



ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR

*Inštitut za elektrogospodarstvo in elektroindustrijo
Ljubljana*

METODOLOGIJA IN PRIMER IZRAČUNA KPI POVEČANJE DELEŽA RAZPRŠENIH VIROV V OMREŽJU

Študija št. 2365

Ljubljana, december 2017



ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR

*Inštitut za elektrogospodarstvo in elektroindustrijo
Ljubljana*

METODOLOGIJA IN PRIMER IZRAČUNA KPI POVEČANJE DELEŽA RAZPRŠENIH VIROV V OMREŽJU

Študija št. 2365

Direktor:

Ljubljana, december 2017

dr. Boris Žitnik, univ. dipl. inž. el.



ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR

SI - 1000 Ljubljana, Hajdrihova 2

tel. +386 (0)1 474 3601

fax. +386 (0)1 425 3326

www.eimv.si

info@eimv.si

Oddelek za vodenje in delovanje elektroenergetskih sistemov

© **Elektroinštitut Milan Vidmar, 2017**

Vse pravice pridržane. Nobenega dela dokumenta se brez poprejšnjega pisnega dovoljenja avtorja ne sme ponatisniti, razmnoževati, shranjevati v sistemu za shranjevanje podatkov ali prenašati v kakršnikoli obliki ali s kakršnimikoli sredstvi. Objavljanje rezultatov dovoljeno le z navedbo vira.

Izvajalec: **ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR**
Inštitut za elektrogospodarstvo in elektroindustrijo
Ljubljana, Hajdrihova 2

Naročnik(i): **AGENCIJA ZA ENERGIJO**
Strossmayerjeva 30, Maribor

Številka pogodbe/naročila: Pogodba št. 971-P-0081/2017-S

Številka študije: **2365**

Naslov študije: **Metodologija in primer izračuna KPI Povečanje deleža razpršenih virov v omrežju**

Predstavnik izvajalca: mag. Andrej Souvent, univ. dipl. inž. el.

Predstavnik naročnika: mag. David Batič, univ. dipl. inž. el.

Izdelovalci študije: Miha Grabner, univ. dipl. inž. el.
mag. Dejan Matvoz, univ. dipl. inž. el.
mag. Georgi Zlatarev, univ. dipl. inž. el.

Spremljevalci: mag. David Batič, univ. dipl. inž. el.
Rok Kšela, univ. dipl. inž. el.

Obseg študije: 78 strani študije

Datum izdelave: december 2017

POVZETEK

Študija opisuje metodologijo za izračun ključnega kazalnika uspešnosti KPI FHC (Feeder Hosting Capacity) v distribucijskem omrežju. Opisan je postopek izračuna FHC s pomočjo statističnih metod in modeliranje omrežja za potrebe izračuna. Podan je predlog potrebnih sprememb zakonodaje.

Ključne besede: KPI FHC, ključni kazalnik uspešnosti Feeder Hosting Capacity, metodologija za izračun, statistične metode za analizo distribucijskega omrežja

Methodology and a practical case of calculation of the KPI Feeder Hosting Capacity

ABSTRACT

Study presents methodology for calculation of the Key Performance Indicator KPI FHC (Feeder Hosting Capacity) in distribution network. Procedure for calculation of the FHC using statistical methods as well as modelling of the network for the purpose of the calculation is described. Proposition of needed legislation changes is given.

Key-words: KPI FHC, Key Performance Indicator, Feeder Hosting Capacity, methodology for calculation, statistical methods for distribution network analysis

ELEKTROINŠTITUT MILAN VIDMAR

Hajdrihova 2, Ljubljana

Predmet: ŠTUDIJSKA NALOGA

Naslov naloge: Metodologija in primer izračuna KPI Povečanje deleža razpršenih virov
v omrežju

Utemeljitev naloge:

Študija EIMV št. 2345 *Reguliranje na področju pametnih omrežij: analiza stanja in priprava izhodišč za uvajanje reguliranja*, ki je bila opravljena leta 2016, analizira stanje na področju uvajanja mogočih KPI za reguliranje investicij v pametna omrežja. Študija podaja več potencialno mogočih KPI. Kot najbolj zanimiv se kaže KPI: *Povečanje deleža razpršenih virov v omrežju* oziroma t.i. *Nodal Hosting Capacity (NHC)*.

KPI NHC je sistemski KPI, kar pomeni, da ga lahko opazujemo na ravni sistema. Opazujemo ga lahko absolutno za posamezno distribucijsko podjetje ali relativno glede na trenutno stanje v omrežju in element ali objekt omrežja (RTP, izvod, TP). Pri relativnem opazovanju je lahko normiranje glede na obstoječe število ali moč.

