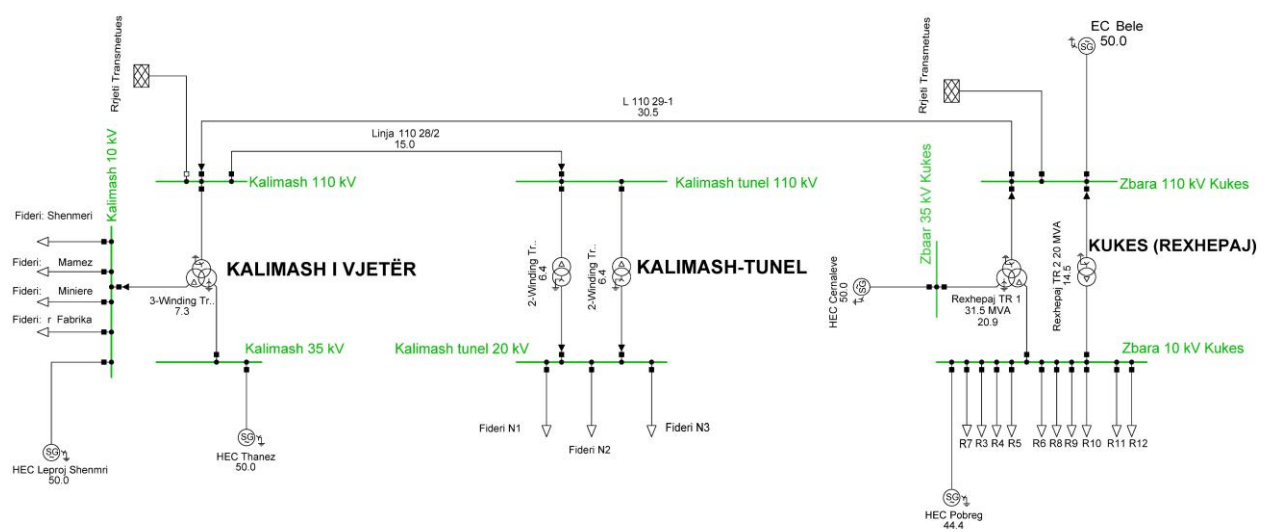


Figura 5.168 Skema primare e Rajonit Kukës

Një nga arsyet e përzgjedhjes së kësaj zone është prania e 5 HEC-eve me derivacion, të lidhura në nivele të ndryshme tensioni [188], siç jepet në Tabelën I.5 të Shtojcës. Rezulton se fuqia e plotë e

instaluar e HEC-eve në Kukës është 46541.67 kVA. Sipas licencave të përfituara, këto HEC-e janë centrale hidrogjenerimi me përparësi, që do të thotë se e gjithë energjia e prodhuar prej tyre duhet të blihet me tarifën e furnizimit nga Kompania e Sistemit Elektroenergjetik Shqiptar. Në këtë kontekst, ERE miratoi çmimin vjetor që do t'u paguhet prodhuesve ekzistues me përparësi për vitin 2024, prej rreth 10 lekë/kWh. Megjithatë, prodhimi i energjisë elektrike nga HEC-et varet shumë nga kushtet hidrologjike. Sipas raportit të ERE-s, HEC-et e instaluar në zonën e Kukësit kanë prodhuar një energji mesatare vjetore prej 50% të kapacitetit të tyre maksimal [41]. Në këtë studim, kjo vlerë është zgjedhur për skenarin bazë.

Nga ana tjetër, kjo zonë përfshin 3 nënstacione elektrike, në të cilat janë të lidhura gjithsej 17 fidera shpërndarës. Kështu, Tabela I.6 e Shtojcës tregon të dhënat përmbledhëse të kabinave, duke rezultuar në një total prej 63030 kVA të transformatorëve të instaluar të furnizimit me energji në këtë rajon.

Ndërkohë, lidhja midis nënstacioneve realizohet nëpërmjet 2 linjave të energjisë elektrike me tension të lartë 110 kV, të cilat administrohen nga OST. Të dhëna më të detajuara për linjat 110 kV jepen në Tabelën I.7 e Shtojcës. Ndërsa linja kryesore (e quajtur 110 29-1) ka një gjatësi prej 13.6 km, linja tjetër (110 28-2) është 8.7 km. Ndërkohë, nëse energjia elektrike e gjeneruar do të tejkalonte ngarkesën, teprica do të transferohej në këto linja.

Për më tepër, nëse krahasojmë kolonat e fundit në Tabelën I.5 dhe Tabelën I.6 të Shtojcës, fuqia e plotë HEC-eve është më e vogël se fuqia totale e ngarkesës. Në këtë kontekst, burime të tjera mund të shtohen në këtë zonë. Për shembull, mund të instalohen sisteme FV, pasi ato nuk ekzistojnë në këtë zonë. Megjithatë, instalimi i këtyre burimeve të reja duhet të studiohet me kujdes. Për këtë arsye, ndikimi në parametrat e linjave 110 kV gjatë rritjes graduale të gjenerimit, është studiuar dhe publikuar në referencën [189]. Për më tepër, Tabela I.8 e Shtojcës, paraqet skenarët e ndryshëm të integritimit FV (deri në 54 MWp).

Dlg SILENT Power Factory 2021 është përdorur si një program kryesor për të kryer rezultatet e simulimit. Ky është një program i sofistikuar për analizën e sistemeve të energjisë (gjenerim, transmetim, shpërndarje), i përdorur nga shumë studiues dhe profesionistë të industrisë [135]. Përveç kësaj, ky program përdoret edhe nga OSSH-ja, me qëllim studimin e ndikimit të shtimit të burimeve të reja.

Në këtë rast skema aktuale simulohet me praninë e vetëm 5 HEC-eve (skenari bazë). Për më tepër, energjia elektrike e prodhuar nga HEC-et është vendosur në një mesatare prej 50% të kapacitetit të tyre maksimal. Ndërkohë, vlerat e ngarkesës janë vendosur sipas kolonës së fundit të Tabela I.6 në Shtojcë (ngarkesa maksimale). Megjithatë, është studiuar se çfarë ndodh me skenarin bazë nëse energjia elektrike e prodhuar dhe vlerat e ngarkesës do të jenë minimale ose maksimale. Vlerat minimale janë vendosur në 10% të vlerave maksimale. Në këtë mënyrë, mund të studiohet kapaciteti pritës në këtë zonë.

Rajoni Korçë

Duke marrë parasysh hapësirën gjeografike, Korça është një nga rajonet më të mëdha të OSSH-së. Për më tepër, ajo kombinon zonat urbane, rurale dhe të thella rurale, duke shërbyer si një tregues për zona të tjera të ngjashme. E gjithë zona njihet për burime të konsiderueshme ujore dhe reliev malor. Në këtë kontekst, në këtë zonë ka pasur një zhvillim të jashtëzakonshëm të ndërtimit të HEC-eve, të lidhura me sistemin e shpërndarjes me tension të mesëm 6/10/20/35kV, duke

shkaktuar një situatë krejtësisht të ndryshme nga e kaluara. Si rezultat, sasia e energjisë së prodhuar nga HEC-et tejkalon kërkesën e klientëve të lidhur me rrjetin. Në këtë rast, energjia e tepërt injektohet në sistemin e transmetimit në nivelin 110kV. Aktualisht, operojnë 12 HEC-e të lidhura me sistemin e transmetimit dhe 41 HEC-e të lidhura me sistemin e shpërndarjes. Figura 5.169 tregon fuqinë totale të instaluar (MW) të HEC-eve të lidhura në Rajonin e Korçës (afërsisht 60MW në total) sipas nivelit të tensionit, si dhe numrit total të HEC-eve.

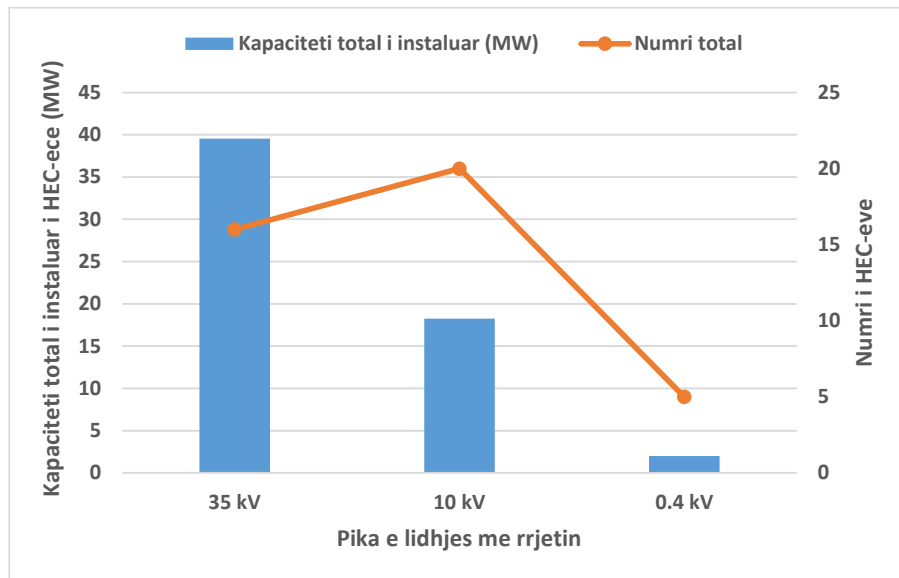


Figura 5.169 Të dhëna statistikore të HEC-eve të lidhura në Rajonin e Korçës

Për më tepër, 4 sisteme FV (me kapacitet të instaluar total prej 8 MW) janë të lidhura deri në vitin 2022 me këtë rajon shpërndarjeje (raporti i OSSH-së, 2022 [190]). Po kryhen gjithashtu studime për ndërtimin e sistemeve të tjera FV në zonat e Korçës dhe Devollit. Njëkohësisht, parashikohet që në vitet në vijim ky sektor të ketë pothuajse të njëjtin zhvillim.

Nga ana tjetër, kapacitetet pritëse të rrjetit janë pothuajse në kufijtë e tyre dhe në disa zona specifike janë tejkaluar. Ndërkohë, duhet të ndërmerren hapa të përshtatshëm për të zhvilluar infrastrukturën e sistemit të shpërndarjes, në mënyrë që të lejojë funksionimin e tij të besueshëm, si dhe të përfshijë zhvillimin e mëtejshëm të gjenerimit të energjisë elektrike nga BRE-të.

Qëllimi është të kryhet një analizë teknike mbi ndikimin e GjSh në nivelin e tensionit dhe humbjet elektrike në Rajonin e Korçës. Në këtë kontekst, përdoret metoda e simulimeve kompjuterike të sistemit të shpërndarjes me praninë e burimeve hidrike dhe fotovoltaike. Duke filluar nga mbledhja e të dhënave, sistemi i shpërndarjes së zonës së Korçës modelohet dhe simulohet duke përdorur softuerin Dlg Silent PowerFactory. Për të marrë dhe krahasuar rezultatet, merren në konsideratë 4 skenarë të ndryshëm të GjSh. Të dhënat mbi transformatorët e Rajonit të Korçës jepen në Tabelën I.10 dhe në Tabelën I.11 të Shtojcës.

Kapaciteti maksimal merret në konsideratë për rastin me GjSh. Me kapacitet maksimal të instalimit të burimeve të shpërndara të energjisë, nënkuptojmë kapacitetin, për sa kohë rrjeti elektrik në mënyrë të pranueshme nuk pëson ulje të kriterëve teknike që përfshijnë: tensionin, frekuencën, humbjet termike të energjisë dhe mbrojtjen rele. Duke përdorur rezultatet e simulimit, llogariten indekset e performancës për linjat kryesore.

Për modelimin dhe simulimin e sistemit shpërndarës së zonës së Korçës, janë grumbulluar nga OSSH-ja të gjitha të dhënat për linjat, transformatorët, centralet elektrike, ndërtimin e nënstacioneve, etj. Në skemën e modeluar duke përdorur programin PowerFactory, përfshihen të gjitha nënstacionet e zonës së Korçës me nivele tensioni 400/110/35/10/6 kV, të gjitha linjat e transmetimit 110 kV dhe 35 kV, si dhe impiantet gjeneruese të lidhura me sistemin e shpërndarjes. Për më tepër, modelet e linjave dhe transformatorëve janë ndërtuar sipas të gjithë parametrave të tyre, siç janë fuqia nominale, rryma nominale, lloji i lidhjes, rezistenca aktive dhe induktive, lloji i materialit përçues, si dhe lloji i izolimit (në rastin e kabllave nëntokësore). Të dhënat mbi linjat 35 kV jepen në Tabelën I.9 të Shtojcës. Ndërkohë, për HEC-et, agregati turbinë-gjenerator është modeluar si një model makine sinkrone, duke u përqendruar kryesisht në fuqinë nominale, tensionin nominal, cos (phi), si dhe grupin e lidhjes. Në këtë kontekst, Figura 5.170 tregon skemën kryesore të sistemit të shpërndarjes së Korçës.

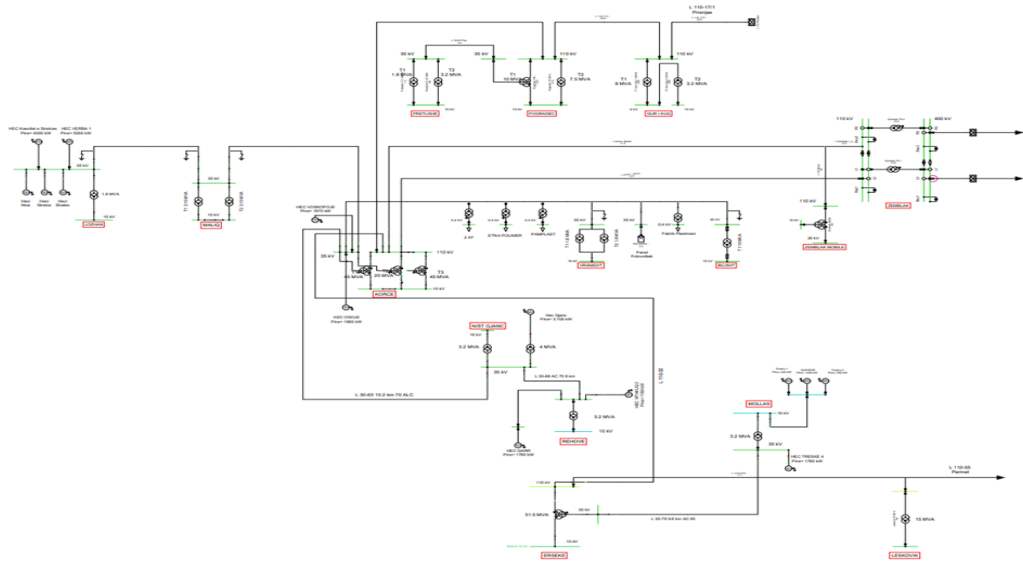


Figura 5.170 Skema primare e Rajonit të Korçës

Nga ana tjetër, shumica e fiderave shpërndarës të të gjithë zonës, duke filluar nga ata më të rëndësishmit, janë ndërtuar brenda skemës. Në veçanti, fiderat kryesorë janë ata ku janë lidhur impiante gjeneruese. Zona e Korçës ka shumë fidera të tillë, prandaj mbetet shumë e rëndësishme të mbahen nën monitorim.

Për më tepër, kjo fushë ka interes të veçantë për studim, për të parë ndryshimet në performancën e rrjetit elektrik si rezultat i energjisë elektrike të injektuar dhe veçanërisht në rastet kur fiderat nuk veprojnë më si konsumatorë, por si gjeneratorë. Për shembull, në fund të linjës dalëse 10 kV të nënstacionit Ersekë, ndodhen 2 njësi HEC-esh (Barmash & Rajan), me kapacitet të instaluar total prej 1.85 MW. Duke marrë parasysh gjatësinë e kësaj linje, afërsisht 32 km, instalimi i këtyre HEC-eve ka përmirësuar ndjeshëm nivelin e tensionit tek konsumatorët fundorë (rënia maksimale e tensionit është 0.09%).

Krahasimi i rezultateve

Më poshtë, krahasohen rezultatet e marra nga simulimet për Rajonin e Burrelit, me ato të nxjerra për Rajonin e Kukësit dhe Rajonin e Korçës (për skenarë të ndryshëm gjenerimi dhe ngarkese). Për shembull, Figura 5.171 paraqet nivelet e tensionit për zbarat 110 kV në Rajonet Burrel dhe Kukës, për 4 skenarë të ndryshëm gjenerimi/ngarkese. Shihet se në të dy rajonet, rritja e gjenerimit

(në skenarët GjMaks-NgMin dhe GjMaks-NgMaks) çon në rritjen e niveleve të tensionit në zbarat 110 kV (pra e përmirëson atë). Ndërsa për gjenerim minimal, niveli i tensionit në zbara ulet ndjeshëm, sidomos kur ngarkesa arrin vlerën maksimale. Gjithsesi, në të dy rajonet, niveli i tensionit në zbarat 110 kV është brenda limiteve të kërkuara nga kodi i transmetimit.

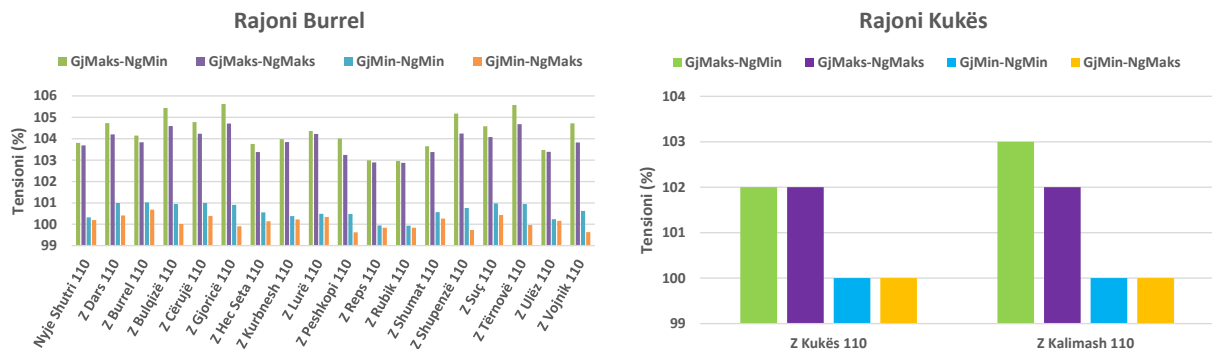


Figura 5.171 Niveli i tensionit për zbarat 110 kV në Rajonin Burrel dhe Rajonin Kukës për skenarë të ndryshëm

E njëjta situatë rezulton edhe për nivelet e tensionit në zbarat 35 kV. Kështu, janë krahasuar rezultatet e rajoneve Burrel dhe Korçë, për të 4 skenarët. Rritja e gjenerimit në kufijtë maksimal, rrit tej mase nivelin e tensionit në zbarat 35 kV për të dy rajonet. Ndryshe nga situata në linjat transmetuese 110 kV, në ato shpërndarëse 35 kV vërehet një tejkalim i limitit të lejuar të tensionit në disa zbara. Në Rajonin e Burrelit, dallohen mbitensionet në zbarat Batër, Bulqizë dhe Krastë. Ndërsa në atë të Korçës, në zbarat Gjanc dhe Maliq. Arsyeja e rritjes jashtë limiteve të nivelit të tensionit, është prania e burimeve gjeneruese në nënstacionet përkatëse. Ndërkohë, skenarët për gjenerim minimal, mund të çojnë në zvogëlimin e tensionit nën atë nominal (por duke mbetur brenda limiteve të kërkuara).

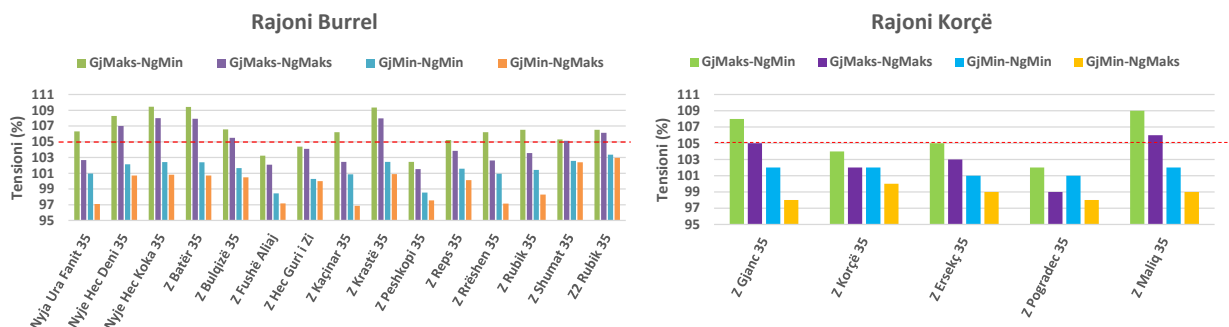


Figura 5.172 Niveli i tensionit për zbarat 35 kV në Rajonin Burrel dhe Rajonin Korçë për skenarë të ndryshëm

Për të trajtuar më mirë ndikimin e sasisë së gjenerimit tek përmirësimi i nivelit të tensionit, është studiuar indeksi VPII për të tre rajonet. Këto rezultate janë të paraqitura në Figurën 5.173, për skenarët e gjenerimeve maksimale dhe minimale. Në të tre rajonet, gjenerimi minimal duket se nuk sjell përmirësim të profilin të tensionit ($VP_{II} \leq 1$). Ndërsa një gjenerim maksimal, përmirëson në mënyrë të dukshme profilin e tij. Vlerat më të larta janë në rajonet Burrel dhe Korçë për shkak të një numri më të madh të HEC-ve të instaluar në këto zona. Vlen të theksohet se VPII për Korçën është dhënë për linjat shpërndarëse 35 kV. Kjo është arsyeja e një ndikimi më të lartë sesa në 2 rajonet e tjera.