Za izračun KPI NHC potrebujemo ustrezen model obravnavanega omrežja in programska orodja za izračun mogoče moči priključitve razpršenih virov. Pred morebitno uvedbo KPI NHC v prakso pa je nujno potrebno opraviti analizo o možnih metodologijah, ki naj se uporabijo pri izračunu KPI NHC, saj mora biti metodologija takšna, da:

- je uporabna v vsakem primeru (vsaki vrsti omrežja),
- daje za enake primere v različnih omrežjih enak rezultat,
- je nediskriminatorna v smislu vrste omrežja in vrste priključenih uporabnikov omrežja ter
- je temeljena na ustreznih inženirsko ter ekonomsko jasnih načelih.

Prav tako je treba opraviti testni izračun na delu distribucijskega omrežja, da se ugotovi stanje in morebitne težave, ki bi lahko nastopile pri izračunu. Po potrebi se na podlagi rezultatov analize korigira metodologija tako, da bo ustrezala prej navedenim pogojem.

V študiji mora biti jasno podana metodologija z vsemi koraki izračuna ter izračun na praktičnem primeru po predlagani metodologiji, z vsemi vmesnimi koraki.

Cilj naloge:

- Pregled možnih pristopov pri izračunu NHC in izbira najprimernejšega za Slovenijo
- Utemeljitev in izdelava metodologije za izračun KPI Povečanje deleža razpršenih virov v omrežju (NHC). V utemeljitvi mora biti jasno podano:
 - vhodni podatki, nabor, kako jih pridobimo, na koliko časa jih je potrebno posodobiti,
 - način določitve in validacije kazalnika,
 - način obravnave posameznih vrst omrežja kot temelj za izračun sistemskega KPI,
 - primer izračuna po korakih na hipotetičnem delu omrežja,
 - način podajanja rezultatov izračuna.
- Testni izračun KPI NHC na delu distribucijskega omrežja. Analiza se opravi na delu omrežja (predlagamo del tistega omrežja, ki je bil obravnavan v zadnjem programu REDOS). Analiza se opravi tako, da so opisane posamezne faze izračuna in podani rezultati v skladu z opisano metodologijo.
- Določitev priporočenega modela omrežja za primer izračuna sistemskega kazalnika (npr. število SN/NN transformatorjev zajetih v model, delež inštalirane moči SN/NN transformatorjev ipd.), ali referenčni model ...

Program naloge:

1. Metodologija izračuna KPI Povečanje deleža razpršenih virov v omrežju (NHC)
2. Primer izračuna KPI NHC
3. Zaključki

Program v okviru krovne strukture zgoraj smiselno obravnava vsebine, ki so izpostavljene v ciljnih naloge.

KAZALO VSEBINE

UVOD	15
1 PREGLED METOD IN ALGORITMOV ZA IZRAČUN MAKSIMALNEGA DELEŽA RAZPRŠENIH VIROV	17
1.1 NHC v italijanskem NN omrežju	17
1.1.1 Model NN omrežja	17
1.1.2 Algoritem za vrednotenje NHC	20
1.1.3 Rezultati simulacij	21
1.1.4 Povzetek rezultatov	23
1.2 Statistična metoda z enakimi velikostmi PV	24
2 MODELIRANJE IZBRANEGA OMREŽJA IN OBREMENITEV	26
2.1 Modeliranje sončnih elektrarn	26
2.1.1 Povzetek	30
2.2 Opis izbranega omrežja in obremenitev	31
2.2.1 Opis omrežja	31
2.2.2 Obremenitve odjemalcev v izbranem omrežju	34
2.3 Analiza stanj v omrežju brez RV	35
2.3.1 Povzetek	38
3 IZRAČUN MAKSIMALNEGA DELEŽA RV	39
3.1 Opis upoštevanih kriterijev	39
3.2 Izračun NHC z deterministično metodo	40
3.2.1 Povzetek metode	46
3.3 Izračuni FHC s statističnimi metodami	47
3.3.1 Statistična metoda z enakimi velikostmi PV	47
3.3.2 Predlagana statistična metoda	53
3.4 Izračun Network HC s statistično metodo za eno NNO in vrednotenje novih tehnologij	63
3.4.1 Povzetek	70
3.5 Povzetek izračuna (F)HC in potrebni vhodni podatki	70