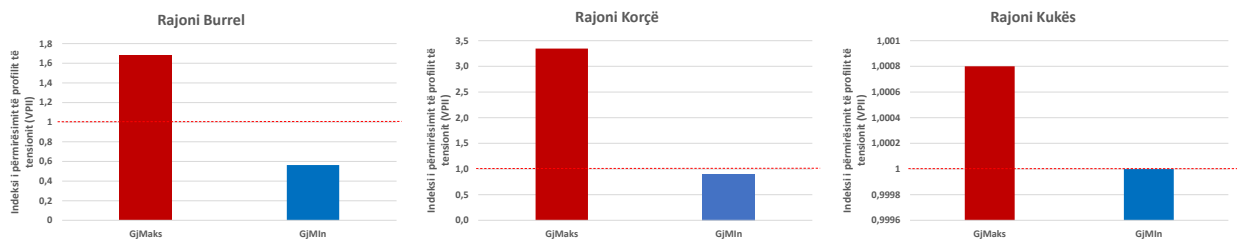


Figura 5.173 Indeksi i përmirësimit të profilin të tensionit për të tre rajonet për ngarkesë maksimale dhe skenarë të ndryshëm

Më tej, Figura 5.174 paraqet ngarkimin e linjave 110 kV (në %) për rajonet Burrel dhe Kukës. Shihet se për gjenerim maksimal, ka disa linja në të dy rajonet të cilat mbingarkohen mbi 70%. Për shembull, linja Suç-Bulqizë (Rajoni Burrel) dhe ajo Kalimash-Rexhepaj (Rajoni-Kukës) mbingarkohen përkatësisht deri në 76% dhe 86%. Kjo ndodh për shkak të HEC-eve të shumtë që injektojnë energji në këto linja.

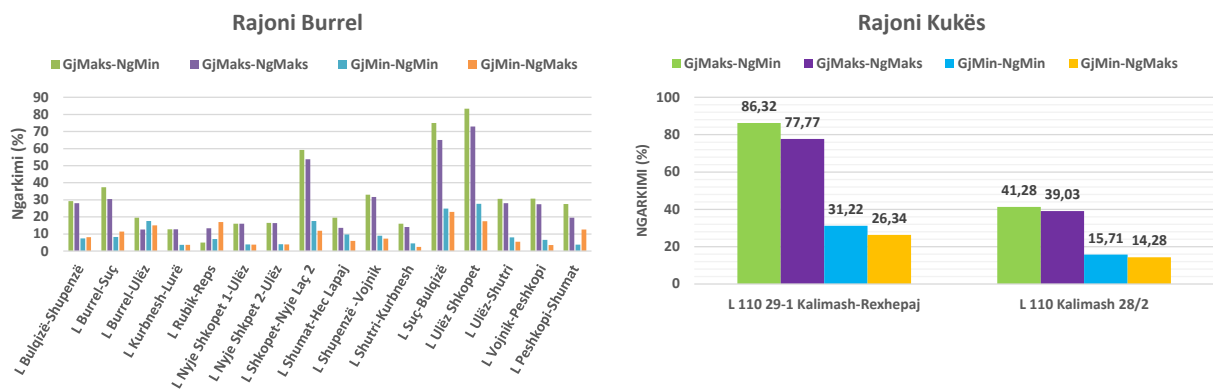


Figura 5.174 Niveli i ngarkimit të linjave 110 kV në Rajonin Burrel dhe Rajonin Kukës për skenarë të ndryshëm

Nga ana tjetër, në Figurën 5.175 paraqitet ngarkimi i linjave 35 kV për rajonet Burrel dhe Korçë. Shihet në të dy rastet, se për regjim maksimal gjenerimi, ngarkimi i linjave arrin vlera të larta. Kjo tregon domosdoshmërinë e marrjes së masave teknike për këto linja, në të cilat rryma e punës i afrohet asaj nominale. Ndërsa për skenarët e gjenerimit minimal, ngarkimi i linjave është relativisht i ulët.

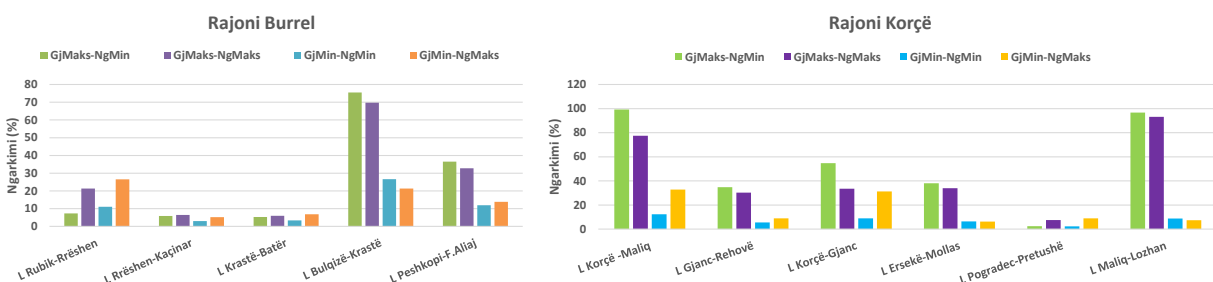


Figura 5.175 Niveli i ngarkimit të linjave 35 kV në Rajonin Burrel dhe Rajonin Korçë për skenarë të ndryshëm

Ngarkimi i linjave është në funksion të sasisë së flukseve të fuqisë që qarkullojnë në të. Për të parë ndikimin e këtyre të fundit, janë krahasuar indekset LTAPII për të tre rajonet (të dhëna nga Figura 5.176). Shihet se në të tre rajonet ka një reduktim të flukseve në linja, në rastin e skenarit të gjenerimit minimal ($LTAPII < 1$). Kjo do të thotë që ka një “lirim” në kapacitetin e linjave. Ndërsa për gjenerim maksimal, shihet se indeksi është më i madh se 1. Linjat në këtë rast janë edhe më të

mbingarkuara sesa pa gjenerim të shpërndarë. Pra gjenerimi në kapacitete maksimale ndikon negativisht tek ngarkimi i linjave. Vlen për tu theksuar, se për Rajonin Korçë, flukset janë llogaritur për linjat 35 kV.

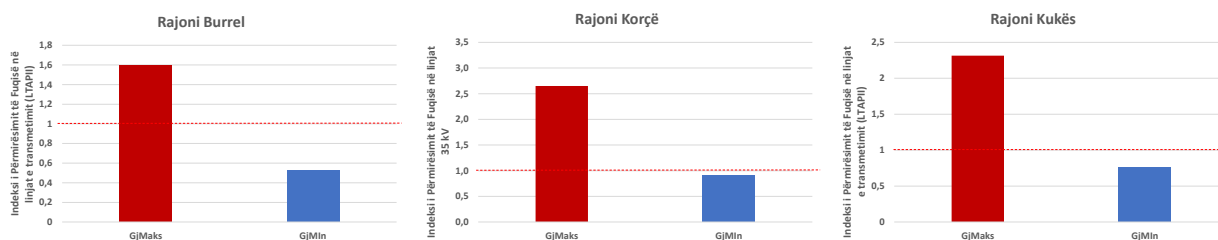


Figura 5.176 Indeksi i reduktimit të flukseve të fuqisë në linja (LTAPII) për të tre rajonet për ngarkesë maksimale dhe skenarë të ndryshëm gjenerimi

Një krahasim midis rajoneve, është bërë edhe në lidhje me humbjet e fuqisë aktive në linja. Këto humbje, të paraqitura në Figurën 5.177, janë analizuar për zonat 35 kV dhe 110 kV. Në çdo rast, humbjet maksimale rezultojnë për regjimin e gjenerimit maksimal. Kjo për shkak të rritjes së rrymave që qarkullojnë në linjë. Në skenarin e ngarkesës maksimale, ato ulen pak. Ndërkohë, për një gjenerim minimal, humbjet ulen ndjeshëm. Për më tepër, humbjet minimale në zonën 110 kV rezultojnë për skenarin GjMin-NgMaks. Ndërsa në zonën 35 kV, vlera minimale e humbjeve arrihet për skenarin GjMin-NgMin.

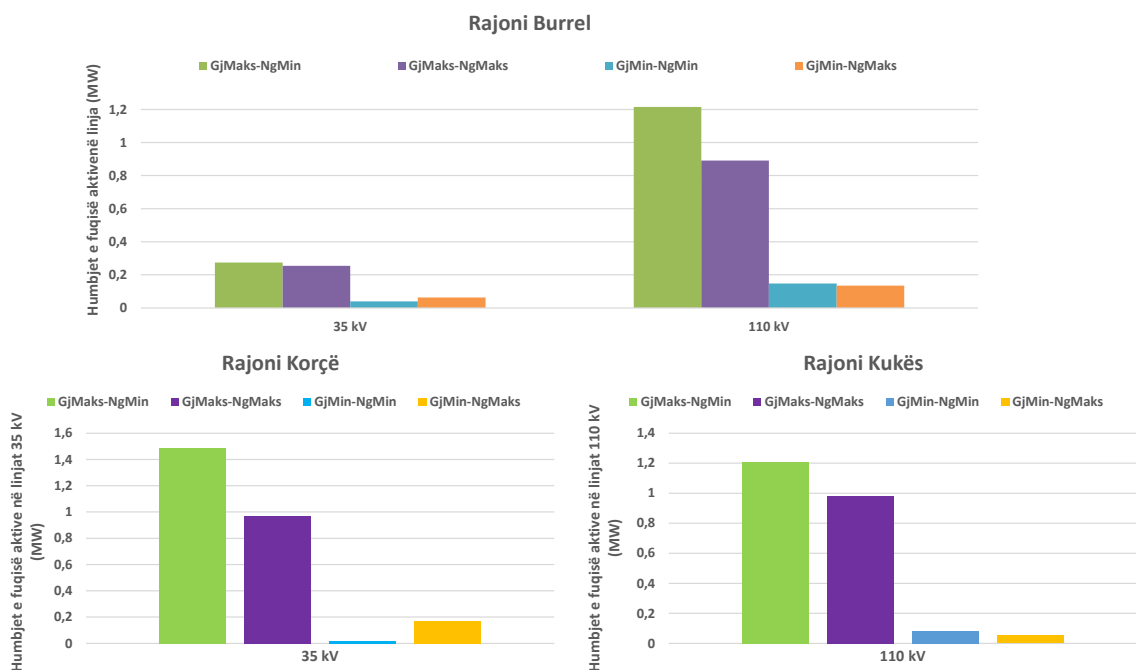


Figura 5.177 Humbjet e fuqisë aktive në linjat 35/110 kV në Rajonin Burrel, Rajonin Korçë dhe Rajonin Kukës për skenarë të ndryshëm

Edhe më e qartë është situata në lidhje me humbjet në linja, nëse krahasohen indekset LLRI për ngarkesë maksimale (shih Figurën 5.178). Në secilin rajon, një gjenerim minimal do të reduktonte humbjet në linja ($LLRI > 1$). Ndërsa skenari i gjenerimit maksimal do të zmadhonte me rreth 2.5 herë humbjet në linja.

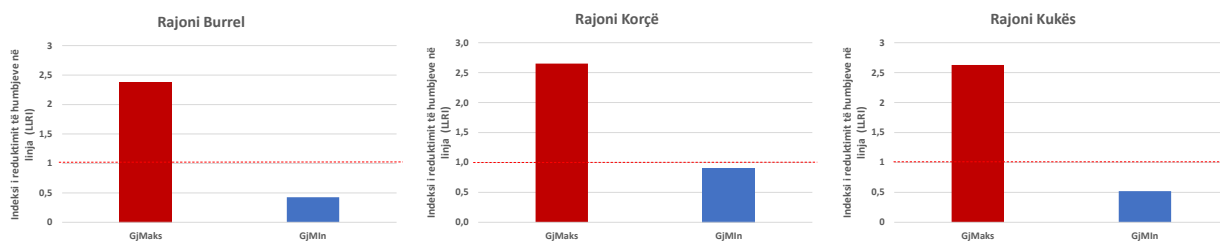


Figura 5.178 Indeksi i reduktimit të humbjeve në linja (LLRI) për të tre rajonet për ngarkesë maksimale dhe skenarë të ndryshëm

Janë krahasuar gjithashtu edhe rezultatet e ngarkimit të transformatorëve për rajonet Burrel dhe Korçë, siç tregohet në Figurën 5.179. Tek transformatorët në të cilët janë lidhur burime gjeneruese, ngarkimi maksimal arrihet për skenarët e gjenerimit maksimal (shih kolonat me ngjyrë jeshil dhe vjollcë në grafik). Për shembull transformatorët në nënstacionet Mollas dhe Pogradec (Rajoni Korçë) do të arrijnë vlera shumë të larta mbingarkimi. Ndërsa tek transformatorët të cilët nuk kanë të lidhur burime gjeneruese në të, ngarkimi maksimal rezulton për skenarët e ngarkesës maksimale. Kështu, ngarkimi i transformatorëve në nënstacionet Rrëshen dhe Suç (Rajoni Burrel), për një ngarkesë maksimale, rezulton mbi 70%.

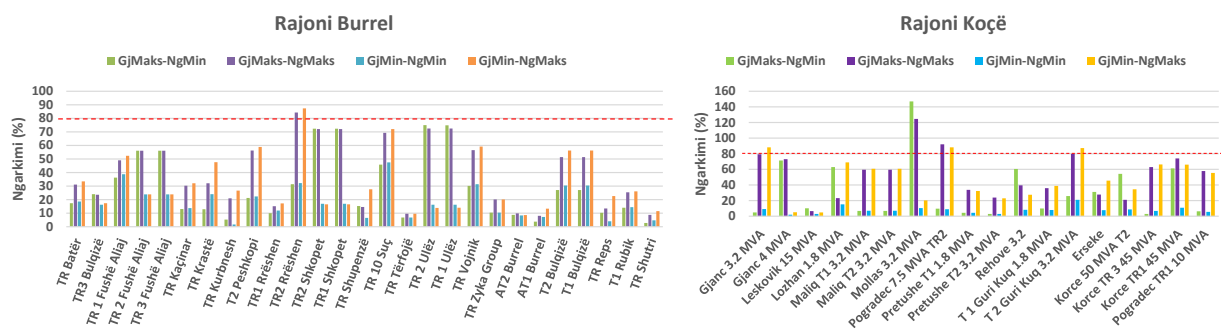


Figura 5.179 Ngarkimi i transformatorëve (%) në Rajonin Burrel dhe Rajonin Korçë për skenarë të ndryshëm

Së fundmi, krahasohen rezultatet e profilit të tensionit të Fiderit Zenisht të Rajonit të Burrelit, me ato të një fideri të ngjashëm të Rajonit të Kukësit (të publikuara në referencën [184]), pas instalimit në zbarat 0.4 kV të sistemeve të vogla FV. Në të dy rastet kapaciteti FV është zgjedhur i barabartë me kapacitetin e transformatorit në të cilin është bërë integrimi.

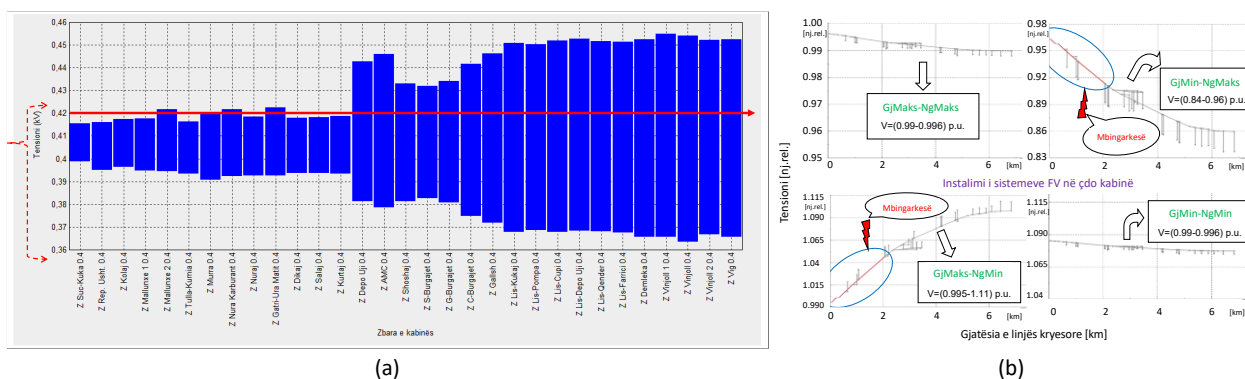


Figura 5.180 Profili i tensionit në: (a) një fider të Rajonit Burrel dhe (b) një të Rajonit Kukës për skenarin e instalimit të sistemeve FV në çdo kabinë

Figura 5.180 (a) tregon diapazonin e luhatjes së tensionit përgjatë Fiderit Zenisht (Rajoni Burrel), nëse do të instalohej nga një sistem FV në çdo kabinë elektrike. Ndërsa Figura 5.180 (b) paraqet profilin e tensionit në një fider të Rajonit Kukës, por duke konsideruar skenarë të ndryshëm gjenerimi/ngarkese. Dallohet, që në skenarë të caktuar, tensioni në fund të fiderit arrin vlera të palejuara. Sidomos nëse diferenca midis gjenerimit dhe ngarkesës është e madhe.

Nga ana tjetër, janë krahasuar rastet kur integrimi FV bëhet në gjysmën e parë dhe gjysmën e dytë të fiderave përkatës (shih Figurën 5.181). Për gjenerim/ngarkesë maksimale më e përshtatshme është instalimi i sistemeve FV në gjysmën e parë të gjatësisë së fiderave. Ndërsa ulja e ngarkesës në minimum, do të shfaqte mbingarkesa në linja dhe zbara.

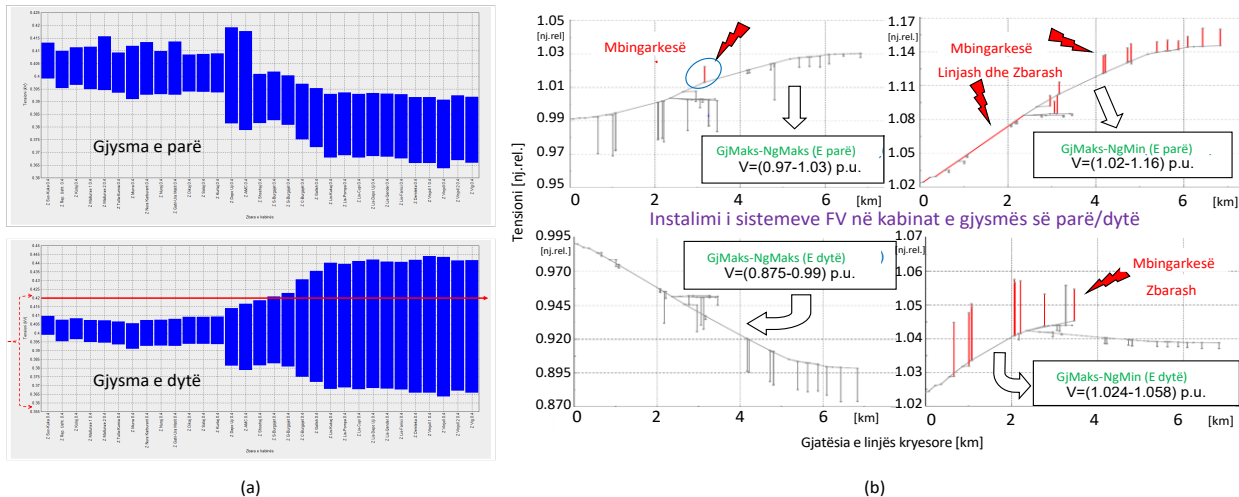


Figura 5.181 Profili i tensionit në: (a) një fider të Rajonit Burrel dhe (b) një të Rajonit Kukës për skenarin e instalimit të sistemeve FV në kabinat e gjysmës së parë/të dytë

5.4 Optimizimi i flukseve të fuqisë në Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar me përfshirjen e burimeve të rinovueshme

Ky seksion paraqet një studim mbi optimizimin e flukseve të fuqisë, duke marrë si rast studimi Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar, me përfshirjen e BRE-ve. Për këtë qëllim kërkohet të formulohet një shpërndarje optimale e flukseve, me anën e një funksioni skalar jo linear. Disa tregues të cilët mund të konsideroheshin për këtë qëllim janë: niveli i tensionit, kapaciteti transmetues, humbjet minimale, kostot minimale të gjenerimit të energjisë etj. Ndërkohë, në këtë studim janë konsideruar tre funksione: kosto e gjenerimit të energjisë, humbjet e fuqisë aktive, si dhe humbjet e fuqisë reaktive. Për më tepër, në rastin e sistemit shqiptar, duke përdorur softin Neplan, janë analizuar 2 skenarë të ndryshëm të shpërndarjes dhe optimizimit të flukseve: për situatën aktuale si dhe për kushtet e shtimit të një sistemi FV dhe një parku eolik.

5.4.1 Funksionet objektive për tu minimizuar

Në një sistem, minimizimi i kostos së gjenerimit ($G(C)$) si dhe humbjeve totale të fuqisë (ΔH -aktive apo reaktive) [191], mund të llogaritet nëpërmjet Ekuacionit (5.17):

$$\min \{F = G(C) + \Delta H\} \quad (5.17)$$

Ndërkohë, Ekuacioni (5.18) paraqet humbjet totale në sistem:

$$\Delta H = P_s + j \cdot Q_s \quad (5.18)$$

ku: P_s dhe Q_s janë përkatësisht humbjet e fuqisë aktive dhe reaktive në sistem.

Për të gjetur koston e gjenerimit për një njësi gjeneruese [192], mund të përdoret Ekuacioni (5.19):

$$G(C) = \alpha \cdot P_{Gi}^2 + \beta \cdot P_{Gi} + \gamma \text{ [njësi monetare/orë] (nj.m./h)} \quad (5.19)$$

ku:

P_{Gi} paraqet gjenerimin e një njësie,

α paraqet koston e instalimit të impianti me kapacitet 1 MW për një njësi gjeneruese (nj.m./MWh²),

β paraqet koston e gjenerimit të një njësie (nj.m./MWh),

γ paraqet koston e riparimit të një njësie (nj.m./h).

Në funksionin e mësipërm të koston mund të zbatohen kufizimet e paraqitura në Ekuacionet (5.20) [191]:

$$\begin{aligned} P_i &= P_{Gi} - P_{Di} \\ Q_i &= Q_{Gi} - Q_{Di} \\ P_{G_{min}} &\leq P_G \leq P_{G_{max}} \\ Q_{G_{min}} &\leq Q_G \leq Q_{G_{max}} \\ U_{i_{min}} &\leq U_i \leq U_{i_{max}} \\ P_{G_{min}} &\leq P_G \leq P_{G_{max}} \end{aligned} \quad (5.20)$$

ku:

P_{Gi} dhe P_{Di} paraqesin përkatësisht fuqitë aktive të gjeneratorit dhe ngarkesës në nyjen i,

Q_{Gi} dhe Q_{Di} paraqesin përkatësisht fuqitë reaktive të gjeneratorit dhe ngarkesës në nyjen i,

P_i dhe Q_i paraqesin përkatësisht fuqitë aktive dhe reaktive të injektuar në nyjen i,

U_i dhe P_i paraqesin përkatësisht tensionin në nyjen i dhe fluksin e fuqisë në linjën l.

Duke konsideruar të gjithë këto kufizime tek ekuacionet, më poshtë janë studiuar skenarë të ndryshëm si dhe analizë krahasuese të rezultateve të marra.

5.4.2 Analiza e Sistemit Elektroenergjetik Shqiptar

Në këtë seksion do të analizohet skema e Sistemit Elektroenergjetik Shqiptar të paraqitur në Figura 5.182.

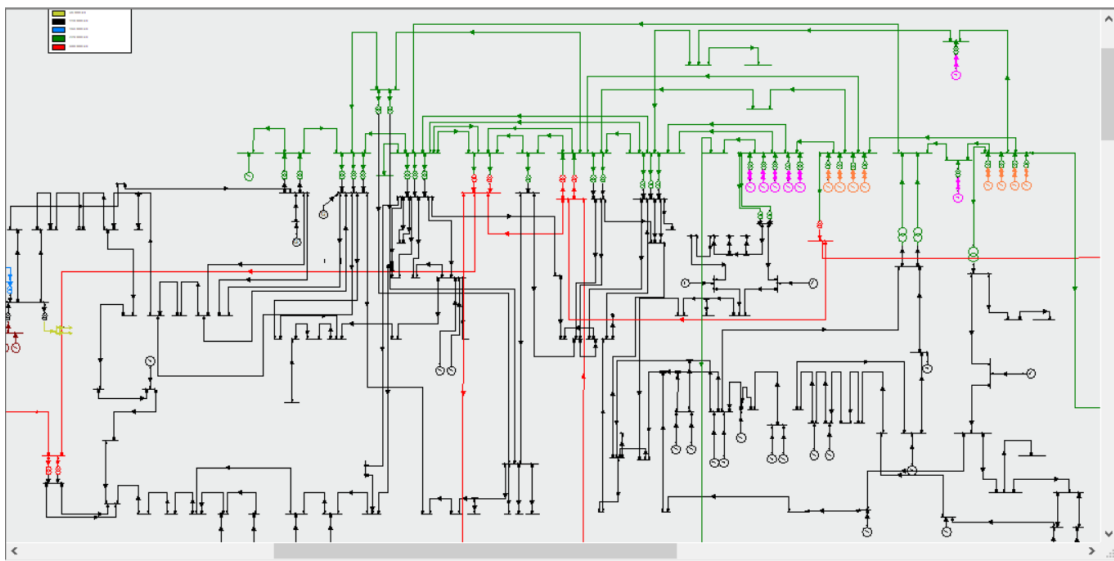
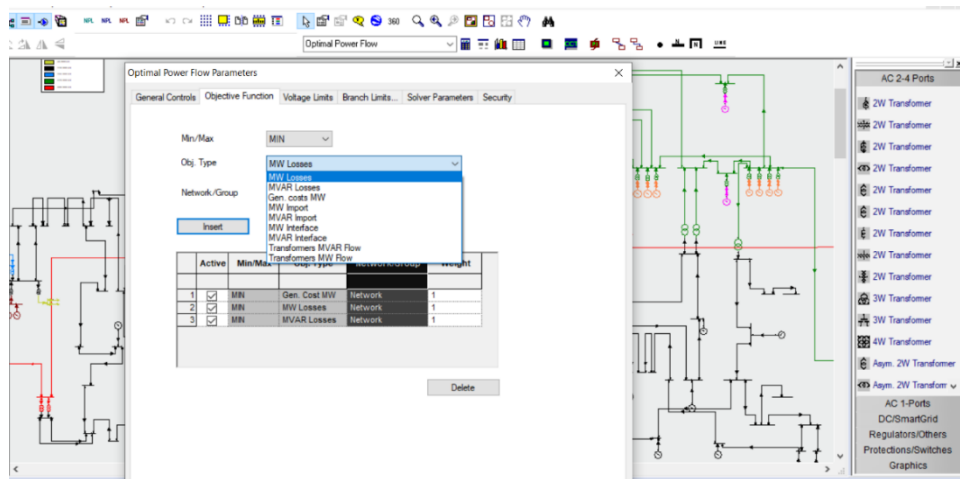
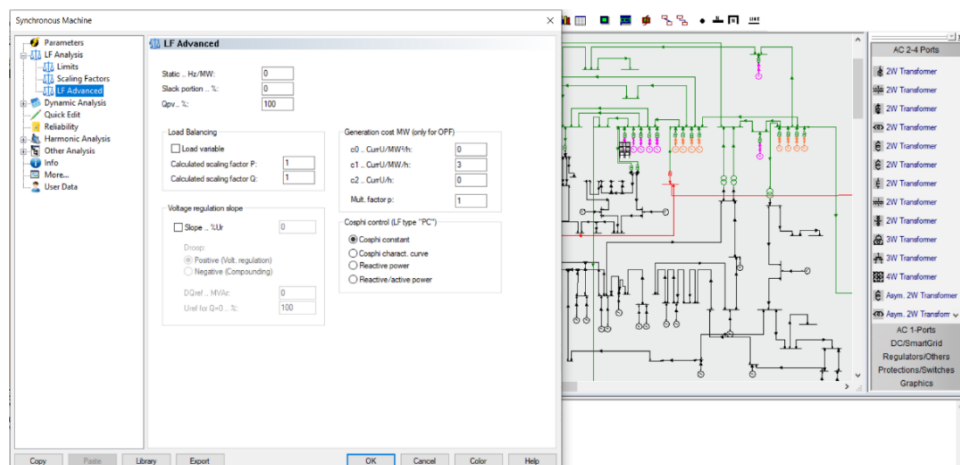


Figura 5.182 Skema e Sistemit Elektroenergjetik Shqiptar

Kjo skemë, e modeluar në softin Neplan, do të studiohet në kushtet aktuale si dhe më shtimin e BRE-ve, lidhur me efektin e optimizimit nëpërmjet modulit OPF [193]. Kjo do të tregonte edhe më qartë efektin e optimizimit për të dy skenarët. Për më tepër, nëpërmjet integritit me softin Matlab, janë vendosur disa shkallë lirie. Një analizë më e detajuar, gjendet e publikuar në referencën [194].



(a)



(b)

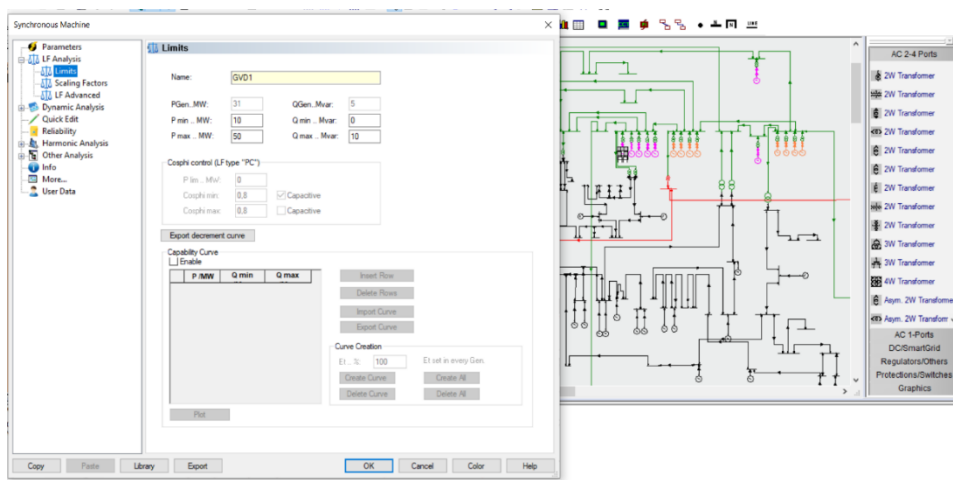
Figura 5.183 Vendorsja e funksioneve objektive (a) dhe e koeficientëve të kostos së gjenerimit (b)

Kështu, janë marrë në konsideratë dy skenarë të ndryshëm:

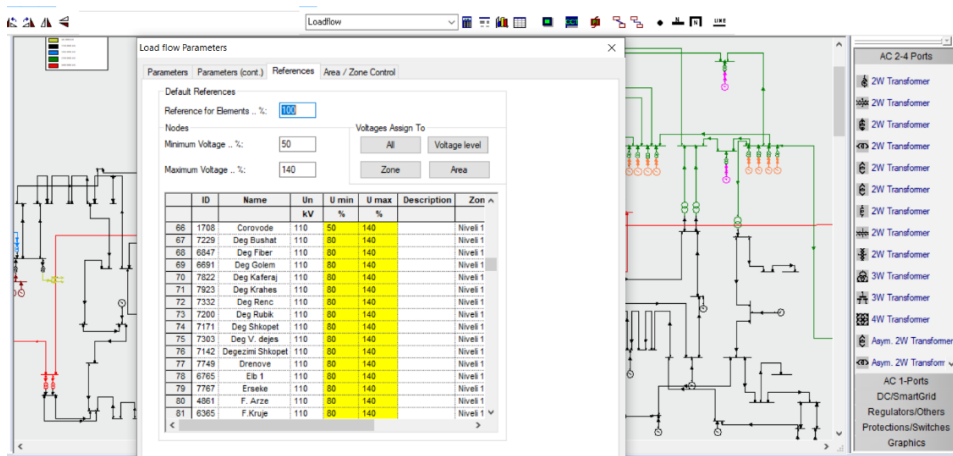
- Skenari 1: Këtu do të analizohet shpërndarja si dhe optimizimi i flukseve të fuqisë për skemën e treguar në Figurën 5.182. Fillimisht është simuluar skema nëpërmjet modulit “Load Flow” të softit NEPLAN pa kryer optimizimin. Më tej nëpërmjet modulit “Optimal Power Flow” të këtij softi, është realizuar një shpërndarje optimale e flukseve. Gjithashtu, në rastin e dytë, është bërë integrimi me softin Matlab, duke konsideruar disa shkallë lirie. Gjatë optimizimit, janë përcaktuar tre funksione: kosto e gjenerimit të energjisë, humbjet e fuqisë aktive, si dhe humbjet e fuqisë reaktive (shih Figurën 5.183,a,b). Për përcaktimin e kostove të gjenerimit, janë marrë parasysh koeficientët e sugjeruar në punimit [191]. Kështu, koeficientet α dhe γ për njësitë hidrogjeneruese janë marrë baraz me zero, ndërsa koeficienti $\beta=3$.

- Skenari 2: Këtu do të analizohet shpërndarja si dhe optimizimi i flukseve të fuqisë duke shtuar një sistem FV dhe një park eolik në skemë. Për analizën financiare në këtë rast koeficienti β është zgjedhur në vlerat $\beta=4.1$ për parkun eolik dhe $\beta=8$ për sistemin FV [191]. Ndërsa koeficientet α dhe γ janë marrë zero. Më tej, është bërë e njëjta analizë e sqaruar në Skenarin 1. Në fund janë krahasuar edhe të dy skenarët. Në punimin, për analizën financiare, sugjerohen që koeficienti β të jetë në vlerat $\beta=4.1$ për parkun eolik dhe $\beta=8$ për atë fotovoltaiik, ndërsa koeficientet α dhe γ të merren në vlerat zero.

Ndërkohë, tek modulet e gjeneratorëve janë vendosur kufizime lidhur me diapazonin e tensionit, koston si dhe në fuqitë aktive dhe reaktive (Figura 5.184,a,b). Këto kufizime janë përdorur gjatë analizës së optimizimit.



(a)



(b)

Figura 5.184 Vendosija e kufizimeve tek modulet e gjeneratorëve të: (a) fuqisë aktive/reaktive dhe koston dhe (b) diapazonit të tensionit

5.5.2.1 Shpërndarja/Optimizimi i flukseve për skemën aktuale të sistemit elektroenergjetik

Më poshtë paraqitën të gjithë rezultatet e simulimeve të kryera lidhur me shpërndarjen dhe optimizimin e flukseve të fuqisë për skenarin e parë. Për më tepër, në Tabelën 5.5 jepen rezultatet e llogaritjes, si dhe krahasimi midis përdorimit të moduleve “load flow” dhe “OPF”.

Tabela 5.5 Rezultatet e llogaritjes së shpërndarjes dhe optimizimit të flukseve të fuqisë në skenarin 1 (skema bazë)

Tipi	P _{humb} MW	Q _{humb} MVar	P _{imp} MW	Q _{imp} MVar	P _{gjen} MW	Q _{gjen} MVar	P _{ng} MW	Q _{ng} MVar	Kost. Gjen. Nj. M.
Load Flow	99.59	565.47	-121.06	-50.80	7435.89	1654.19	1392.09	431.46	3951.65
OPF	93.34	527.55	-122.53	-63.03	7429.83	1622.68	1392.09	431.46	3947.74
Ndryshimi në %	6.28	6.71	-1.21	-24.08	0.08	1.90	0.00	0.00	0.10

Shihet se në rast të optimizimit, zvogëlohet fuqia aktive e humbur si dhe ajo e gjeneruar. Gjithashtu ulen edhe kostot e gjenerimit (në njësi monetare).

Nga ana tjetër, Figura 5.185,(a) paraqet ndikimin e optimizimit në nivelin e tensionit, ndërsa Figura 5.185,(b) ndikimin e optimizimit tek ngarkimi i linjave. Shikohet që nivelet e tensionit në nyje të ndryshme, ulen pasi kryhet optimizimi. Gjithashtu shihet një ndryshim në ngarkimin e linjave kryesore, sidomos në atë Burrel-Elbasan (L 220-9/2).

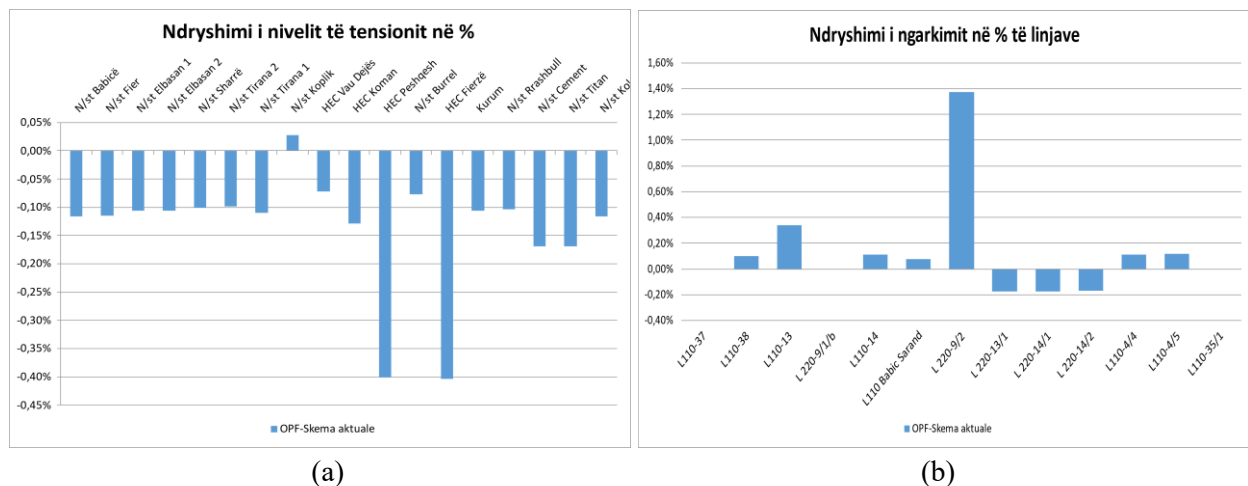


Figura 5.185 Ndikimi i optimizimit në nivelet e tensionit dhe ngarkimit të linjave

5.5.2.2 Shpërndarja/Optimizimi i flukseve me shtimin e një sistemi FV dhe një parku eolik në skemë

Më poshtë paraqitën të gjithë rezultatet e simulimeve të kryera lidhur me shpërndarjen dhe optimizimin e flukseve të fuqisë me përfshirjen e BRE-ve. Në skemën e sistemit shqiptar janë shtuar një sistem FV dhe një park eolik, secili me fuqi 70 MW. Ndërkohë që sistemi FV është lidhur në nënstacionin Fier, ai eolik është lidhur tek nënstacioni Vlora 2 (shih Figurën 5.186).

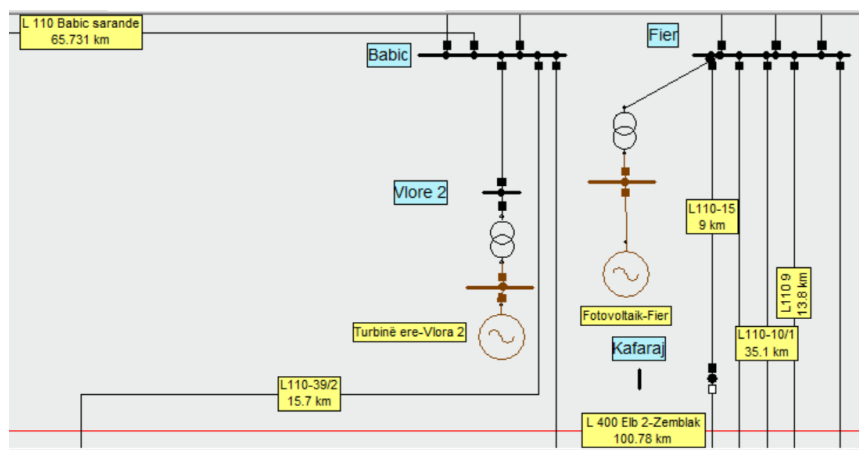


Figura 5.186 Shtimi i një sistemi FV dhe një parku eolik në skemën aktuale të sistemit

Më tej është ndjekur e njëjta procedurë, siç u veprua në skenarin e parë. Po ashtu, është simuluar skema për llogaritjen e shpërndarjes së flukseve pa/me optimizim, si dhe janë krahasuar rezultatet. Këto shifra paraqiten në Tabelën 5.6.

Tabela 5.6 Rezultatet e llogaritjes së shpërndarjes së flukseve të fuqisë me/pa optimizim për skenarin e dytë (me shtimin e një sistemi FV dhe një parku eolik)

Tipi	P_{humb} MW	Q_{humb} MVar	P_{imp} MW	Q_{imp} MVar	P_{gjen} MW	Q_{gjen} MVar	P_{ng} MW	Q_{ng} MVar	Kost. Gjen. Nj. M.
Load Flow	96.71	579.49	-225.96	-108.74	7429.67	1610.34	1392.09	431.46	4802.18
OPF	85.11	459.04	-223.96	-77.05	7417.15	1479.74	1392.09	431.46	4795.71
Ndryshimi në %	12.00	20.78	0.88	29.14	0.17	8.11	0.00	0.00	0.13

Në Figurën 5.187,(a) paraqet ndikimin e optimizimit në nivelin e tensionit në skemën me BRE, ndërsa në Figurën 5.187,(b) ndikimin e optimizimit tek ngarkimi i linjave në skemën me BRE. Këtu shikohet një ndryshim edhe më i madh se në skenarin e parë (skema bazë).

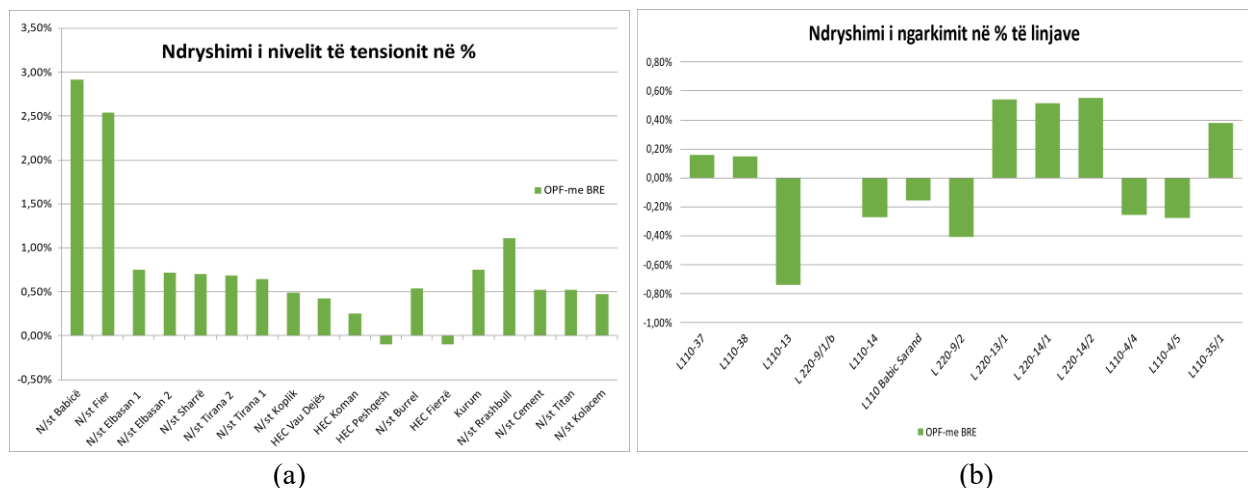


Figura 5.187 Ndikimi i optimizimit në parametrat e sistemit me BRE

Simulimet tregojnë që nivelet e tensionit në nyje të ndryshme, rriten pasi kryhet optimizimi. Gjithashtu shihet një ndryshim në ngarkimin e linjave kryesore, sidomos në L 110-13.