3.6	Tehnologije pametnih omrežij (Smartgrids), ki jih lahko uporabimo pri izračunavanju FHC in KPI FHC.....	71
4	OCENJEVANJE MAKSIMALNEGA DELEŽA RV V SLOVENSKIH NN OMREŽJIH	72
4.1.1	<i>Določitev tipičnih modelov NN omrežij</i>	<i>72</i>
4.1.2	<i>Določitev tipičnih modelov odjemalcev in obnovljivih virov</i>	<i>73</i>
4.1.3	<i>Povzetek</i>	<i>73</i>
5	PREDLOG SPREMEMBE ZAKONODAJE	75
5.1	Spodbujanje naložb v pametna omrežja.....	75
5.2	Metodologija dodelitve dodatne finančne spodbude na podlagi povečanja FHC.....	75
5.3	Spodbujanje raziskav na področju uvajanja novih tehnologij in storitev	77
	ZAKLJUČKI	78
	LITERATURA	I

KAZALO SLIK

Slika 1: Model napajanja v NN omrežju, TR 50 kVA	18
Slika 2: Stranski priključek	19
Slika 3: Primer podeželskega omrežja	19
Slika 4: Algoritem za izračun NHC v distribucijskem NN omrežju	20
Slika 5: NHC na vodu v podeželskem omrežju TR 100 kVA [19]	22
Slika 6: NHC na vodu v mestnem omrežju TR 400 kVA [19]	22
Slika 7: Povzetek rezultatov izračunov – podeželsko omrežje [19]	23
Slika 8: Povzetek rezultatov izračunov – mestno omrežje [19]	23
Slika 9: Delovanje algoritma	25
Slika 10: Inštalirana moč PV v Sloveniji	26
Slika 11: Predlagana porazdelitev inštaliranih moči PV	26
Slika 12: Zimske dnevne porazdelitve proizvodnje PV (ob 12. uri)	27
Slika 13: Jesensko-pomladne dnevne porazdelitve proizvodnje PV (ob 12. uri)	28
Slika 14: Poletne dnevne porazdelitve proizvodnje PV (ob 12. uri)	28
Slika 15: Povprečne dnevne porazdelitve proizvodnje PV (ob 12. uri)	28
Slika 16: Maksimalna normirana dnevna proizvodnja PV	29
Slika 17: Maksimalna normirana dnevna proizvodnja PV – 3D prikaz	29
Slika 18: Statistika proizvodnje PV	30
Slika 19: Izbrano omrežje	31
Slika 20: Izbrano mestno NNO	32
Slika 21: Izbrano predmestno NNO	33
Slika 22: Izbrano podeželsko NNO 1	33
Slika 23: Izbrano podeželsko NNO 1	34
Slika 24: Letni diagram obremenitve izvoda	34
Slika 25: Mesečni diagram obremenitve izvoda	34
Slika 26: Napetosti vzdolž SN izvoda	35
Slika 27: Vsi napetostni profili vzdolž SN voda	35
Slika 28: Napetosti odjemalcev na NN strani TP vzdolž SN izvoda	36
Slika 29: Napetosti vzdolž SN izvoda na NN strani TP	37
Slika 30: Padci napetosti pri NN odjemalcih za vse TP	37
Slika 31: Obremenitve TP in izvoda	38
Slika 32: Rezultati, dobljeni z deterministično metodo - z upoštevanjem minimalnih obremenitev	41
Slika 33: Rezultati, dobljeni z deterministično metodo – brez upoštevanja obremenitev	42
Slika 34: NHC za del mestnega NNO	43
Slika 35: NHC za del predmestnega NNO	44
Slika 36: NHC za del ruralnega NNO 1	45
Slika 37: NHC za del ruralnega NNO 2	46
Slika 38: Primerjava rezultatov glede na sezono	48
Slika 39: Vpliv izbranih velikosti elektrarn na rezultate	49
Slika 40: Vpliv obremenitev na rezultate	49
Slika 41: Rastreseni graf maksimalnih napetosti v NNO	50
Slika 42: Rastreseni graf maksimalnih obremenitev NN vodov	50
Slika 43: Rastreseni graf maksimalnih obremenitev transformatorjev	51
Slika 44: Določanje števila Monte Carlo simulacij	51
Slika 45: Ocenjevanje vpliva nove tehnologije	52
Slika 46: Delovni potek algoritma	54
Slika 47: Maksimalna penetracija PV na izvod	55
Slika 48: Razpon maksimalnega možnega števila inštaliranih PV na izvod	55