5.5.2.2 Krahasimi i rezultateve

Pas analizimit veç e veç të dy skenarëve, janë krahasuar dhe rezultatet midis tyre për rastet e optimizuara. Kjo do të paraqiste edhe më qartë impaktin që do të kishte instalimi i sistemeve FV dhe eolike. Përfundimisht, diferencat midis 2 skenarëve (pas optimizimeve) janë të paraqitura në Tabelën 5.7.

Nga krahasimi i rezultateve shihet se pas përfshirjes në sistem të BRE-ve, humbjet e fuqisë do të zvogëlohen edhe më tej. Nga ana tjetër shihet se kostoja e gjenerimit të energjisë do të rritet nga investimet e kryera për instalimin e BRE-ve të reja. Gjithsesi, kjo rritje mund të kompensohet nëse do të përfshihej koncepti i certifikatës së gjelbër.

Tabela 5.7 Rezultatet e llogaritjes së optimizimit të flukseve të fuqisë pa/me shtimin e një sistemi FV dhe një parku eolik në skemë

OPF	P_{humb} MW	Q_{humb} MVar	P_{imp} MW	Q_{imp} MVar	P_{gjen} MW	Q_{gjen} MVar	P_{ng} MW	Q_{ng} MVar	Kost. Gjen. Nj. M.
Skema aktuale	93.34	527.55	-122.53	-63.03	7429.83	1622.68	1392.09	431.46	3947.74
Shtimi BRE	85.11	459.04	-223.96	-77.05	7417.15	1479.74	1392.09	431.46	4795.71
Ndryshimi në %	8.82	12.99	-82.78	-22.25	0.17	8.81	0.00	0.00	-21.48

Më tej, Figura 5.188,(a) paraqet ndryshimin gjatë optimizimit në % të nivelit të tensionit në skemën pa/me BRE, ndërsa në Figurën 5.188,(b) ndikimin e optimizimit në ngarkimin e linjave kryesore (në %) për skemën pa/me BRE.

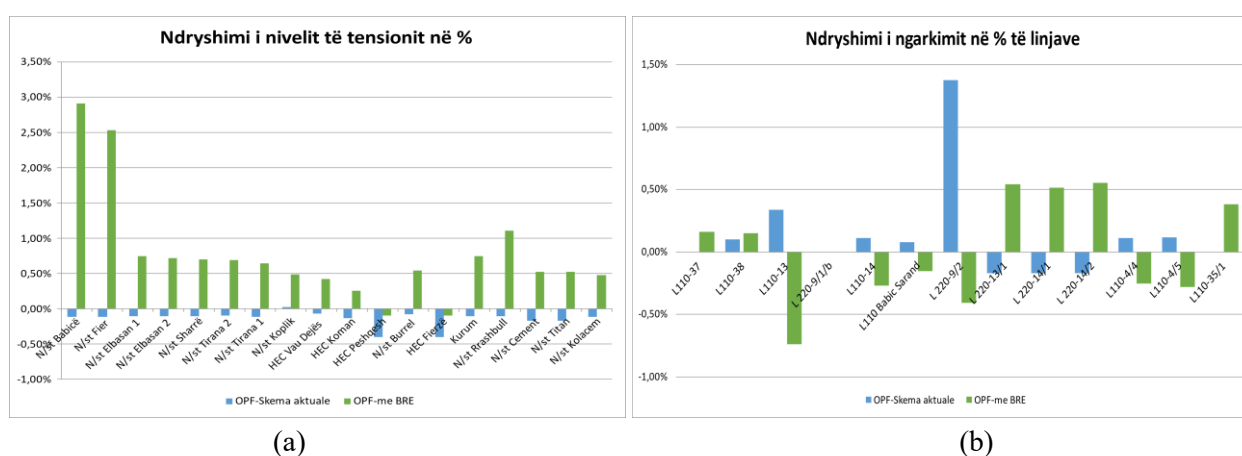


Figura 5.188 Ndikimi i optimizimit në nivelin e tensionit dhe ngarkimin e linjave në skenarët pa/me BRE

Shihet mjaft qartë që optimizimi është shumë i rëndësishëm dhe ndikon shumë më tepër kur në sistem integrohen BRE-të. Kjo vlen sidomos për rastin e sistemit shqiptar, ku investimet janë bërë në kushtet e regjimeve aktuale. Futja e BRE-ve të reja në sistem, do të kërkonte studime të tjera në këtë fushë [194]. Edhe më të rëndësishme do të konsideroheshin studimet në rast të integrimit të impianteve ku gjenerimi luhet shumë.

KAPITULLI 6

Përfundime dhe rekomandime

6. Përfundime dhe rekomandime

Në këtë punim janë trajtuar aspekte të ndryshme të performancës dhe integritit të burimeve të reja gjeneruese në Shqipëri. Nisur nga avantazhet e shumta të analizuara në kapitujt e mësipërm, parashikohet një rritje e shpejtë e kapaciteteve të tyre gjeneruese në vitet e ardhshme. Kjo vjen si pasojë e faktorëve të ndryshëm, si ulja e kostove të investimit, promovimi nëpërmjet legjislacionit, rritja e kërkesës për energji elektrike, luhatja e çmimit në bursë, eliminimi i varësisë nga burimet gjeneruese konvencionale etj. Studimi tregon që përveç avantazheve, duhet studiuar edhe ndikimi që ato shkaktojnë. Analizat e bëra janë të aspekteve teknike, ekonomike, sociale dhe mjedisore.

Në veçanti, energjia diellore dhe ajo e erës duket se po merr një vëmendje të shtuar. Për këtë arsye, edhe në këtë punim, janë analizuar skenarë të ndryshëm mbi këto lloje burimesh. Megjithatë, nisur nga situata e Sistemit Elektroenergjetik Shqiptar, ku mbi 90% e energjisë gjenerohet nga HEC-et, është analizuar fillimisht situata aktuale për gjenerim minimal/maksimal të HEC-eve, si dhe ngarkesë minimale/maksimale. Kombinimi i tyre paraqet edhe rastet ekstreme të operimit të sistemit.

Performanca e sistemeve FV dhe turbinave të erës

Për të studiuar performancën e sistemeve FV, fillimisht paraqitet një analizë tekniko-ekonomike e një sistemi 168 kWp për vetëkonsum, të instaluar në tarracën e UPT-së në Tiranë, Shqipëri. Fokusi i këtij sistemi me module FV monofaciale me kënd 28° , është në projektimin dhe dimensionimin optimal, duke marrë parasysh faktorë të ndryshëm si kostoja e investimit dhe gjenerimi i energjisë FV. Kështu, është me rëndësi krahasimi i skemave të ndryshme të kompensimit të energjisë (mujore apo vjetore). Rasti i studimit tregon se periudha e vetëshlyerjes për skemën e kompensimit mujor është 3.9 vite. Megjithatë, nëse përdoret metoda vjetore e kompensimit, kjo periudhë zvogëlohet në 3.5 vite (në një kohë që për hidrocentralet është rreth 7 vite). Kjo tregon se përmirësimi i legjislacionit jep kontribut në shtimin e vetë-prodhuesve të energjisë FV. Për më tepër, tregohet se gjenerimi FV është më i lartë se konsumi për 3 muajt e verës, dhe ka një tepëriçë të konsiderueshme energjie që kalon në rrjet në këtë stinë.

Nga ana tjetër, rezulton që ka disa faktorë që mund të rrisin më tej performancën e sistemeve FV. Për shembull, përdorimi i moduleve FV bifaciale do të kërkonte rivlerësimin e disa parametrave fizik të instalimit, si: këndi i vendosjes, lartësia nga dyshemeja si dhe vlera e reflektimit të saj (albedo). Për këtë qëllim, krahasimi i sistemit FV monofacial të trajtuar më sipër me një sistem FV bifacial (për të njëjtën fuqi), tregon performancën më të mirë të këtij të fundit. Kështu, duke konsideruar të njëjtën mënyrë vendosje, gjenerimi i energjisë do të rritej me 8.3%. Për më tepër, performanca do të rritej edhe më shumë gjatë optimizimit të sistemit FV bifacial. Në pozicionin gjeografik të Tiranës, kjo do të arrihej për kënd vendosje 25° , lartësi 0.3m dhe koeficient reflektimi 0.9 (sipërfaqe me ngjyrë të bardhë). Për këtë skenar, energjia do të rritej me 15.7%. Megjithatë, nëse vlera e albedos mbahet deri në 0.35, këndi i moduleve duhet të ulet në 20° (në krahasim me 28° të moduleve monofaciale). Në të dyja rastet, këndi i pjerrësisë për sistemin e optimizuar bifacial është më i ulët se për sistemin e optimizuar monofacial. Për të përgjithësuar situatën, nëpërmjet një analize regresioni përmes rezultateve të marra, janë përcaktuar ekuacionet polinomiale të rendit të tretë. Këto ekuacione japin varësinë Gjenerimi Specifik Vjetor dhe Rritjes Bifaciale në funksion të tre parametrave të diskutuar më sipër. Në këtë mënyrë, është shumë i thjeshtë krahasimi i rezultateve për skenarë të ndryshëm.

Për më tepër, sistemet FV për vetëkonsum janë më të lehta për tu projektuar dhe montuar, si dhe mund të integrohen mjaft mirë me HEC-e, stacione karikimi automjetesh elektrike etj. Në këtë kontekst janë analizuar skenarë të ndryshëm, duke nisur me një studim tekniko-ekonomik-mjedisor të një sistemi lundrues FV 500kWp të instaluar në rezervuarin e HEC-eve të Ashtës për vetëkonsum. Kjo analizë është bërë përmes programit PVSOL bazuar në të dhëna reale të konsumit për nevojat vetjake të këtij HEC-i, si dhe duke konsideruar kuadrin rregullator në Shqipëri. Duke krahasuar këto rezultatet, arrihet në përfundimin se një sistem lundrues është më efikas se një sistem i instaluar në tokë (për të njëjtat kushte projektimi). Gjenerimi i energjisë për këtë rast studimi rritet me 2200 kWh/vit. Kjo vjen nga ulja e temperaturës së modulit FV për shkak të ftohjes nga uji. Për më tepër, kombinimi i sistemit FV lundrues me HEC-in duket të jetë një zgjidhje e shkëlqyer. Ndërsa në muajt e verës HEC-et prodhojnë më pak energji, sistemet FV do të prodhojnë më shumë. Në këtë mënyrë, mund të përcaktohet si skenari më i mirë i kombinimit. Analiza është e vlefshme për studime të mëtejshme në Shqipëri (ose edhe në rajonin e Ballkanit), në ndihmë të studiuesve shkencorë dhe sistemeve FV lundruese, duke pasur parasysh se tregu i këtyre sistemeve është ende në fazat e hershme.

Një tjetër kombinim i analizuar, është integrimi i një sistemi FV për vetëkonsum, me një stacion karikimi automjetesh elektrike. Ky studim analizon ndërtimin e një impianti FV mbi një stendë parkimi dhe lidhjen e tij me një stacion karikimi automjetesh elektrike. Në këtë mënyrë përdoren sipërfaqe të pashfrytëzuara për qëllime të tjera. Kjo është mjaft e rëndësishme duke parë zvogëlimin e sipërfaqeve të tokës për këtë qëllim. Ndërkohë, gjenerimi nga impianti FV shkon për furnizimin me energji elektrike të një konsumatori familjar dhe gjithashtu për një stacion karikimi automjetesh elektrike. Edhe në këtë rast, kostot e energjisë elektrike reduktohet ndjeshëm, sidomos gjatë muajve të verës (ku janë 0), pasi e gjithë energjia e nevojitur sigurohet nga impianti FV. Për më tepër rezulton që ndryshimi me 2^0 i këndit të moduleve, mund të zvogëlojë periudhën e kthimit të investimit me 1 vit.

Ndërkohë, sistemet FV me fuqi të madhe kërkojnë analiza tekniko-ekonomike më të detajuara (sidomos nëse janë të tipit diell ndjekës). Duke optimizuar një sistem FV 10MWp, me module bifaciale dhe ndjekje diellore sipas një aksi, rezulton në një prodhim vjetor energjisë prej 17949 MWh/vit. Duke konsideruar shitjen e kësaj energjie në bursë, do të sillte një normë të brendshme kthimi prej 20.6% IRR, si dhe një periudhë kthim investimit prej 4.8 vjetësh. Këto vlera janë mjaft tërheqëse për investitorët. Nga ana tjetër, për këto sisteme të mëdha FV duhet analizuar edhe ndikimi që ata shkaktojnë në parametrat e sistemit energjistik (të lidhur me pikën e tij më të përshtatshme).

Gjithashtu, në këtë punim është propozuar një projekt parku eolik i instaluar në tokë, të ndodhur në pjesën juglindore të Shqipërisë (pranë kufirit me Greqinë). Topografia ka identifikuar dhe ofruar 40 pika të mundshme për vendosjen e turbinave të erës në zonat e Pretushës dhe e Kapshticës. Nga matjet në këtë rajon, rezulton se shpejtësia më e lartë e erës (6.2 m/s) arrihet në mars, ndërsa vlera më e ulët (3.8 m/s) shfaqet në korrik. Shpejtësia mesatare vjetore e erës e zgjedhur për analizën e projektit referues, është 5.8 m/s në 105 metra (lartësia e kullës). një vlerësim i tillë kryhet duke krahasuar katër lloje të ndryshme turbinash (p.sh. VESTAS, GAMESA, W2E dhe NORDEX) me fuqi të vlerësuar nga 3.45 MW deri në 4.5 MW. Nga rezultatet e simulimit për secilën prej turbinave të përzgjedhura, modeli Nordex N149/4.5-105m, performon më mirë dhe jep një prodhim neto vjetor të energjisë prej 414 384 MWh. Ky park eolik në një sipërfaqe prej 4905 ha dhe me një kapacitet prej 180 MW, ka një kosto totale investimi prej

1.274milion€/MW (ku rreth 70% i zë kostoja e vetë turbinës). Për këtë skenar bazë, kthimi i investimit rezulton 6.2 vite. Nëse një investitor ka një çmim instalimi më të ulët për 828 €/kW ose -35% në krahasim me Kosto Totale referuese (1274 €/kW), të gjithë treguesit ekonomikë përmirësohen ndjeshëm. Në këto kushte, analiza e ndjeshmërisë ofron informacion të saktë në lidhje me faktorët ndikues në koston e prodhimit të energjisë nga parku i energjisë eolike. LCOE për rastin bazë (norma e zbritjes 10%) rezulton 62.79 €/MWh. Ndërsa për ndryshim të koston totale për njësi në diapazonin ($\pm 35\%$), atëherë LCOE arrin një vlerë minimale dhe maksimale përkatësisht prej 49.97 €/MWh dhe 85.21 €/MWh. Nga analiza, çmimi i shitjes duhet të jetë të paktën mbi 100 €/MWh bazuar në skenarin referues duke aplikuar një kosto totale për njësi prej 1,274 €/kW. Parku eolik nuk është efikas në kushte të caktuara financiare, duke shprehur qartë nevojën për një marrëveshje çmimi fiks, duke respektuar kuadrin ligjor në Shqipëri. Ndërkohë, nëpërmjet modelit JEDI është llogaritur krijimi i vendeve të punës. Për shembull, gjatë periudhës së ndërtimit dhe periudhës së operimit hapen përkatësisht 32 dhe 7 vende pune.

Ndikimi i burimeve të rinovueshme të energjisë në sistemin energjitik

Rajoni i Burrelit: Për të studiuar ndikimin e BRE-ve në sistemin energjitik shqiptar, si rast kryesor studimi është marrë Rajoni i Burrelit. Metodologjia bazohet në analizimin e parametra të ndryshëm të rrjetit si: tensioni, humbjet (në linja dhe në transformatorë), flukset e fuqisë (aktive, reaktive apo të plota), ngarkimi (i linjave dhe i transformatorëve), harmonikat etj. Gjithashtu, për skenarë të ndryshëm janë llogaritur indekse të ndryshme performance, si: Indeksi i Përmirësimit të Profilit të Tensionit (VPII), Indeksi i Profilit të Tensionit (VPI), Indeksi i Reduktimit të Humbjeve në Linjë (LLRI), Indeksi i Reduktimit të Humbjeve në Transformatorë (TLRI) dhe Indeksi i Përmirësimit të Fuqisë së Plotë në Linjën Transmetuese (LTAPII). Ndërkohë, nëpërmjet parametrave ekonomik, është studiuar edhe fizibiliteti i impianteve të ndryshme. Përzgjedhja e Rajonit të Burrelit, është për shkak të pranisë së HEC-eve të shumta (55 të tilla me fuqi të instaluar prej 275.08 MW) në një shtrirje të madhe gjeografike. Për më tepër kontributin me të madh në të gjithë rajonin për vitin 2023 e ka HEC Gjoricë duke gjeneruar një energji prej 130966 MWh (apo rreth 22.1% të totalit). Për shkak të gjenerimit nga këto HEC-e, rezulton një rritje e ngarkimit në linja. Nga matjet e kryera në nënstacione, gjatë dimrit, linja më e ngarkuar (46.7%) është ajo Rubik-Reps dhe më pak e ngarkuar ajo Reps-F. Arrëz. Ndërsa, nga linjat 35 kV, situatë problematike shfaqet në linjën Bulqizë-Krastë (ngarkim deri në 87%). Ndërsa linja shpërndarëse më pak e ngarkuar është Rubik-Rrëshen. Gjatë verës, situata është komplet e kundërt. Ulja e ndjeshme e gjenerimit të HEC-eve, ul tej mase ngarkimin e linjave. Për shembull, ngarkimi i linjës Bulqizë-Krastë shkon në maksimumi 20%.

Gjenerimi gjatë dimrit duket se ndikon shume edhe te niveli i tensionit në zbara. Ndërsa nivelet më të larta arrijnë në nënstacionin Vojnik, nivelet më të ulëta rezultojnë në zbarat e nënstacionit Rubik (duke arritur vlera nën 110 kV në orarin 15:00-18:00).

Megjithatë, përveç gjenerimit është marrë në konsideratë edhe ngarkesa. Arritja e vlerës maksimale të saj, sjell pasoja edhe te transformatorët. Kështu, transformatori më i ngarkuar në të gjithë rajonin (deri 92% në Dhjetor) rezulton ai Nr.2 Rrëshen, që furnizon ngarkesat urbane të këtij qyteti. Edhe në muajin Qershor, ky transformator është po ashtu ndër më të ngarkuarit (deri 55 %), së bashku me atë të Krastës (deri 58 %). Nga ana tjetër, transformatorë relativisht të ngarkuar janë dhe ata në nënstacionet Suç, Bulqizë, Rubik, Peshkopi dhe Shupenzë. Këta janë dhe transformatorët që duhen marrë në konsideratë në studimet e ardhshme. Ndërkohë që ka një

diferencë të madhe të ngarkimit të TR3 Bulqizë (35 kV) midis muajve Qershor dhe Dhjetor. Kjo ndodh si pasojë e një ulje të ndjeshme të gjenerimit të HEC-eve që lidhen në këtë transformator.

Nga ana tjetër, duke u bazuar në fuqinë e gjeneruar nga HEC-et që operojnë në Rajonin e Burrelit, si dhe në fuqinë totale të ngarkesës së fiderave shpërndarës, janë analizuar 6 skenarë të ndryshëm. Kështu, janë kombinuar skenarë të ndryshëm gjenerimi (minimal, mesatar dhe maksimal) me skenarët e ngarkesës minimale dhe ngarkesës maksimale. Nivelet më të larta të tensionit në zbara arrijnë në skenarin GjMaks-NgMin. Kjo për shkak të sasisë së madhe të energjisë që do të kalonte në linjat 110 kV, si flukse të kundërta. Ndërkohë nivele më të ulëta të tensionit, rezultojnë në skenarët GjMin-NgMin (duke karakterizuar stinën e verës për këtë rajon). Tensionet më të ulëta shfaqen në Peshkopi, Shupenzë, Vojnik dhe Reps (duke zbritur edhe nën vlerën nominale). Një panoramë edhe më e qartë duket nga studimi i ndryshimit të nivelit të tensionit përgjatë linjës 110 kV Burrel-Shumat (Peshkopi), për skenarë të ndryshëm. Skenari GjMaks-NgMin shkakton tensione me të larta, sidomos në mesin e linjës (ku janë lidhur shumë HEC-e). Ndërsa profili më i ulët i tensionit do të ndodhte për skenarin GjMin-NgMaks. Në këtë të fundit, tensioni zbret nën vlerën 95% të atij nominal në zbarat e nënstacioneve Reps, Kaçinar dhe Krastë. Gjithashtu TR2 Rrëshen ngarkohet mbi 80%. Vlera të larta ngarkimi ka edhe në transformatorët e nënstacioneve Suç, Peshkopi, Vojnik dhe Bulqizë (por në shifra pak më të ulëta). Për çdo skenar, është analizuar gjithashtu sasia e fuqisë aktive që shkëmben Rajoni i Burrelit me zonat kufitare me të. Rezulton se ka eksport energjie drejt nënstacioneve Laç 1 dhe Laç 2 në çdo rast. Ndërkohë që situata e shkëmbimit me zonat e tjera varet nga skenari i marrë në studim. Për skenarin e gjenerimit minimal dhe ngarkesës maksimale, Rajoni i Burrelit importon energji nga linjat 220 kV të nënstacionit Burrel, si dhe nga zona e Kukësit dhe ajo e Fushë Arrëzit. Ndërsa për skenarët e gjenerimit maksimal dhe mesatar, ky rajon eksporton energji drejt të gjithë zonave të tjera. Për shkak të flukseve të kundërta, rriten dhe humbjet totale. Këto janë më të larta për skenarët e gjenerimit maksimal. Ndërkohë, kudo humbjet janë më të vogla për skenarin gjenerim/ngarkesë minimale.

Ndikimi i gjenerimit të shpërndarë në rajon: Për të trajtuar më qartë ndikimin që ka gjenerimi i shpërndarë tek parametrat kryesorë elektrik të Rajonit të Burrelit, janë kryer përsëri simulimet, duke hequr të gjithë hidrogjeneratorët (përveç atyre të HEC-eve Ulëz dhe Shkopet). Më tej janë krahasuar skenarët me gjenerim të shpërndarë (MeGjSh) me ato pa gjenerim të shpërndarë (PaGjSh), për ngarkesë minimale dhe maksimale. Rezulton se gjenerimi i shpërndarë në përgjithësi ka rritur nivelet e tensionit. Megjithatë ndikon shumë sasia e gjeneruar nga HEC-et. Ky përmirësim duket edhe nga indekset përmirësimit të profilit të tensionit (VP11) për skenarë të ndryshëm. Për shembull vlera më e vogël se 1 e tij për gjenerim minimal, tregon se për këtë skenar nuk ka përmirësim. Ndërkohë, për sa i përket humbjeve në linja dhe transformatorë, skenarët e gjenerimit minimal dhe mesatar i reduktojnë ato. Për shembull, për skenarin GjMin-NgMin humbjet në linja përgjysmohen. Ndërkohë, situata përkeqësohet për skenarët e gjenerimit maksimal (humbjet rriten deri në 2.3 herë krahasuar me skenarin pa gjenerim të shpërndarë).

Për shkak të këtij gjenerimi të lartë nga HEC-et e shumtë të ndërtuara në këtë rajon, në 2022 u ndërtua linja 220 kV Burrel-Shumat (së bashku me nënstacionin 220 kV Shumat). Ky është një nga investimet më të mëdha të kryer nga OST në Rajonin e Burrelit, duke shtuar linjën e vetme transmetuese 220 kV në këtë rajon. Për të shikuar se si ka ndikuar kjo linjë në tërësinë e operimit të Rajonit të Burrelit, janë analizuar rezultatet e nxjerra për skemën me përfshirjen e saj me rastin e skemës pa këtë linjë (para 2022). Nga matjet reale të kryera në nënstacione janë krahasuar profilet orare të tensionit. Për shembull në nënstacionin Vojnik, në pjesën më të madhe të ditës, shihet një

rritje e niveleve të tensionit (përveç intervalit 09:00-14:00). Megjithatë duhet të merret në konsideratë edhe niveli i gjenerimit/ngarkesës për këto 2 vite të analizuara. Nga ana tjetër, janë analizuar rezultatet e marra nëpërmjet programit Neplan, për skemat njëfazore me/pa linjën 220 kV Burrel-Shumat. Meqë kjo linjë është shumë afër linjës transmetuese 110 kV Burrel-Peshkopi, është analizuar profili i tensionit në këtë të fundit për skenarin e ngarkesës maksimale (ku priten tensioni më të ulëta për shkak të konsumit të lartë. Shihet një përmirësim i dukshëm në çdo skenar gjenerimi, me përfshirjen e linjës 220 kV Burrel-Shumat. Rritja më e lartë do të ndodhte për skenarin e gjenerimit maksimal, duke përmirësuar nivelin e tensionit në fund të linjës. Përveç të tjerave, është studiuar efekti i kësaj linje tek ngarkimi i linjave të tjera. Në përgjithësi ngarkimi i linjave të tjera duket dukshëm shumë më i vogël për vitin 2024 sesa për vitin 2022. Një ndikim më të madh duket se ka pasur në linjat Reps-Fushë Arrëz dhe Peshkopi-Fushë Aliaj. Nga segmentet e ndryshëm të linjës 110 kV Burrel-Peshkopi, reduktimin më të lartë do ta kishte në linjën Shupenzë-Vojnik (deri në 3.1%). Është analizuar gjithashtu, ndikimi që ka linja 220 kV tek humbjet totale të fuqisë. Për të kuptuar më mirë ndikimin e linjës tek humbjet totale, janë llogaritur raportet e humbjeve midis skenarëve Me Shumat me atë Pa Shumat. Raportet rezultojnë më të vogla se 1 në tre skenarët e fundit. Kjo do të thotë një reduktim i humbjeve për shkak të instalimit të linjës së re. Ndërkohë që reduktimi me i madh i tyre ndodh për skenarin GjMin-NgMaks.

Integrimi FV në rajon: Kështu, duke konsideruar të gjithë analizën e kryer më sipër, është studiuar mundësia dhe ndikimi që do të kishte përfshirja e burimeve të reja të rinovueshme (si p.sh. FV), duke i shpërndarë në pika të ndryshme të Rajonit të Burrelit. Për shembull, janë përcaktuar zbarat me tensionet më të ulëta gjatë verës, ngarkimi më i lartë i linjave apo transformatorëve, ngarkesa më e lartë, humbjet më të larta të fuqisë, indeksat e ndryshëm të performancës etj. Një kapacitet i duhur dhe një pikë lidhje e saktë do të përmirësonin me tej parametrat e rajonit. Ndërsa një studim i gabuar, mund të përkeqësojë më tej operimin e rrjetit. Fillimisht është simuluar skema aktuale e Rajonit të Burrelit, duke përdorur metodën e profilit të ngarkesës. Kjo analizë shërben për të përcaktuar pikat optimale se ku mund të lidhen burimet e reja gjeneruese (p.sh. FV). Për më tepër janë ndërtuar grafikët me profile orare, për elementët kryesorë të rajonit. Si përfaqësues i stinës së verës është zgjedhur muaji Qershor, ku përgjithësisht ngarkesa dhe gjenerimi janë në vlera minimale. Ndërsa për të përfaqësuar stinën e dimrit, është përzgjedhur muaji Dhjetor (ku ngarkesa dhe gjenerimi përgjithësisht janë në maksimumin e tyre). Një burim gjenerues FV, do të mbulonte ngarkesën edhe gjatë verës (ku prodhimi nga HEC-et është shumë i ulët).

Integrimi FV në zbarat 110 kV: Nga analiza e kryer pikat optimale të lidhjes për zbarat 110 kV do të ishin në nënstacionet Peshkopi, Reps dhe Laç 1. Gjatë verës nivelet më të ulëta të tensionit ishin në zbarat 110 kV në Reps dhe Peshkopi). Ndërkohë që nënstacioni Peshkopi është shumë afër linjës 220 kV Burrel-Shumat, ai i Repsit është afër zonës së Fushë Arrëzit. Kjo do të mundësonte një transmetim më të afërt të energjisë drejt zonave kufitare. Gjithashtu, linjat lidhëse ndërmjet tyre nuk janë shumë të ngarkuara. Nga ana tjetër, zgjedhja e zbarës 110 kV të nënstacionit Laç 1, është bërë për shkak të konsumit të lartë (Laç-Tiranë) si dhe për shkak të hapësirës territoriale për instalimin e sistemit FV. Përfundimisht, janë krahasuar rezultatet e simuluar për skemën aktuale të rajonit (skenari bazë) me 5 skenarë të depërtimit FV (6 MWp, 15 MWp, 24 MWp, 30 MWp). Integrimi i këtyre sistemeve FV do të rriste nivelin e tensionit në çdo rast mbi atë të skenarit bazë. Por këto shifra janë brenda limiteve të lejuara sipas kodit të transmetimit (<111.8%). Gjithashtu, integrimi i sistemeve FV do ta kthente rajonin në eksportues energjie edhe gjatë stinës së verës (ku gjenerimi i HEC-eve është minimal). Nga ana tjetër, rritja e gjenerimit

nga sistemet FV, do të rriste ngarkimin e linjave transmetuese. Rezulton se përgjithësisht skenarët 24 MWp dhe 30 MWp, do të rrisnin ngarkimin e linjës. Megjithatë, linjat kanë kapacitete transmetuese dhe shifrat e ngarkimit janë relativisht të ulëta. Gjatë verës rezulton se skenarët e integritit të FV-ve me kapacitete totale 15 MWp dhe 6 MWp, do të ulnin humbjet në krahasim me skenarin bazë (pa FV). Ndërkohë, skenari i fundit (6 MWp) ndikon më shumë nga të gjithë në uljen e humbjeve. Nga ana tjetër skenarët me FV prej 24 MWp dhe 30 MWp do të shkaktonin rritje të humbjeve gjatë verës dhe nuk rekomandohen. Për më tepër, gjatë dimrit çdo skenar do të rriste më tej humbjet (por në shifra më të vogla). Përfundimisht, nga analiza e parametrave të studiuar më sipër, rezulton që skenari më i mirë do të ishte ai i integritit të një sasive totale prej 15 MWp të FV-ve në Rajonin e Burrelit. Kjo do të thotë instalimi i 3 sistemeve të tilla, prej 5 MWp secila, në zbarat 110 kV të nënstacioneve Peshkopi, Reps dhe Laç 1.

Integrimi FV në zbarat 10 kV: E njëjta analizë e bërë për përcaktimin e pozicionit të duhur të sistemeve FV në zbarat 110 kV, është realizuar edhe për integrimin e 3 sistemeve FV në zbarat 10 kV. Përsëri kapacitetet e këtyre sistemeve FV do të jenë barabarta, duke u shpërndarë në nyje të nyje të ndryshme të Rajonit të Burrelit. Është me interes të studiohen zbarat 10 kV me tensionet më të ulëta (sidomos gjatë verës), me ngarkesën më të lartë (pra dhe ngarkimin më të lartë të transformatorëve nga ana 10 kV), me ngarkesën më të lartë në linja shpërndarëse etj. Duke konsideruar të gjithë analizën e kryer në këtë disertacion, janë përcaktuar si pika lidhje më të përshtatshme për integrimin e sistemeve FV, zbarat 10 kV në Suç, Peshkopi dhe Rrëshen (TR2). Për këtë arsye, janë analizuar dhe krahasuar 5 skenarë të ndryshëm për të trajtuar ndikimin që do të kishin këto sisteme FV në këtë rajon (0 MWp, 1.5 MWp, 3 MWp, 6 MWp, dhe 9 MWp), me pikë lidhje në zbarat 10 kV. Niveli i tensionit në zbarat 10 kV të nënstacioneve Suç dhe Peshkopi rritet me shtimin e burimeve të reja gjeneruese. Megjithatë, ky nivel tensioni nuk tejkalon maksimumin e arritur në skenarin bazë. Nga ana tjetër, integrimi i kapaciteteve të larta FV në zbarën Nr. 2 Rrëshen, do të shoqërohej më rritje të mëdha të profilit të tensionit. Për shembull, skenari me 9 MWp (që do të thotë instalimi i një sistemi FV prej 3 MWp në TR2 Rrëshen) do të rriste me 0.4 kV nivelin e tensionit. Kjo do të sillte nivele të reja tensionesh problematike, për shkak se sasia e instaluar e sistemit FV do të tejkalonte ngarkesën maksimale (që është rreth 2.34 MWp). Për këtë arsye më përshtatshëm për këtë zbarë do të ishte skenari 6 MWp (pra një instalim prej 2 MWp në këtë nënstacion). Ndërkohë, nga analiza e bërë për transformatorët e 3 nënstacioneve, rezulton se kapaciteti i instaluar më i përshtatshëm i sistemeve FV për nënstacionet Suç dhe Peshkopi do të ishte 3 MWp, ndërsa tek nënstacion Rrëshen (Z2) do të ishte 2 MWp. Pra një total sistemesh FV prej 8 MWp mund të integroheshin në këtë rajon. Ndërsa në stinën e verës, humbjet më të ulëta do të rezultonin për skenarin 6 MWp, në atë të dimrit arrijnë minimumin për skenarin 9 MWp. Megjithatë, përgjatë gjithë vitit skenari më i mirë do të ishte ai për 6 MWp. Përfundimisht, vlen për tu theksuar, nga analiza e bërë për të gjithë parametrat elektrik për studimin e integritit të 3 sistemeve FV në zbarat 10 kV, më optimali është ai më një fuqi totale prej 6 MWp. Pra, lidhja në zbarat 10 kV të nënstacioneve Rrëshen, Suç dhe Peshkopi të 3 sistemeve FV me fuqi secili 2 MWp. Gjithsesi, në dy nënstacionet e fundit, fuqia e instaluar mund të rritet deri në 3 MWp, për shkak të një ngarkesë më të lartë në transformatorët përkatës. Edhe kapaciteti i instaluar i transformatorëve të tyre është më i lartë se ai TR2 Rrëshen.

Integrimi FV në një fider shpërndarës: Përveç ndikimit të sistemeve FV të shpërndara në zbarat 110 kV apo 10 kV, do të ishte me interes të analizohet edhe ndikimi i integritit në tyre në fidera. Në këtë rast, fuqia që mund të instalohet do të ishte shumë më e vogël se në rastet e

sipërpermendura. Kapaciteti maksimal, do të kufizohet jo vetëm nga fuqia e instaluar e transformatorit të fuqisë, por edhe nga ngarkesa që do të furnizonte. Përveç kësaj, edhe zgjedhja e duhur e një pike lidhje do të ishte thelbësore. Në këtë kontekst, për të trajtuar faktorët e mësipërm, në Rajonin e Burrelit është përzgjedhur një nga fiderat e nënstacionit Suç, i cili u analizua që kishte një transformator tepër të ngarkuar. Ky fider, me emërtimin “Zenisht”, i cili ka filluar operimin në vitin 1969, ka 31 kabina elektrike gjithsej dhe furnizon 731 konsumatorë me ngarkesë rurale. Shumica e konsumatorëve janë familjarë, por ka dhe të tillë si për furnizimin e depove të ujit, të stacioneve telefonike, ngarkesa fabrike private etj. Për të trajtuar ndikimin nga depërtimi FV janë studiuar skenarët i integrit FV në: çdo kabinë elektrike të fiderit, në kabinat e gjysmës së parë dhe në kabinat e gjysmës së dytë të tij. Për më tepër janë analizuar rastet e instalimit të kapaciteteve FV prej 50 kWp ose 25 kWp në çdo kabinë, si dhe krahasuar ato me skenari bazë (pa FV në fider).

Integrimi FV në çdo kabinë të fiderit: Instalimi i sistemeve FV prej 50 kWp në çdo kabinë, do të rriste tej mase profilin e tensionit (sidomos në gjysmën e dytë të fiderit). Pra ky skenar nuk do të ishte i përshtatshëm. Madje, këto sisteme do të ndikonin edhe profilin e tensionit në zbarën 110 kV të nënstacionit Suç (maksimumi deri në 0.4% gjatë verës). Ndërsa për skenarin 25 kWp diapazoni i tensionit respekton limitet e kodit të shpërndarjes. Pra ky është skenari i duhur, duke konsideruar nivelin e tensionit përgjatë fiderit.

Depërtimi FV ndryshon edhe profilin e flukseve të fuqisë aktive në hyrje të fiderit. Gjatë orëve me diell në stinën e verës, instalimi i këtyre sistemeve FV në kabina, jo vetëm që do të plotësonte kërkesën për energji të konsumatorët, por do të krijonte edhe një tepriçë energjie në formë fluksesh të kundërta (vlerat negative). Në një kohë që sistemet FV prej 50 kWp do të krijonte flukse të kundërta deri në 1 MWp, ata me fuqi 25 kWp do të krijonin deri në 0.3 MWp. Situata gjatë dimrit do të ishte pak ndryshe. Skenari 25 kWp nuk do të krijonte tepriçë energjie, kurse skenari 50 kWp do përmbushte kërkesën për energji. Ndërkohë, gjatë verës, instalimi i sistemeve 50 kWp do të rriste më shumë humbjet e fuqisë të Rajonit të Burrelit (humbjet ditore të energjisë të zonës 10 kV do të rriteshin me 35%). E kundërt është situata në skenarin 25 kWp (humbjet ditore të energjisë në zonën 10 kV zvogëlohen me 31%). Ndërsa gjatë dimrit humbjet totale do të zvogëloheshin në të dy rastet (përkatësisht 0.36% dhe 0.27%).

Integrimi FV në kabinat e gjysmës së parë/dytë të fiderit: Depërtimi FV 50 kWp dhe 25 kWp në 15 kabinat e para do të përmirësonte profilin e tensionit në zbarat e kabinave. Për më tepër niveli i tensioneve është brenda standardeve. Nga ana tjetër, instalimi i sistemeve FV 50 kWp secili, në 15 kabinat e gjysmës e dytë të fiderit sjell një situatë të re. Nivelet e tensionit kalojnë limitin 105%. Madje në disa kabina afër fundit të fiderit, tensioni rritet deri në 11.2% të tensionit nominal. Kjo vlerë është e papranueshme dhe më shumë se 2-fishi i luhatjes se lejuar. Për këtë arsye ky skenar nuk do të ishte i përshtatshëm. Ndërsa instalimi në gjysmën e dytë të kabinave i sistemeve FV me fuqi 25 kWp, jo vetëm do të rezultonte në limite tensioni brenda normave, por do të përmirësonte nivelet e tensionit nëpër kabinat e fundit. Përfundimisht, i vetmi skenar i papërshtatshëm duke konsideruar diapazonin e tensionit, është ai i instalimit të sistemeve FV me kapacitet secili 50 kWp, në kabinat e gjysmës së dytë të fiderit. Ndërkohë, nëse kërkohet rritja e nivelit të tensionit në kabinat e fundit, e përshtatshme do të ishte instalimi i sistemeve FV në kabinat e gjysmës së dytë të fiderit. Ndërsa nga analiza e humbjeve ditore të energjisë, skenari optimal do të ishte ai i instalimit të sistemeve FV 25 kWp në çdo kabinë të gjysmës së dytë të fiderit. Kjo do të zvogëlonte humbjet e energjisë gjatë një dite vere dhe një dite dimri, përkatësisht prej 0.95% dhe 0.22%. Kjo

për shkak të një ulje të konsiderueshme të humbjeve ditore në zonën 10 kV. Megjithatë, këto humbje mund të zvogëloheshin më tej, nëpërmjet përforcimit të fiderit.

Studimi i fizibilitetit: Për të studiuar ndikimin ekonomik të depërtimit të FV, janë llogaritur parametrat ekonomik: kostoja totale e instalimit FV, kursimet që vijnë nga ulja e humbjeve pas integritimit të FV-ve, si dhe të ardhurat nga shitja e energjisë tek konsumatorët. Kështu supozohet sikur investimi do të bëhej nga kompania shpërndarëse e energjisë.

Bazuar në periudhën e kthimit të investimit, instalimi FV për skenarin 50 kWp përgjatë gjithë fiderit, duket të jetë skenari më i keq, duke marrë parasysh vlerën më të lartë të kthimit të investimit (7.38 vite) për shkak të kostonë së lartë të investimit. Ndërkohë, përfitimi më i madh shfaqet për instalim FV në gjysmën e dytë të fiderit (kthimi i investimit ndodh për 7.17 vite). Në këtë rast kursehet 2352\$ nga reduktimi i humbjeve teknike. Ndërsa në rast të instalimit në gjysmën e parë, periudha e kthimit të investimit është 7.23 vite. Pra shihet se skenari më optimal nga analiza ekonomike, është instalimi FV në gjysmën e dytë të fiderit (edhe pse shifrat nuk kanë ndonjë ndryshim të madh). Megjithatë, nga analiza teknike e mëparshme, vetëm skenari i instalimit 50 kWp në gjysmën e parë të fiderit është i pranueshëm.

E njëjta analizë ekonomike e kryer në rastin e instalimit FV për skenarët 25 kWp (në të gjithë fiderin apo në gjysmën e parë/e dytë të tij). Përsëri skenari më optimal është ai i instalimit FV në gjysmën e dytë të fiderit, duke rezultuar në një periudhë kthim investimi prej 6.7 vite. Nga ana tjetër, skenari i gjysmës së parë paraqet vlerën më të lartë të kthimit të investimit (7.11 vite). Ndërkohë, për skenarin e instalimit FV në të gjithë fiderin, investimi kthehet për 7 vite.

Megjithatë, në rastin e instalimit FV në gjysmën e parë ose të dytë, siç diskutohet në analizën teknike, mund të kishte një përkeqësim të parametrave. Kjo do të kërkonte përforcimin e fiderit, duke rritur kostonë e investimit (të cilat nuk merren parasysh në llogaritje). Në këtë mënyrë, nëse nuk do të bëhej asnjë investim në fider, do të ishte më e përshtatshme të shpërndahej gjenerimi FV në të gjithë fiderin, krahasuar me 2 rastet e tjera të lidhjes.

Krahasimi i rezultateve të Rajonit të Burrelit me rajonet e tjera: Janë krahasuar rezultatet që u nxorën nga studimi i Rajonit Burrel, me rezultatet e marra duke përdorur të njëjtat metodologji në Rajonet Kukës dhe Korçë. Në këto 3 rajone gjendet numri më i lartë i HEC-eve të instaluar. Kjo është edhe arsyeja kryesore e përzgjedhjes së tyre për krahasimin.