Slika 49: Porazdelitve proizvodnje na dan kršitve – zima.	56
Slika 50: Porazdelitve proizvodnje na dan kršitve – vmesno obdobje.	56
Slika 51: Porazdelitve proizvodnje na dan kršitve – poletje.	56
Slika 52: Vpliv obremenitev na maksimalno penetracijo PV na izvod.	57
Slika 53: Rezultati simulacij (U_{\max} v NNO).	57
Slika 54: Rezultati simulacij (U_{\max} v SNO).	58
Slika 55: Rezultati simulacij (obremenitve SN/NN TR).	59
Slika 56: Rezultati simulacij (obremenitev NN vodov).	59
Slika 57: Statistika simulacij.	60
Slika 58: Določanje števila Monte Carlo simulacij.	61
Slika 59: Ocenjevanje učinka nove tehnologije.	61
Slika 60: Primerjava porazdelitev maksimalne inštalirane moči PV.	62
Slika 61: Primerjava maksimalnega števila PV v omrežju.	62
Slika 62: Primerjava statistike simulacij.	63
Slika 63: Povečanje HC NNO v primeru inštalacije OLTC transformatorja.	64
Slika 64: Povečanje maksimalnega števila elektrarn vključenih v NNO v primeru inštalacije OLTC transformatorja.	64
Slika 65: Statistika simulacij.	65
Slika 66: Določanje maksimalnega števila Monte Carlo poskusov.	65
Slika 67: Maksimalne napetosti v NNO glede na Pg – brez OLTC.	66
Slika 68: Maksimalne napetosti v NNO glede na Pg – OLTC.	67
Slika 69: Maksimalne obremenitve NN vodov glede na Pg – brez OLTC.	67
Slika 70: Maksimalne obremenitve NN vodov glede na Pg – OLTC.	68
Slika 71: Maksimalne obremenitve transformatorja glede na Pg – brez OLTC.	68
Slika 72: Maksimalne obremenitve transformatorja glede na Pg – OLTC.	69

SEZNAM KRATIC

- EPIA - European Photovoltaic Industry Association (Evropsko združenje za fotovoltaike)
- FHC - Feeder Hosting Capacity (največja mogoča moč priključenih razpršenih virov v SN vod)
- HC - Hosting Capacity (največji delež razpršenih virov v določenem delu omrežja)
- KPI - Key Performance Indicator (ključni kazalnik uspešnosti)
- NHC - Nodal Hosting Capacity (največja moč priključenih razpršenih virov v vozlišče)
- PV - Photo Voltaic (sončne elektrarne)
- RV - razpršeni vir (-i)
- RVC - Rapid Voltage Changes (hitre napetostne spremembe)
- SM - Smart Metering (napredno merjenje)
- SSVV - Steady-State Voltage Variations (stacionarno odstopanje napetosti od nazivne napetosti omrežja)
- TR - transformator

(prazna stran)

UVOD

Naloga Agencije za energijo je med drugim reguliranje na področju priključevanja razpršenih virov v omrežje. V skladu z evropsko in slovensko strategijo glede priključevanja razpršenih virov v omrežje in uporabe čim več obnovljive energije v vseh energetskeih vejah, je to še posebej pomembno področje.

Študija EIMV št. 2345 *Reguliranje na področju pametnih omrežij: analiza stanja in priprava izhodišč za uvajanje reguliranja*, ki je bila opravljena leta 2016, analizira stanje na področju uvajanja mogočih KPI za reguliranje investicij v pametna omrežja. Študija podaja več potencialno mogočih KPI. Kot najbolj zanimiv se kaže KPI: *Povečanje deleža razpršenih virov v omrežju* oziroma t. i. *Nodal Hosting Capacity (NHC)*.

Sistematiko *Nodal Hosting Capacity* uporabljajo tudi nekateri drugi evropski regulatorji. V študiji je prikazan italijanski primer izračuna možnosti priključevanja razpršenih virov v distribucijska omrežja.

V metodologiji izračuna možnosti priključevanja razpršenih virov v omrežje predlagamo metodo za statistično ocenjevanje maksimalnega deleža RV v omrežju. Statistične metode omogočajo simulacijo dejanskih obratovalnih stanj v omrežju s pomočjo metode Monte Carlo in s tem natančnejšo ocenitev scenarijev. Tako dobimo t. i. kazalnik *Feeder Hosting Capacity (FHC)*, ki nam pove, koliko razpršenih virov lahko priključimo v določen SN izvod na NN nivoju.

Zakaj SN izvod? SN izvod je z obratovalskega stališča namreč celota, kjer vsaka sprememba na enem delu vpliva tudi na obratovanje in stanje v drugem delu izvoda. Zaradi tega izvod gledamo kot celoto, osredotočamo pa se na NN omrežje, saj je ta del omrežja za priključevanje razpršenih virov najbolj zanimiv, obenem pa tudi s stališča napetostnih razmer najbolj kritičen. Poleg tega je število razpršenih virov, ki se priključujejo v distribucijska omrežja na NN nivoju največje, obenem pa tudi najbolj stohastično. To pomeni, da ne moremo vedeti, na katerem delu omrežja se bo v omrežje želelo priključiti določeno moč razpršenih virov, ampak se to dogaja naključno. In ravno tega do sedaj ni bilo mogoče obravnavati z nobeno uveljavljeno metodologijo, predlagana metodologija pa je prilagojena ravno temu.