Rritja e gjenerimit (në skenarët GjMaks-NgMin dhe GjMaks-NgMaks) çon në rritjen e niveleve të tensionit në zbarat 110 kV (pra e përmirëson atë). Ndërsa për gjenerim minimal, niveli i tensionit në zbarat ulet ndjeshëm, sidomos kur ngarkesa arrin vlerën maksimale. Gjithsesi, niveli i tensionit në zbarat 110 kV është brenda limiteve të kërkuara nga kodi i transmetimit. Ndryshe nga situata në linjat transmetuese 110 kV, në ato shpërndarëse 35 kV vërehet një tejkalim i limitit të lejuar të tensionit në disa zbara. Arsyeja e rritjes jashtë limiteve të nivelit të tensionit, është prania e burimeve gjeneruese në nënstacionet përkatëse. Ndërkohë, skenarët për gjenerim minimal, mund të çojnë në zvogëlimin e tensionit nën atë nominal (por duke mbetur brenda limiteve të kërkuara). Për të trajtuar më mirë ndikimin e sasisë së gjenerimit tek përmirësimi i nivelit të tensionit, është studiuar indeksi VP_{II} për të tre rajonet. Në të tre rajonet, gjenerimi minimal duket se nuk sjell përmirësim të profilit të tensionit ($VP_{II} \leq 1$). Ndërsa një gjenerim maksimal, përmirëson në mënyrë të dukshme profilin e tij. Vlerat më të larta janë në rajonet Burrel dhe Korçë për shkak të një numri më të madh të HEC-ve të instaluar në këto zona.

Po ashtu, shihet se për gjenerim maksimal, ka disa linja 110 kV të cilat mbingarkohen mbi 70%. linja Suç-Bulqizë (Rajoni Burrel) dhe ajo Kalimash-Rexhepaj (Rajoni-Kukës). Ndërkohë, ngarkimi i linjave 35 kV për regjim maksimal gjenerimi, arrin vlera edhe më të larta. Kjo tregon domosdoshmërinë e marrjes së masave teknike për këto linja, në të cilat rryma e punës i afrohet asaj nominale. Ndërsa për skenarët e gjenerimit minimal, ngarkimi i linjave është relativisht i ulët. Kjo e fundit është në funksion të sasisë së flukseve të fuqisë që qarkullojnë në të. Krahasimi i indekseve LTAPII për të tre rajonet tregon se ka një reduktim të flukseve në linja, në rastin e skenarit të gjenerimit minimal ($LTAPII < 1$). Kjo do të thotë që ka një “lirim” në kapacitetin e linjave. Ndërsa për gjenerim maksimal, shihet se indeksi është më i madh se 1.

Një krahasim midis rajoneve, është bërë edhe në lidhje me humbjet e fuqisë aktive në linja. Këto humbje, janë analizuar për zonat 35 kV dhe 110 kV. Në çdo rast, humbjet maksimale rezultojnë për regjimin e gjenerimit maksimal. Kjo për shkak të rritjes së rrymave që qarkullojnë në linjë. Në skenarin e ngarkesës maksimale, ato ulen pak. Ndërkohë, për një gjenerim minimal, humbjet ulen ndjeshëm. Për më tepër, humbjet minimale në zonën 110 kV rezultojnë për skenarin GjMin-NgMaks. Ndërsa në zonën 35 kV, vlera minimale e humbjeve arrihet për skenarin GjMin-NgMin. Në secilin rajon, një gjenerim minimal do të reduktonte humbjet në linja ($LLRI > 1$). Ndërsa skenari i gjenerimit maksimal do të zmadhonte me rreth 2.5 herë humbjet në linja. Janë krahasuar gjithashtu edhe rezultatet e ngarkimit të transformatorëve për rajonet Burrel dhe Korçë. Tek transformatorët në të cilët janë lidhur burime gjeneruese, ngarkimi maksimal arrihet për skenarët e gjenerimit maksimal. Ndërsa tek transformatorët të cilët nuk kanë të lidhur burime gjeneruese në të, ngarkimi maksimal rezulton për skenarët e ngarkesës maksimale.

Përfitimet e metodologjisë së optimizimit të flukseve të fuqisë me përfshirjen e burimeve të rinovueshme: Duke marrë si rast studimi Sistemin Elektroenergjetik Shqiptar, janë analizuar 2 skenarë të ndryshëm të shpërndarjes dhe optimizimit të flukseve: për situatën aktuale si dhe për kushtet e shtimit të një sistemi FV dhe një parku eolik. Metodologjia e optimizimit të përdorur është minimizimi i kostove të gjenerimit të energjisë, humbjeve të fuqisë aktive, si dhe humbjeve të fuqisë reaktive. Rezultatet tregojnë që optimizimi ndikon tek minimizimi i parametrave të përzgjedhur. Për shembull, për skemën aktuale të sistemit shqiptar, humbjet e fuqisë aktive dhe kostot e gjenerimit zvogëlohen përkatësisht me 6.28% dhe 0.1%. Edhe më shumë ndikon optimizimi në skenarin e përfshirjes së burimeve të reja gjeneruese (diferencat me skenarin pa optimizim zvogëlohen përkatësisht me 12% dhe 0.13%). Pas analizimit veç e veç të dy skenarëve, janë krahasuar dhe rezultatet midis tyre për rastet e optimizuara. Nga krahasimi i rezultateve shihet se pas përfshirjes në sistem të BRE-ve, humbjet e fuqisë do të zvogëlohen edhe më tej (diferenca 8.82%). Nga ana tjetër shihet se kostoja e gjenerimit të energjisë do të rritej nga investimet e kryera për instalimin e BRE-ve të reja (me 21.48%). Gjithsesi, kjo rritje mund të kompensohet nëse do të përfshihej koncepti i certifikatës së gjelbër.

PLANET PËR TË ARDHMEN

Rritja e shpejtë e depërtimit të BRE-ve në Sistemin Energjetik Shqiptar do të kërkojë analiza më të hollësishme në të ardhmen. Metodologjitë dhe modelet e studiara në këtë disertacion mund të zhvillohen dhe të përdoren më tej.

Duke qenë se gjenerimi nga shumica e BRE-eve është vështirë të parashikohet me saktësi, për analizën e sistemeve energjetike në studimet e ardhshme do të përdoren metoda si: ANN, Gjenetike, Inteligjencë Artificiale etj. Gjithashtu metoda të tilla mund të përdoren edhe për parashikimin e ngarkesës në të ardhmen.

Për më tepër, duhen studiuar mundësitë (sipas skenarëve të ndryshëm) të kombinimit të BRE-ve, sipas profilit të ngarkesës. Sasitë e energjisë së gjeneruara nga to, mund të plotësojnë mjaft mirë njëra tjetrën në orare të caktuara. Kjo kërkonte edhe një studim fizibiliteti.

Ndërkohë që për sistemet FV ndërtimi dhe studimet janë më thjeshta dhe më të shumta, për turbinat e erës të përbëra me makina rrotulluese analizat janë pak më të ndërlikuara. Për këtë, në të ardhmen, duke përdorur modele të ndryshme matematikore të paraqitura në këtë disertacion, do të shikohet impakti i tyre në rajone të ndryshme energjetike (pavarësisht faktit që ende nuk ka burime të tilla të ndërtuara në Shqipëri). Për më tepër, një kombinim i modeleve të parashikimit meteorologjik dhe statistikor, si dhe studimeve në terren, mund të sigurojë një informacion shumë të dobishëm mbi projektet e ardhshme të parqeve eolike.

Është e rëndësishme matja dhe eliminimi i harmonikave me anë të filterave. Në fazën eksperimentale është tentuar të provohen në kohë reale filterat dixhital të ndryshëm (Butterworth, Chebyshev, Bessel dhe Elliptic) nëpërmjet softit LabView. Gjetja e një funksioni transmetues të nëpërmjet tyre, jep lehtësi në ndërtimin më tej të filterave fizik. Kjo tematike do të thellohet në vijim.

Referenca

- [1] “Global Energy Outlook 2023: Sowing the Seeds of an Energy Transition.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.rff.org/publications/reports/global-energy-outlook-2023/>
- [2] P. Moodley, “1 - Sustainable biofuels: opportunities and challenges,” in *Sustainable Biofuels*, R. C. Ray, Ed., in *Applied Biotechnology Reviews*, Academic Press, 2021, pp. 1–20. doi: 10.1016/B978-0-12-820297-5.00003-7.
- [3] “About the secretariat | UNFCCC.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://unfccc.int/about-us/about-the-secretariat>
- [4] “World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2023/Jun/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
- [5] K. Calvin *et al.*, “IPCC, 2023: Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland,” Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Jul. 2023. doi: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.
- [6] “WETO Energy related Emissions.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Energy-Transition/WETO-Energy-related-Emissions>
- [7] “WETO Energy Supply.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Energy-Transition/WETO-Energy-Supply>
- [8] L. Malka, F. Bidaj, A. Kuriqi, A. Jaku, R. Roçi, and A. Gebremedhin, “Energy system analysis with a focus on future energy demand projections: The case of Norway,” *Energy*, vol. 272, p. 127107, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.127107.
- [9] “Historical data,” HUPX. Accessed: May 21, 2025. [Online]. Available: <https://hupx.hu/en/market-data/dam/historical-data>
- [10] “Renewable Power Generation Costs in 2023.” Accessed: May 08, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>
- [11] M. Relich, “Renewable Energy in the European Union: The State of the Art and Directions of Development,” *WSEAS TRANSACTIONS ON BUSINESS AND ECONOMICS*, vol. 21, pp. 630–637, Feb. 2024, doi: 10.37394/23207.2024.21.52.
- [12] “Global Trends.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Global-Trends>
- [13] “Renewables 2022 – Analysis,” IEA. Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022>
- [14] D. Gielen, F. Boshell, D. Saygin, M. D. Bazilian, N. Wagner, and R. Gorini, “The role of renewable energy in the global energy transformation,” *Energy Strategy Reviews*, vol. 24, pp. 38–50, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.esr.2019.01.006.
- [15] “Statistics Time Series.” Accessed: May 27, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series>
- [16] H. T. Paradongan *et al.*, “Techno-economic feasibility study of solar photovoltaic power plant using RETScreen to achieve Indonesia energy transition,” *Heliyon*, vol. 10, no. 7, p. e27680, Apr. 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e27680.
- [17] K. Reinsberger and A. Posch, “Bottom-up Initiatives for Photovoltaic: Incentives and Barriers,” *J. sustain. dev. energy water environ. syst.*, vol. 2, no. 2, pp. 108–117, Jun. 2014, doi: 10.13044/j.sdewes.2014.02.0010.
- [18] “Net Zero by 2050 Data Explorer – Data Tools,” IEA. Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/net-zero-by-2050-data-explorer>

- [19] European Commission, “Draft update of the plan integrated national energy and climate 2023-2030.” European Union, Jun. 2023. Accessed: Jan. 10, 2024. [Online]. Available: https://commission.europa.eu/document/download/9ea170ec-fdce-49cb-9424-4ee95db33a4a_en?filename=EN_SPAIN%20DRAFT%20UPDATED%20NECP.pdf
- [20] “eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0221.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022DC0221>
- [21] “Floating PVs in Terms of Power Generation, Environmental Aspects, Market Potential, and Challenges.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/5/2626>
- [22] “Floating Photovoltaics: A Review.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2571-8797/4/3/46>
- [23] M. Ibrahim, “Investigation of a grid-connected solar pv system for the electric-vehicle charging station of an office building using pvsol software”, doi: 10.33223/epj/147329.
- [24] J. E. Castillo-Aguilella and P. S. Hauser, “Multi-Variable Bifacial Photovoltaic Module Test Results and Best-Fit Annual Bifacial Energy Yield Model,” *IEEE Access*, vol. 4, pp. 498–506, 2016, doi: 10.1109/ACCESS.2016.2518399.
- [25] pv magazine, “Module Price Index,” pv magazine International. Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/module-price-index/>
- [26] R. O. Yakubu, L. D. Mensah, D. A. Quansah, M. S. Adaramola, and Y. Hammed, “Performance evaluation of bifacial solar PV modules under different climatic regions in Nigeria,” *E3S Web Conf.*, vol. 354, p. 02006, 2022, doi: 10.1051/e3sconf/202235402006.
- [27] “Task-13-Bifacial-Tracking-Fact-Sheet.pdf.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2024/07/Task-13-Bifacial-Tracking-Fact-Sheet.pdf>
- [28] A. Desai, I. Mukhopadhyay, and A. Ray, “Feasibility Assessment of Bifacial Rooftop Photovoltaic Systems in the State of Gujarat in India,” *Front. Energy Res.*, vol. 10, p. 869890, Jun. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.869890.
- [29] “Tracking Clean Energy Progress 2023 – Analysis,” IEA. Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/tracking-clean-energy-progress-2023>
- [30] E. Ela and M. O’Malley, “Studying the Variability and Uncertainty Impacts of Variable Generation at Multiple Timescales,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 27, no. 3, pp. 1324–1333, Aug. 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2185816.
- [31] S. Surender Reddy, P. R. Bijwe, and A. R. Abhyankar, “Real-Time Economic Dispatch Considering Renewable Power Generation Variability and Uncertainty Over Scheduling Period,” *IEEE Systems Journal*, vol. 9, no. 4, pp. 1440–1451, Dec. 2015, doi: 10.1109/JSYST.2014.2325967.
- [32] E. Voshtina, A. Muçka, and A. Hida, “Krahasimi i metodave të dimensionimit të rezervave të balancimit në sistemin elektroenergjetik Shqiptar,” *BULETINI I SHKENCAVE TEKNIKE, UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS*, no. 1, pp. 43–53, 2023.
- [33] I. U. Khan, N. Javaid, C. J. Taylor, K. A. A Gamage, and X. MA, “Optimal Power Flow Solution with Uncertain RES using Augmented Grey Wolf Optimization,” in *2020 IEEE International Conference on Power Systems Technology (POWERCON)*, Sep. 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/POWERCON48463.2020.9230659.
- [34] “Energy Statistics Data Browser – Data Tools - IEA.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>
- [35] Energy Regulator Authority, “Annual Report: The Situation of the Power Sector and ERE Activity during 2023,” Energy Regulator Authority, Mar. 2024. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.ere.gov.al/en/publications/annual-reports/annual-report-2023>
- [36] “Solar resource maps & GIS data for 200+ countries | Solargis.” Accessed: May 28, 2025. [Online]. Available: <https://solargis.com/resources/free-maps-and-gis-data?locality=albania>

- [37] KPMG Albania, “New Law on ‘Promotion of the use of energy from renewable sources’ - KPMG Albania,” KPMG. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: <https://kpmg.com/al/en/home/insights/2023/05/new-law-on--promotion-of-the-use-of-energy-from-renewable-source.html>
- [38] “Law No. 7/2017 on the promotion of the use of energy from renewable sources. | FAOLEX.” Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.fao.org/faolex/results/details/en/c/LEX-FAOC181604/>
- [39] “Annual Report 2022.” Accessed: May 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.ere.gov.al/en/publications/annual-reports/annual-report-2022>
- [40] A. Hida, E. Voshtina, D. Shaliu, R. Bualoti, and M. Çelo, “Integration of PV floating with an existing hydroelectric power plant: An Albanian case study,” in *Proceedings of 12th MAKO CIGRE Conference*, Ohrid, North Macedonia, Sep. 2023. Accessed: Feb. 05, 2025. [Online]. Available: <https://mako-cigre.mk/sovetuvanja/y/2023/pdf/C6.006.txt.pdf>
- [41] “Annual Reports.” Accessed: May 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.ere.gov.al/en/publications/annual-reports>
- [42] “Energy.” Accessed: May 29, 2025. [Online]. Available: <https://www.instat.gov.al/en/themes/environment-and-energy/energy/>
- [43] E. Voshtina, A. Hida, M. Çelo, and R. Bualoti, “Assessment of the Current Operational Security in the View of Absorption of High PV Generation in the Albanian Transmission Network,” in *Proceedings of 12th MAKO CIGRE Conference*, Ohrid, North Macedonia, Sep. 2023. Accessed: Feb. 05, 2025. [Online]. Available: <https://mako-cigre.mk/sovetuvanja/y/2023/pdf/C2.007.txt.pdf>
- [44] “Open Data, OST.” Accessed: May 31, 2025. [Online]. Available: <https://opendata.ost.al/en/>
- [45] “Market Results - ALPEX.” Accessed: May 31, 2025. [Online]. Available: <https://alpex.al/market-results/>
- [46] L. Malka *et al.*, “Deep retrofitting toward net zero energy building in the Mediterranean region: A case study of Albania,” *Heliyon*, vol. 10, no. 15, p. e35174, Aug. 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e35174.
- [47] A. Hida, V. Rrotani, R. Bualoti, and D. Shaliu, “INTEGRATION OF A PHOTOVOLTAIC PLANT WITH AN ELECTRIC VEHICLE CHARGING STATION,” in *Proceedings of 2nd Conference of National Committee CIGRE Kosovo*, in C6-006R. Pristina, Kosovo, Nov. 2023. [Online]. Available: <https://cigre-ks.com/en/list-of-papers-2024/>
- [48] A. Maraj, X. Kërtusha, and A. Lushnjari, “Energy performance evaluation for a floating photovoltaic system located on the reservoir of a hydro power plant under the mediterranean climate conditions during a sunny day and a cloudy-one,” *Energy Conversion and Management: X*, vol. 16, p. 100275, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.ecmx.2022.100275.
- [49] “Half century old hydropower plant in Albania is becoming innovative energy hub.” Accessed: May 30, 2025. [Online]. Available: <https://balkangreenenergynews.com/half-century-old-hydropower-plant-in-albania-is-becoming-innovative-energy-hub/>
- [50] P. Lu, “An investigation into voltage control approaches on an example distribution feeder to increase PV penetration,” ENG470 Engineering Thesis Final Report, Murdoch University, Australia, 2015. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: <https://researchportal.murdoch.edu.au/esploro/outputs/graduate/An-investigation-into-voltage-control-approaches/991005544223607891#file-0>
- [51] Md. S. Hossain, N. Abboodi Madloul, A. W. Al-Fatlawi, and M. El Haj Assad, “High Penetration of Solar Photovoltaic Structure on the Grid System Disruption: An Overview of Technology Advancement,” *Sustainability*, vol. 15, no. 2, p. 1174, Jan. 2023, doi: 10.3390/su15021174.
- [52] V. Sharma, S. M. Aziz, M. H. Haque, and T. Kauschke, “Effects of high solar photovoltaic penetration on distribution feeders and the economic impact,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 131, p. 110021, Oct. 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110021.

- [53] M. Leka, "Energy self-producers, 2024 balance," *Revista Monitor*. Accessed: May 29, 2025. [Online]. Available: <https://monitor.al/en/energy-self-producers-balance-sheet-2024-2/>
- [54] H. Yazdani and M. Yaghoubi, "Techno-economic study of photovoltaic systems performance in Shiraz, Iran," *Renewable Energy*, vol. 172, pp. 251–262, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.03.012.
- [55] M. Dağtekin, D. Kaya, H. H. Öztürk, and F. Ç. Kiliç, "A study of techno-economic feasibility analysis of solar photovoltaic (PV) power generation in the province of Adana in Turkey," *Energy Exploration & Exploitation*, vol. 32, no. 4, pp. 719–735, 2014.
- [56] Suparwoko and F. A. Qamar, "Techno-economic analysis of rooftop solar power plant implementation and policy on mosques: an Indonesian case study," *Sci Rep*, vol. 12, no. 1, p. 4823, Mar. 2022, doi: 10.1038/s41598-022-08968-6.
- [57] H. Al Garni and A. Awasthi, "Techno-economic feasibility analysis of a solar PV grid-connected system with different tracking using HOMER software," in *2017 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, Aug. 2017, pp. 217–222. doi: 10.1109/SEGE.2017.8052801.
- [58] R. B. Mansour, M. A. Mateen Khan, F. A. Alsulaiman, and R. B. Mansour, "Optimizing the Solar PV Tilt Angle to Maximize the Power Output: A Case Study for Saudi Arabia," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 15914–15928, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3052933.
- [59] A. Razak, Y. M. Irwan, W. Z. Leow, M. Irwanto, I. Safwati, and M. Zhafarina, "Investigation of the Effect Temperature on Photovoltaic (PV) Panel Output Performance," *International Journal on Advanced Science, Engineering and Information Technology*, vol. 6, no. 5, pp. 682–688, Oct. 2016, doi: 10.18517/ijaseit.6.5.938.
- [60] A. Hida, R. Bualoti, and M. Çelo, "IMPACT OF POLLUTION AND TILT ANGLE ON SOLAR PHOTOVOLTAIC MODULES PERFORMANCE," *JEEIT*, vol. 2, no. 2, pp. 97–104, 2017, doi: 10.51466/JEEIT172097h.
- [61] M. Weissenbacher, "Towards New Renewable Energy Policies in Urban Areas: the Re-Definition of Optimum Inclination of Photovoltaic Panels," *J. sustain. dev. energy water environ. syst.*, vol. 3, no. 4, pp. 372–388, Dec. 2015, doi: 10.13044/j.sdewes.2015.03.0028.
- [62] M. Cellura and A. Orioli, "Assessment of Energy and Economic Effectiveness of Photovoltaic Systems Operating in a Dense Urban Context," *J. sustain. dev. energy water environ. syst.*, vol. 1, no. 2, pp. 109–121, Jun. 2013, doi: 10.13044/j.sdewes.2013.01.0008.
- [63] W. Jean and A. C. P. Brasil Junior, "Solar model for Rural Communities: Analysis of Impact of a Grid-Connected Photovoltaic System in the Brazilian semi-arid region," *J. sustain. dev. energy water environ. syst.*, vol. 10, no. 3, pp. 1–14, Sep. 2022, doi: 10.13044/j.sdewes.d9.0405.
- [64] T. S. Kishore, E. R. Patro, V. S. K. V. Harish, and A. T. Haghighi, "A Comprehensive Study on the Recent Progress and Trends in Development of Small Hydropower Projects," *Energies*, vol. 14, no. 10, Art. no. 10, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14102882.
- [65] Md. I. Islam *et al.*, "Techno-Economic and Carbon Emission Assessment of a Large-Scale Floating Solar PV System for Sustainable Energy Generation in Support of Malaysia's Renewable Energy Roadmap," *Energies*, vol. 16, no. 10, p. 4034, May 2023, doi: 10.3390/en16104034.
- [66] L. Essak and A. Ghosh, "Floating Photovoltaics: A Review," *Clean Technol.*, vol. 4, no. 3, pp. 752–769, Aug. 2022, doi: 10.3390/cleantechnol4030046.
- [67] V. Durković and Ž. Đurišić, "Analysis of the Potential for Use of Floating PV Power Plant on the Skadar Lake for Electricity Supply of Aluminium Plant in Montenegro," *Energies*, vol. 10, no. 10, p. 1505, Sep. 2017, doi: 10.3390/en10101505.
- [68] A. Kuriqi, A. Hysa, D. C. Finger, and J. K. Jurasz, "Potential use of irrigation reservoirs for power generation via floating photovoltaic systems Case of Albania," 2022, doi: 10.13140/RG.2.2.30455.09127.

- [69] M. Ernst, X. Liu, C.-A. Asselineau, D. Chen, C. Huang, and A. Lennon, "Accurate modelling of the bifacial gain potential of rooftop solar photovoltaic systems," *Energy Conversion and Management*, vol. 300, p. 117947, Jan. 2024, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117947.
- [70] A. M. Shakir, S. M. Yousif, and A. L. Mahmood, "An optimum location of on-grid bifacial based photovoltaic system in Iraq," *International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE)*, vol. 12, no. 1, Art. no. 1, Feb. 2022, doi: 10.11591/ijece.v12i1.pp250-261.
- [71] R. Kopecek and J. Libal, "Bifacial Photovoltaics 2021: Status, Opportunities and Challenges," *Energies*, vol. 14, no. 8, Art. no. 8, Jan. 2021, doi: 10.3390/en14082076.
- [72] "Analysis of the Annual Performance of Bifacial Modules and Optimization Methods | IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore." Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6960821>
- [73] X. Sun, M. R. Khan, C. Deline, and M. A. Alam, "Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective," *Applied Energy*, vol. 212, pp. 1601–1610, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.041.
- [74] "Bifacial Solar Panels: A Comprehensive Guide for 2023." Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.sungoldsolar.com/bifacial-solar-panels-2023/>
- [75] A. Desai, I. Mukhopadhyay, and A. Ray, "Feasibility Assessment of Bifacial Rooftop Photovoltaic Systems in the State of Gujarat in India," *Front. Energy Res.*, vol. 10, p. 869890, Jun. 2022, doi: 10.3389/fenrg.2022.869890.
- [76] "Multi-Variable Bifacial Photovoltaic Module Test Results and Best-Fit Annual Bifacial Energy Yield Model | IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore." [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7387697>
- [77] A. Hida, T. Kerçi, R. Bualoti, M. Celo, and D. Shaliu, "A Techno-Economic Analysis of a Photovoltaic Plant: An Albanian Case Study," in *2022 International Conference on Renewable Energies and Smart Technologies (REST)*, Tirana, Albania: IEEE, Jul. 2022, pp. 1–5. doi: 10.1109/REST54687.2022.10022337.
- [78] T. Özden, D. Tolgay, M. S. Yakut, and B. G. AkiNoglu, "AN EXTENDED ANALYSIS OF THE MODELS TO ESTIMATE PHOTOVOLTAIC MODULE TEMPERATURE," *Turkish Journal of Engineering*, vol. 4, no. 4, pp. 183–196, Oct. 2020, doi: 10.31127/tuje.639378.
- [79] S. Bazyari, R. Keypour, S. Farhangi, A. Ghaedi, and K. Bazyari, "A Study on the Effects of Solar Tracking Systems on the Performance of Photovoltaic Power Plants," *JPEE*, vol. 02, no. 04, pp. 718–728, 2014, doi: 10.4236/jpee.2014.24096.
- [80] F. Alhaj Omar, N. Pamuk, and A. A. Kulaksiz, "A critical evaluation of maximum power point tracking techniques for PV systems working under partial shading conditions," *Turkish Journal of Engineering*, vol. 7, no. 1, pp. 73–81, Jan. 2023, doi: 10.31127/tuje.1032674.
- [81] M. Alam, M. S. Gul, and T. Muneer, "Performance analysis and comparison between bifacial and monofacial solar photovoltaic at various ground albedo conditions," *Renewable Energy Focus*, vol. 44, pp. 295–316, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.ref.2023.01.005.
- [82] A. Juaidi *et al.*, "A comparative simulation between monofacial and bifacial PV modules under palestine conditions," *Solar Compass*, vol. 8, p. 100059, Dec. 2023, doi: 10.1016/j.solcom.2023.100059.
- [83] A. Hyvärinen, G. Lacagnina, and A. Segalini, "A wind-tunnel study of the wake development behind wind turbines over sinusoidal hills," *Wind Energy*, vol. 21, no. 8, pp. 605–617, Aug. 2018, doi: 10.1002/we.2181.
- [84] M. Abkar and F. Porté-Agel, "A new wind-farm parameterization for large-scale atmospheric models," *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, p. 013121, Jan. 2015, doi: 10.1063/1.4907600.
- [85] R. J. A. M. Stevens, L. A. Martínez-Tossas, and C. Meneveau, "Comparison of wind farm large eddy simulations using actuator disk and actuator line models with wind tunnel experiments," *Renewable Energy*, vol. 116, pp. 470–478, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.08.072.

- [86] F. Porté-Agel, M. Bastankhah, and S. Shamsoddin, "Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review," *Boundary-Layer Meteorol*, vol. 174, no. 1, pp. 1–59, Jan. 2020, doi: 10.1007/s10546-019-00473-0.
- [87] A. Hida, R. Bualoti, and P. Qosja, "Optimal design, cost analysis and impact of a tracked bifacial PV plant in distribution system," *Advanced Engineering Science*, vol. 4, pp. 65–75, Mar. 2024.
- [88] C. Ma, J. Dasenbrock, J.-C. Töbermann, and M. Braun, "A novel indicator for evaluation of the impact of distributed generations on the energy losses of low voltage distribution grids," *Applied Energy*, vol. 242, pp. 674–683, May 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.090.
- [89] M. A. Elshahed, M. Dawod, and Z. H. Osman, "Optimization of Real Power Loss and Voltage Stability Index for Distribution Systems with Distributed Generation," *JERA*, vol. 33, pp. 100–114, Nov. 2017, doi: 10.4028/www.scientific.net/JERA.33.100.
- [90] H. HassanzadehFard and A. Jalilian, "Optimal sizing and location of renewable energy based DG units in distribution systems considering load growth," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 101, pp. 356–370, Oct. 2018, doi: 10.1016/j.ijepes.2018.03.038.
- [91] M. Ntombela, K. Musasa, and M. C. Leoaneka, "Power Loss Minimization and Voltage Profile Improvement by System Reconfiguration, DG Sizing, and Placement," *Computation*, vol. 10, no. 10, p. 180, Oct. 2022, doi: 10.3390/computation10100180.
- [92] R. H. Siregar, Y. Away, Tarmizi, and Akhyar, "Minimizing Power Losses for Distributed Generation (DG) Placements by Considering Voltage Profiles on Distribution Lines for Different Loads Using Genetic Algorithm Methods," *Energies*, vol. 16, no. 14, p. 5388, Jul. 2023, doi: 10.3390/en16145388.
- [93] Y. N. L. de Marco, T. Zheng, and S. N. Nikolovski, "Overcurrent Protection Assessment with high PV Penetration in a Distribution Network," *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, vol. 8, no. 1, Art. no. 1, Mar. 2018.
- [94] N. Qamar, A. Arshad, K. Mahmoud, and M. Lehtonen, "Hosting capacity in distribution grids: A review of definitions, performance indices, determination methodologies, and enhancement techniques," *Energy Science & Engineering*, vol. 11, no. 4, pp. 1536–1559, Apr. 2023, doi: 10.1002/ese3.1389.
- [95] M. Çelo and R. Bualoti, "Grid Integration Issues and Possible Solutions Considering the Expansion and Deployment of Hydropower Plants in Albania," *IREE*, vol. 15, no. 1, p. 80, Feb. 2020, doi: 10.15866/iree.v15i1.16497.
- [96] R. Bualoti and M. Celo, *Influences of Wind Generator on Power Grid Transient Stability*. 2017.
- [97] M. Celo, E.Zeqo, A.Ibrahimi, and R. Bualoti, "The Impact of Small HPP's in the Energy Balance of Albanian Power System," *Renewable Energy&Power Quality Journal, RE&PQJ*, vol. 11, Mar. 2013, doi: 10.24084/repqj11.424.
- [98] M. Çelo and R. Bualoti, "The Challenges Faced in the Process of the Integration of Small and Medium Size Hydro Power Plants on the Distribution Network in Albania," *[Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems]*, vol. [9], no. [4], p. [1]-[14], Dec. 2021.
- [99] R. Bualoti, M. Çelo, E. Voshtina, A. Hida, and O. Karapici, "Impact of DER in Distribution System Reliability Indices: An Albanian Case Study," in *2022 International Conference on Renewable Energies and Smart Technologies (REST)*, Jul. 2022, pp. 1–5. doi: 10.1109/REST54687.2022.10022599.
- [100] A. Gjukaj, R. Bualoti, M. Celo, and M. Kullolli, "Wind Power Plant Data Monitoring and Evaluating," *WSEAS Transactions on Power Systems*, vol. 8, 2013, Accessed: May 26, 2025. [Online]. Available: <https://www.wseas.com/journals/articles.php?id=6068>
- [101] A. Hida, R. Bualoti, M. Çelo, and M. Hysenbegasi, "Impact of the distributed resources on the power quality indicators of the distribution network, A Case Study in Korça," in *Proceedings of 16th International Scientific Conference on Energy and Climate Change*

- (Promitheas), Athens, Greece: National and Kapodistrian University of Athens, Oct. 2023, pp. 181–198. Accessed: Feb. 05, 2025. [Online]. Available: https://promitheasconference.wordpress.com/wp-content/uploads/2024/12/proceedings_2023_f.pdf
- [102] D. Galzina, “Voltage Quality Improvement Using Solar Photovoltaic System,” *[Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems]*, vol. [3], no. [2], p. [140]–[150], Jun. 2015.
- [103] M. R. Maghami, J. Pasupuleti, and C. M. Ling, “Impact of Photovoltaic Penetration on Medium Voltage Distribution Network,” *Sustainability*, vol. 15, no. 7, p. 5613, Mar. 2023, doi: 10.3390/su15075613.
- [104] I. B. Majeed and N. I. Nwulu, “Impact of Reverse Power Flow on Distributed Transformers in a Solar-Photovoltaic-Integrated Low-Voltage Network,” *Energies*, vol. 15, no. 23, p. 9238, Dec. 2022, doi: 10.3390/en15239238.
- [105] X. Wang, K. DSouza, W. Tang, and M. Baran, “Assessing the Impact of High Penetration PV on the Power Transformer Loss of Life on a Distribution System,” in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Espoo, Finland: IEEE, Oct. 2021, pp. 01–05. doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640091.
- [106] P. Ray, P. K. Ray, and S. K. Dash, “Power Quality Enhancement and Power Flow Analysis of a PV Integrated UPQC System in a Distribution Network,” *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, vol. 58, no. 1, pp. 201–211, Jan. 2022, doi: 10.1109/TIA.2021.3131404.
- [107] D. Ogheneovo Johnson, “Issues of Power Quality in Electrical Systems,” *IJEPE*, vol. 5, no. 4, p. 148, 2016, doi: 10.11648/j.ijepe.20160504.12.
- [108] W. Yuan, X. Yuan, L. Xu, C. Zhang, and X. Ma, “Harmonic Loss Analysis of Low-Voltage Distribution Network Integrated with Distributed Photovoltaic,” *Sustainability*, vol. 15, no. 5, p. 4334, Feb. 2023, doi: 10.3390/su15054334.
- [109] P. Sharma, “Analyzing the Role of Renewables in Energy Security by Deploying Renewable Energy Security Index,” *J. sustain. dev. energy water environ. syst.*, vol. 11, no. 4, pp. 1–21, Dec. 2023, doi: 10.13044/j.sdewes.d11.0463.
- [110] W.-S. Lu and T. Hinamoto, *Digital Filter Design and Realization*, 1st ed. New York: River Publishers, 2022. doi: 10.1201/9781003337904.
- [111] A. Chekichev, A. Parushev, and R. Popov, “BUILDING A VIRTUAL INSTRUMENT FOR RESEARCH AND ANALYZING FILTERS IN LABVIEW AND MATLAB,” presented at the 15th annual International Conference of Education, Research and Innovation, Seville, Spain, Nov. 2022, pp. 4795–4800. doi: 10.21125/iceri.2022.1158.
- [112] S. Pan, S. Maleki, S. Lakshminarayana, and C. Konstantinou, “Optimal Placement and Power Supply of Distributed Generation to Minimize Power Losses,” in *2023 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, Glasgow, United Kingdom: IEEE, Oct. 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/SmartGridComm57358.2023.10333910.
- [113] A. Pipić, A. Bosović, and M. Musić, “Profile Optimisation in Real Distribution Networks (Case Study Long MV Feeder),” *B&H Electrical Engineering*, vol. 17, no. s1, pp. 10–20, Dec. 2023, doi: 10.2478/bhee-2023-0013.
- [114] S. Hajeforosh, A. Khatun, and M. Bollen, “Enhancing the hosting capacity of distribution transformers for using dynamic component rating,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 142, p. 108130, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2022.108130.
- [115] G. Heilscher, F. Ebe, B. Idlbi, J. Morris, and F. Meier, “Evaluation of PV Hosting Capacities of Distribution Grids with Utilization of Solar-Roof-Potential-Analyses,” in *2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*, Washington, DC: IEEE, Jun. 2017, pp. 2996–3001. doi: 10.1109/PVSC.2017.8366343.

- [116] A. Hida, L. Malka, and R. Bualoti, "Wind Power Integration and Challenges in Low Wind Zones. A Study Case: Albania," *WSEAS TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 19, pp. 204–228, May 2024, doi: 10.37394/232016.2024.19.20.
- [117] M. G. De Giorgi, P. M. Congedo, and M. Malvoni, "Photovoltaic power forecasting using statistical methods: impact of weather data," *IET Science Measure & Tech*, vol. 8, no. 3, pp. 90–97, May 2014, doi: 10.1049/iet-smt.2013.0135.
- [118] S. Karamdel, X. Liang, S. O. Faried, and M. N. S. K. Shabbir, "A Regression Model-Based Short-Term PV Power Generation Forecasting," in *2022 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, Victoria, BC, Canada: IEEE, Dec. 2022, pp. 261–266. doi: 10.1109/EPEC56903.2022.10000086.
- [119] M. Abuella and B. Chowdhury, "Solar power forecasting using artificial neural networks," in *2015 North American Power Symposium (NAPS)*, Charlotte, NC, USA: IEEE, Oct. 2015, pp. 1–5. doi: 10.1109/NAPS.2015.7335176.
- [120] Z. P. Ncane and A. K. Saha, "Forecasting Solar Power Generation Using Fuzzy Logic and Artificial Neural Network," in *2019 Southern African Universities Power Engineering Conference/Robotics and Mechatronics/Pattern Recognition Association of South Africa (SAUPEC/RobMech/PRASA)*, Bloemfontein, South Africa: IEEE, Jan. 2019, pp. 518–523. doi: 10.1109/RoboMech.2019.8704737.
- [121] Md. Tabish Ansari and M. Rizwan, "Solar Energy Forecasting Using Fuzzy Logic and Artificial Neural Network," in *Recent Advances in Materials and Modern Manufacturing*, I. A. Palani, P. Sathiya, and D. Palanisamy, Eds., in *Lecture Notes in Mechanical Engineering*, Singapore: Springer Nature Singapore, 2022, pp. 479–492. doi: 10.1007/978-981-19-0244-4_47.
- [122] M. A. M. Shaheen *et al.*, "Solution of Probabilistic Optimal Power Flow Incorporating Renewable Energy Uncertainty Using a Novel Circle Search Algorithm," *Energies*, vol. 15, no. 21, p. 8303, Nov. 2022, doi: 10.3390/en15218303.
- [123] H. T. Kahraman, M. Akbel, and S. Duman, "Optimization of Optimal Power Flow Problem Using Multi-Objective Manta Ray Foraging Optimizer," *Applied Soft Computing*, vol. 116, p. 108334, Feb. 2022, doi: 10.1016/j.asoc.2021.108334.
- [124] A. V. Varganova, V. R. Khramshin, and A. A. Radionov, "Improving Efficiency of Electric Energy System and Grid Operating Modes: Review of Optimization Techniques," *Energies*, vol. 15, no. 19, p. 7177, Sep. 2022, doi: 10.3390/en15197177.
- [125] P. P. Biswas, P. N. Suganthan, R. Mallipeddi, and G. A. J. Amaratunga, "Optimal reactive power dispatch with uncertainties in load demand and renewable energy sources adopting scenario-based approach," *Applied Soft Computing*, vol. 75, pp. 616–632, Feb. 2019, doi: 10.1016/j.asoc.2018.11.042.
- [126] Z. Ullah, S. Wang, J. Radosavljevic, and J. Lai, "A Solution to the Optimal Power Flow Problem Considering WT and PV Generation," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 46763–46772, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2909561.
- [127] A. Dedei and R. Bualoti, *Proceset kalimtar ne sistemin Elektronergjetik, I*, vol. 1. Tiranë, Shqipëri: Shtëpia Botuese e Librit Universitar, 2006.
- [128] C. H. Tam, F. Geth, and N. Mithulananthan, "The Inverse Carson's Equations Problem: Definition, Implementation and Numerical Experiments," Jun. 09, 2025, *arXiv*: arXiv:2404.08210. doi: 10.48550/arXiv.2404.08210.
- [129] T. Sugiyama and K. Sato, "Kron Reduction and Effective Resistance of Directed Graphs," *SIAM J. Matrix Anal. Appl.*, vol. 44, no. 1, pp. 270–292, Mar. 2023, doi: 10.1137/22M1480823.
- [130] A. Hida, "Leksione të shkruara 'Burimet e Rinovueshme të Energjisë', DSEF," Tiranë, Shqipëri, 2024.
- [131] S. Rajendran, M. Diaz, R. Cárdenas, E. Espina, E. Contreras, and J. Rodriguez, "A Review of Generators and Power Converters for Multi-MW Wind Energy Conversion Systems," *Processes*, vol. 10, no. 11, p. 2302, Nov. 2022, doi: 10.3390/pr10112302.

- [132] R. Gianto, “Steady-state model of DFIG-based wind power plant for load flow analysis,” *IET Renewable Power Gen*, vol. 15, no. 8, pp. 1724–1735, Jun. 2021, doi: 10.1049/rpg2.12141.
- [133] M. Eidiani, H. Zeynal, and Z. Zakaria, “A Comprehensive Study on The Renewable Energy Integration Using DIgSILENT,” in *2023 IEEE 3rd International Conference in Power Engineering Applications (ICPEA)*, Putrajaya, Malaysia: IEEE, Mar. 2023, pp. 197–201. doi: 10.1109/ICPEA56918.2023.10093153.
- [134] J. Jiménez-Ruiz, A. Honrubia-Escribano, and E. Gómez-Lázaro, “Combined Use of Python and DIgSILENT PowerFactory to Analyse Power Systems with Large Amounts of Variable Renewable Generation,” *Electronics*, vol. 13, no. 11, p. 2134, May 2024, doi: 10.3390/electronics13112134.
- [135] DIgSILENT POWER SYSTEM SOLUTION, *DIgSILENT Power Factory*. DIgSILENT GmbH, Germany. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.digsilent.de/en/powerfactory.html>
- [136] “Daisy Grizzly Professional | Daisy.” Accessed: May 21, 2025. [Online]. Available: <https://www.daisy.cz/daisy-grizzly-professional>
- [137] “PV*SOL premium | Photovoltaic design and simulation.” Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://valentin-software.com/en/products/pvsol-premium/>
- [138] “What is NI LabVIEW? Graphical Programming for Test & Measurement.” Accessed: Jun. 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.ni.com/en/shop/labview.html>
- [139] A. Hariharan, R. Vigneshwaran, T. Muniraj, C. S. S. Ganesh, and V. Ponmudi, “Real-Time Energy Measurement Using LabVIEW,” in *2024 International Conference on Science Technology Engineering and Management (ICSTEM)*, Coimbatore, India: IEEE, Apr. 2024, pp. 1–5. doi: 10.1109/ICSTEM61137.2024.10560964.
- [140] N. R. Canada, “RETScreen.” Accessed: Jun. 19, 2025. [Online]. Available: <https://natural-resources.canada.ca/maps-tools-publications/tools-applications/retscreen>
- [141] “Jobs and Economic Development Impact Models | NREL.” Accessed: May 23, 2025. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/analysis/jedi/>
- [142] H. Lund, J. Z. Thellufsen, P. A. Østergaard, P. Sorknæs, I. R. Skov, and B. V. Mathiesen, “EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems,” *Smart Energy*, vol. 1, p. 100007, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.segy.2021.100007.
- [143] “Calculation :: PV*SOL® help.” Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://help.valentin-software.com/pvsol/en/calculation/>
- [144] M. Ibrahim, “Investigation of a grid-connected solar pv system for the electric-vehicle charging station of an office building using pvsol software,” *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal*, vol. 25, no. 1, pp. 175–208, Mar. 2022, doi: 10.33223/epj/147329.
- [145] A. Alsharif, C. W. Tan, R. Ayop, K. Y. Lau, and A. M. Dobi, “A rule-based power management strategy for Vehicle-to-Grid system using antlion sizing optimization,” *Journal of Energy Storage*, vol. 41, p. 102913, Sep. 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102913.
- [146] S. Semeskandeh, M. Hojjat, and M. Hosseini Abardeh, “Techno-economic-environmental comparison of floating photovoltaic plant with conventional solar photovoltaic plant in northern Iran,” *Clean Energy*, vol. 6, no. 2, pp. 353–361, Apr. 2022, doi: 10.1093/ce/zkac019.
- [147] Y.-K. Choi, “A Study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact,” *IJSEIA*, vol. 8, no. 1, pp. 75–84, Jan. 2014, doi: 10.14257/ijseia.2014.8.1.07.
- [148] M. Alam, M. S. Gul, and T. Muneer, “Performance analysis and comparison between bifacial and monofacial solar photovoltaic at various ground albedo conditions,” *Renewable Energy Focus*, vol. 44, pp. 295–316, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.ref.2023.01.005.
- [149] K. D. Syahindra, S. Ma’arif, A. A. Widayat, A. F. Fauzi, and E. A. Setiawan, “Solar PV System Performance Ratio Evaluation for Electric Vehicles Charging Stations in Transit Oriented Development (TOD) Areas,” *E3S Web Conf.*, vol. 231, p. 02002, 2021, doi: 10.1051/e3sconf/202123102002.

- [150] A. Nygren and E. Sundström, *Modelling bifacial photovoltaic systems : Evaluating the albedo impact on bifacial PV systems based on case studies in Denver, USA and Västerås, Sweden.* 2021. Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:mdh:diva-55111>
- [151] R. O. Yakubu, L. D. Mensah, D. A. Quansah, M. S. Adaramola, and Y. Hammed, “Performance evaluation of bifacial solar PV modules under different climatic regions in Nigeria,” *E3S Web Conf.*, vol. 354, p. 02006, 2022, doi: 10.1051/e3sconf/202235402006.
- [152] X. Sun, M. R. Khan, C. Deline, and M. A. Alam, “Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective,” *Applied Energy*, vol. 212, pp. 1601–1610, Feb. 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.12.041.
- [153] A. Hida, V. Rrotani, R. Bualoti, D. Shaliu, and K. Kamberi, “Optimization and performance of bifacial PV system compared to monofacial,” in *14th Mediterranean Conference on Power Generation Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2024)*, Nov. 2024, pp. 156–161. doi: 10.1049/icp.2024.4653.
- [154] J. E. Castillo-Aguilella and P. S. Hauser, “Multi-Variable Bifacial Photovoltaic Module Test Results and Best-Fit Annual Bifacial Energy Yield Model,” *IEEE Access*, vol. 4, pp. 498–506, 2016, doi: 10.1109/ACCESS.2016.2518399.
- [155] M. F. I. Faruqui, A. Jawad, and N.-A.- Masood, “Techno-economic assessment of power generation potential from floating solar photovoltaic systems in Bangladesh,” *Heliyon*, vol. 9, no. 6, p. e16785, Jun. 2023, doi: 10.1016/j.heliyon.2023.e16785.
- [156] T. Zhang, J. Zhai, Z. Shi, Q. Li, and J. Cai, “Comparison of PV and PV/T systems in different regions of China: Energy gain, energy cost, energy payback and energy return,” *Energy and Built Environment*, Dec. 2024, doi: 10.1016/j.enbenv.2024.12.001.
- [157] “Global Trends.” Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Costs/Global-Trends>
- [158] “Climate data (Calculation):: PV*SOL® help.” Accessed: May 20, 2025. [Online]. Available: <https://help.valentin-software.com/pvsol/en/calculation/irradiation/climate-data/>
- [159] “Meteonorm.” Accessed: May 20, 2025. [Online]. Available: <https://meteonorm.com/>
- [160] “Project – Energji Ashta.” Accessed: May 20, 2025. [Online]. Available: <https://energji-ashta.al/project/>
- [161] “Bulletin on Natural Hazards.” Accessed: May 20, 2025. [Online]. Available: https://www.geo.edu.al/MonitoringForecast/Hydrologic_Meteorological_Forecast/Bulletin_on_Natural_Hazards/
- [162] Y.-K. Choi, “A Study on Power Generation Analysis of Floating PV System Considering Environmental Impact,” *IJSEIA*, vol. 8, no. 1, pp. 75–84, Jan. 2014, doi: 10.14257/ijseia.2014.8.1.07.
- [163] H. Prabowo and B. Sudiarto, “Technical and financial analysis of a mini-hydro power plant 2x500 kW Bandung Regency, Indonesia,” *IOP Conf. Ser.: Mater. Sci. Eng.*, vol. 1098, no. 4, p. 042073, Mar. 2021, doi: 10.1088/1757-899X/1098/4/042073.
- [164] “Regression Analysis in Excel.” Accessed: May 20, 2025. [Online]. Available: <https://www.excel-easy.com/examples/regression.html>
- [165] A. Hida, R. Bualoti, and P. Qosja, “A techno-economic analysis of a single-axis tracked bifacial photovoltaic plant connected in Albanian distribution system,” *Advanced Engineering Days (AED)*, vol. 8, pp. 71–74, 2023.
- [166] “Global Solar Atlas.” Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://globalsolaratlas.info/detail?c=41.465113,19.933319,11&s=41.519375,20.103607&m=site&pv=small,180,35,1>
- [167] N. R. Canada, “RETScreen.” Accessed: May 22, 2025. [Online]. Available: <https://natural-resources.canada.ca/maps-tools-publications/tools-applications/retscreen>
- [168] L. Malka, I. Konomi, A. Gjeta, S. Drenova, and J. Gjikota, “AN APPROACH TO THE LARGE-SCALE INTEGRATION OF WIND ENERGY IN ALBANIA,” *IJEPP*, vol. 10, no. 5, pp. 327–343, Aug. 2020, doi: 10.32479/ijepp.9917.

- [169] P. Gipe and E. Möllerström, “An overview of the history of wind turbine development: Part I—The early wind turbines until the 1960s,” *Wind Engineering*, vol. 46, no. 6, pp. 1973–2004, Dec. 2022, doi: 10.1177/0309524x221117825.
- [170] P. Gipe and E. Möllerström, “An overview of the history of wind turbine development: Part II—The 1970s onward,” *Wind Engineering*, vol. 47, no. 1, pp. 220–248, Feb. 2023, doi: 10.1177/0309524x221122594.
- [171] “Renewable Power Generation Costs in 2022.” Accessed: May 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-power-generation-costs-in-2022>
- [172] “Law_no.43-2015_On_Power_Sector.pdf.” Accessed: May 23, 2025. [Online]. Available: https://www.ere.gov.al/doc/Law_no.43-2015_On_Power_Sector.pdf
- [173] G. Fotis *et al.*, “Forecasting Wind and Solar Energy Production in the Greek Power System using ANN Models,” *WSEAS TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 18, pp. 373–391, Dec. 2023, doi: 10.37394/232016.2023.18.38.
- [174] Energy Regulator Authority, “Albanian Distribution Functioning Code (Distribution Code).” 2008. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: https://ere.gov.al/doc/Distribution_Code-1.pdf
- [175] A. S. O. Ogunjuyigbe, T. R. Ayodele, and O. O. Akinola, “Impact of distributed generators on the power loss and voltage profile of sub-transmission network,” *Journal of Electrical Systems and Information Technology*, vol. 3, no. 1, pp. 94–107, May 2016, doi: 10.1016/j.jesit.2015.11.010.
- [176] Y. Latreche, H. R. E. H. Boucekara, F. Kerrou, K. Naidu, H. Mokhlis, and M. S. Javaid, “Comprehensive review on the optimal integration of distributed generation in distribution systems,” *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, vol. 10, no. 5, p. 055303, Sep. 2018, doi: 10.1063/1.5020190.
- [177] “Line Overload Alleviations in Wind Energy Integrated Power Systems Using Automatic Generation Control.” Accessed: May 22, 2025. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/14/19/11810>
- [178] “Improvement of Load Ability in Distribution Systems Using Distributed Generation.” Accessed: May 22, 2025. [Online]. Available: <https://easychair.org/publications/preprint/mt5bf>
- [179] E. A. Sharew, “The influences of including solar photovoltaic system on distribution network operation using one of Bahir Dar radial distribution network as a case study based on selected parameters,” *Cogent Engineering*, vol. 11, no. 1, p. 2323836, Dec. 2024, doi: 10.1080/23311916.2024.2323836.
- [180] “World Bank Climate Change Knowledge Portal.” Accessed: May 19, 2025. [Online]. Available: <https://climateknowledgeportal.worldbank.org/>
- [181] G. Kakoulaki *et al.*, “Benefits of pairing floating solar photovoltaics with hydropower reservoirs in Europe,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 171, p. 112989, Jan. 2023, doi: 10.1016/j.rser.2022.112989.
- [182] Energy Regulator Authority, “Albanian Transmission Functioning Code (TRANSMISSION CODE).” 2018. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: https://ere.gov.al/images/files/2023/02/24/Transmission_Code.pdf
- [183] A. A. N. Amrita, W. G. Ariastina, and I. B. G. Manuaba, “Study of Transformer Lifetime Due to Loading Process on 20 KV Distribution Line,” *jeei*, vol. 2, no. 2, p. 25, Aug. 2018, doi: 10.24843/JEEI.2018.v02.i02.p01.
- [184] A. Hida, O. Karapici, R. Buhajoti, and D. Gashi, “Impact of Photovoltaic Penetration on the Distribution System Operation. Case Study Albania,” *Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems*, vol. [13], no. [2], p. [1]–[22], Jun. 2025.

- [185] T. Lekhuleni and B. Twala, “Distributed Optimal Placement Generators in a Medium Voltage Radial Feeder,” *Symmetry*, vol. 14, no. 8, p. 1729, Aug. 2022, doi: 10.3390/sym14081729.
- [186] A. S. A. Awad, D. Turcotte, and T. H. M. El-Fouly, “Impact Assessment and Mitigation Techniques for High Penetration Levels of Renewable Energy Sources in Distribution Networks: Voltage-control Perspective,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 10, no. 2, pp. 450–458, 2022, doi: 10.35833/MPCE.2020.000177.
- [187] G. Tévar-Bartolomé, A. Gómez-Expósito, A. Arcos-Vargas, and M. Rodríguez-Montañés, “Network impact of increasing distributed PV hosting: A utility-scale case study,” *Solar Energy*, vol. 217, pp. 173–186, Mar. 2021, doi: 10.1016/j.solener.2021.01.066.
- [188] “Publikime - OSHEE - Operatori i shperndarjes.” Accessed: May 21, 2025. [Online]. Available: <https://oshee.al/category/publikime/>
- [189] A. Hida, R. Bualoti, M. Çelo, and D. Gashi, “Impact of Distributed PV Penetration on Power Transmission Lines,” in *2024 IEEE International Humanitarian Technologies Conference (IHTC)*, Bari, Italy: IEEE, Nov. 2024, pp. 1–6. doi: 10.1109/IHTC61819.2024.10855049.
- [190] Albanian Distribution System Operator, “Reports - DSO,” Nov. 2023. Accessed: Dec. 18, 2024. [Online]. Available: <https://oshee.al/raporte/>
- [191] L. I. Dulau, “Optimal Power Flow Analysis of IEEE 14 System with Distributed Generators,” *Journal of Electrical and Electronics Engineering*, vol. 9, pp. 9–12, May 2016.
- [192] L.-I. Dulău and D. Bică, “Simulation of a Power System Considering Active Power Losses and Seasons,” *Acta Marisiensis. Seria Technologica*, vol. 18, no. 1, pp. 1–7, Jun. 2021, doi: 10.2478/amset-2021-0001.
- [193] “Neplan.” Accessed: May 18, 2025. [Online]. Available: <https://neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/>
- [194] A. Hida, E. Voshtina, and R. Bualoti, “Optimizimi i flukseve të fuqisë me përfshirjen e burimeve të rinovueshme,” *BULETINI I SHKENCAVE TEKNIKE, UNIVERSITETI POLITEKNIK I TIRANËS*, no. 1, pp. 31–42, 2023.
- [195] K. Kamberi, D. Shaliu, M. Çelo, A. Hida, and V. Rrotani, “Impact of Photovoltaics Power Plant Penetration on a Closed-Loop Distribution Network’s Power Quality Indices,” *[Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems]*, vol. [13], no. [2], p. [1]–[16], Jun. 2025.

SHTOJCË-Të dhënat e elementeve të disa rajoneve shpërndarëse

Tabela I.1 Të dhënat e linjave 220 kV dhe 110 kV për segmentin Burrel-Lapaj (Kukës)

Linja	r_0 [Ω/km]	x_0 [Ω/km]	L [km]	S [mm ²]	I_{max} [A]
Burrel-Shumat (220 kV)	0.065	0.42	46	400	974
Burrel – Suç	0.33	0.43	8.3	95	336
Suç – Bulqizë	0.33	0.43	20.4	95	336
Bulqizë – Vojnik	0.33	0.43	27.8	95	336
Vojnik – Peshkopi	0.33	0.43	11.6	95	336
Peshkopi – Shumat	0.12	0.42	22.7	240	645
Shumat-Lapaj (Kukës)	0.12	0.42	13.2	240	645

Tabela I.2 Të dhënat për linjat e tjera 110 kV të Rajonit të Burrelit

Linja 110 kV	r_0 [Ω/km]	x_0 [Ω/km]	L [km]	S [mm ²]	I_{max} [A]
Burrel-Ulëz	0.33	0.44	16.3	95	336
Ulëz-Shkopet	0.33	0.44	10.5	95	336
Ulëz-Shutri	0.33	0.44	5.6	95	336
Shutri-Kurbnesh	0.33	0.44	5.4	95	336
Kurbnesh – Lurë	0.24	0.43	16,2	150	410
Shkopet-Rubik	0.33	0.43	7.5	95	336
Rubik-Reps	0.33	0.43	25.6	95	336
Reps-F.Arrëz	0.12	0.42	9.1	240	645

Tabela I.3 Të dhënat e linjave 35 kV të Rajonit të Burrelit

Emri i linjës 35 kV	Gjatësia totale (km)	Përcjellësi						Kapaciteti (A)	Viti
		Ajror			Kabllor				
		Gjatësia (km)	Seksioni (mm ²)	Materiali	Gjatësia (km)	Seksioni (mm ²)	Materiali		
Bulqizë-Krastë	8.52	8.52	120	ACSR	-	-	-	380	1968
			120	ACSR					
Kraštë-Batër	5.07	5.07	50	CU	-	-	-	380	1989
			95-120	ACSR					
Rubik-Rrëshen	10.8	10.4	70	ACSR	0.4	95	AL-XPPE	270	1970
Rrëshen-Kaçinar	12.5	12.1	50-70	ACSR	0.4	95	AL-XPPE	270	1970
Peshkopi-F.Aliaj	10.7	10.7	50	ACSR	-	-	-	210	1970

Tabela I.4 Të dhënat e transformatorëve të fuqisë në nënstacionet shpërndarëse të Rajonit të Burrelit

Nr.	Nënstacioni	TR	S _n (MVA)	Nr. Fiderave
1	Rubik 110/35/6 kV	TR1	7.5	4
		TR2	7.5	0
2	Rrëshen 35/10 kV	TR 1	6.3	5
		TR 2	3.2	3
3	Kurbnesh 110/6 kV	TR	5.6	4
4	Kaçinar 35/10 kV	TR	1.8	4
5	Reps 110/35/6 kV	TR	10	5
6	Bulqizë 110/35/6 kV	TR1	10.5	13
		TR2	10.5	
		TR3	40	0
7	Shupenzë 110/10 kV	TR	10	4
8	Krastë 35/10 kV	TR 1	1.8	3
9	Batër 35/10 kV	TR 1	3.2	3
10	Suç 110/10 kV	TR	5.6	9
11	Shutri 110/6 kV	TR1	7.5	3
12	Peshkopi 110/35/10 kV	TR1	16	11
		TR 2	20	0
13	Vojnik 110/10 kV	TR	5.6	3
14	Fushë-Alija 35/10 kV	TR	3.2	3

Tabela I.5 Të dhënat e HEC-eve të instaluar në Rajonin Kukës

Emri HEC-it	Terminali	Fuqia Aktive	Fuqia Reaktive	Fuqia e Plotë
	Zbara	kW	kVAr	kVA
Belë	110 kV Kukës	10000	7500	12500
Cernalevë	35 kV Kukës	13300	9975	16625
Leprojt Shënmri	Kalimash 10 kV	1000	750	1250
Pobreg	10 kV Kukës REXHEPAJ	12300	5957.162	13666.67
Thanëz	Kalimash 35 kV	2000	1500	2500

Tabela I.6 Të dhënat e transformatorëve të nënstacioneve dhe fiderave të Rajonit Kukës

Nënstacioni	Numri total i fiderave	Tipi i kabinave				Fuqia totale e transf. në fidera (kVA)
		Murorë	Boks	Montuar në shtyllë	Metallike	
REXHEPAJ (110/10 KV) 31.5+20 MVA	10	119	0	163	7	50490
KALIMASH I VJETËR (110/35/10kV) 7.2 MVA	4	22	1	31	12	9690
KALIMASH TUNEL (110/20 kV) 5.6+5.6 MVA	3	2		1		2850

Tabela I.7 Të dhënat e linjave të transmetimit të Rajonit Kukës

Emri i linjës	Term. i	Term. j	K_i	Rezistenca	Gjatësia
	Zbara	Zbara	-	ohm/km	km
L 110 29-1 Kalimash i vjetër- Rexhepaj	Kukës (Rexhepaj) 110 kV	Kalimash i vjetër 110 kV	0.61	0.358	13.6
L 110 28/2 Kalimash i vjetër	Kalimash i vjetër 110 kV	Kalimash tunel 110 kV	0.39	0.237	8.7

Tabela I.8 Kapacitet maksimale të sistemeve FV, instaluar në pika të ndryshme lidhjeje të Rajonit Kukës

Pika e lidhjes së sistemeve FV	100% kapacitet i instaluar (MW)
Zbara 10 kV Rexhepaj	12
Zbara 110 kV Kalimash	10
Zbara 110 kV Kalimash i Vjetër	20
Zbara 35 kV Kalimash i Vjetër	12
Totali i FV-ve	54

Tabela I.9 Të dhënat e linjave 35 kV të Rajonit Korçë

Linja	Lidhja me nënstacionet	Viti i ndërtimit	Gjatësia	Seksioni	Lloji përcjellësit
Linja L-30/26	N/st Korçë -N/st Maliq	1967	12.9	95	AÇ
Linja L-30/78	N/st Maliq -N/st Lozhan	1985	6.5	95	AÇ
Linja L-30/63	N/st Korçë -N/st Gjanç-	1978	10.2	70	AÇ
Linja L-30/79	N/st Ersekë-N/st Mollas	1987	9.6	95	AÇ
Linja L-30/84	N/st Pogradec-N/st Petrushë	1988	12.25	120	AÇ

Tabela I.10 Ngarkimi dhe humbjet në transformatorë për skemën aktuale të Rajonit Korçë

Transformatori	Ngarkimi (%)	Humbjet totale (kW)
Zemblak TR 1	13.51	7.35
Zemblak TR 2	13.51	7.35
Lozhan 1.8 MVA	26.41	5.94
Gjanc 4 MVA	2.03	6.48
Maliq T1 3.2 MVA	18.66	7.2
Maliq T2 3.2 MVA	18.66	7.2
Gjanc 3.2 MVA	46.02	13
Vranisht 1.8 MVA	13.73	3.39
Vranisht T2 1.8 MVA	13.73	3.39
T 1 Guri Kuq 1.8 MVA	25.76	17.78
T 2 Guri Kuq 3.2 MVA	59.57	17.49
Bilisht 10 MVA	17.31	7.97
Pretushë T1 1.8 MVA	1.2	4.61
Pretushë T2 3.2 MVA	0.63	7.01
Pogradec 7.5 MVA TR2	41.25	16.95
Leskovik 15 MVA	3.65	14.06
Rehovë 3.2	11.68	8.55
Mollas 3.2 MVA	10.56	6.33

Tabela I.1 Të dhënat e transformatorëve të Rajonit Korçë

Nënstacioni	Viti	S _n			U _L (tensioni I larte 110kV)	U _M (Tensioni mesëm 35kV)	U _U (tensioni i ulet 6/10/20kV)
		TL	TM	TU	kV	kV	kV
Nënstacioni Korçë	2001	45	15	35	110±9x1.5	38±2x0.95	10.5
Nënstacioni Korçë	2001	45	15	35	110±9x1.5	38±2x0.95	10.5
Nënstacioni Korçë	1973	20	20	20	110±2x2.5%	38.5±2x2.5%	10.9
Nënstacioni Maliq	1968		3.15	3.15		38.5± 5%	6.3(10)
Nënstacioni Maliq	1968		3.15	3.15		38.5± 5%	6.3(10)
Nënstacioni Lozhan	1983		3.2	3.2		35±5%	10.5
Nënstacioni Rehovë	1961		1.8	1.8		35±x5%	10
Nënstacioni Bilisht	2004		10	10		35± 2x2.5%	10
Nënstacioni Bilisht	1972		3.2	3.2		35± 5%	10.5
Nënstacioni Vranisht	1982		1.8	1.8		35	10.5
Nënstacioni Vranisht	1982		1.8	1.8		35	10.5
Nënstacioni Ersekë	2019	31.5	20	10.5	115±8x1.5	38.5±3x1.5%	10.5
Nënstacioni Mollas	1986		3.2	3.2		35±5%	6.3(10)
Nënstacioni Pogradec	1965	10		10	110	35	10
Nënstacioni Pogradec	1988	10	10	10	110± 2x2.5%	38	10.5
Nënstacioni Gurikuq	1975	8		8	110±2x2.5%		6
Nënstacioni Gurikuq	1975		3.2	3.2			6.3/10±5%
Nënstacioni Petrushë	1986		3.2	3.2		35± 5%	6.3(10)
Nënstacioni Petrushë	1976		1.8	1.8		35± 5%	10.5
Nënstacioni Gjanc	1987		3.2	3.2		35±5%	10.5