Analize dejansko poustvarijo različna stanja v omrežju, v primeru, če bi si ogromno gospodinjstev pridobilo svojo PV. Na SN nivoju statistično vključevanje PV ni smiselno, saj je tam vključitev močno odvisna od odločitve posameznikov in ne moremo predpostavljati naključnih porazdelitev večjih moči PV po celotnem izvodu. Takšni primeri se morajo obravnavati individualno. Enako pa je treba poudariti, da je statistična analiza, kjer

spreminjamo lokacijo vključenih razpršenih virov v omrežje smiselna le za PV, saj je primarni vir energije na voljo povesod.

Predlagana metodologija:

- je uporabna v vsakem primeru (vsaki vrsti omrežja),
- daje za enake primere v različnih omrežjih enak rezultat,
- je nediskriminatorna v smislu vrste omrežja in vrste priključenih uporabnikov omrežja ter
- je temeljena na ustreznih inženirsko ter ekonomsko jasnih načelih.

1 PREGLED METOD IN ALGORITMOV ZA IZRAČUN MAKSIMALNEGA DELEŽA RAZPRŠENIH VIROV

V poglavju bodo predstavljene metode in algoritmi za izračun maksimalnega deleža razpršenih virov v omrežju.

Metode se delijo na deterministične in statistične. Deterministične metode upoštevajo statične modele odjemalcev in RV, pri čemer se predpostavi maksimalna proizvodnja iz RV in minimalne obremenitve odjemalcev v omrežju. V določenih primerih se lahko predpostavi tudi stanje brez obremenitev v omrežju.

Pri statističnih metodah se izvajajo simulacije dejanskih obratovalnih stanj v omrežju, rezultati računanja pretokov moči pa se podajajo statistično. Najbolj pogost način je izračun verjetnostnih pretokov moči z metodo Monte Carlo.

1.1 NHC v italijanskem NN omrežju

Metodologija je povzeta po [19]. Distribucijska omrežja so bila v preteklosti grajena kot pasivna omrežja. Moč je pritekala iz višjega napetostnega nivoja v nizkonapetostno omrežje. Če so razpršeni viri (RV) priključeni na NN omrežje, se pretoki moči spremenijo, kar lahko povzroči nenavadne napetostne razmere, preobremenitev posameznih elementov omrežja in povečane kratkostične tokove in s tem nepravilno delovanje zaščit.

Zato je priporočljivo s stališča operaterja distribucijskega omrežja oceniti maksimalni možno proizvodnjo RV v vseh točkah omrežja »Nodal Hosting Capacity« (NHC), ki je dejansko sorazmerna s kratkostično močjo omrežja.

V članku so podani metodologija in algoritmi za oceno NHC v NN omrežjih glede na naslednje tehnične omejitve:

- termične omejitve vodov in transformatorjev SN/NN,
- statične omejitve napetosti (po standardu SIST EN 50160) in
- hitre napetostne spremembe (informativno podano v standardu SIST EN 50160).

Analize so zasnovane na statičnih izračunih pretokov moči brez upoštevanja dinamičnih pojavov, ki se lahko pojavijo v distribucijskih omrežjih z RV.

1.1.1 Model NN omrežja

Obstaja veliko različnih konfiguracij dejanskih NN omrežij. Postavljeni so modeli tipičnih topologij glede na statistiko iz podatkov distribucijskih podjetij. Posebej so modelirani glavni napajalni vodi in stranski priključki. S kombinacijo modelov napajalnih in stranskih vodov je možno postaviti različne konfiguracije tako mestnih kot tudi podeželskih omrežij, ki jih srečujemo pri dejanskih NN omrežjih. Modele lahko razvrstimo po ključnih parametrih, kot so

obremenitve, dolžine napajalnih in stranskih vodov, tehnični parametri vodov, velikost TR itd. Tako postavljen model s spreminjanjem parametrov elementov omogoča sestavljanje različnih konfiguracij NN omrežja.

Pri izbiri karakterističnih tipov omrežja je treba narediti klasifikacijo izbranih primerov:

- napajanje gospodinjstev,
- napajanje industrijskih obratov.

Lahko jih razdelimo tudi na:

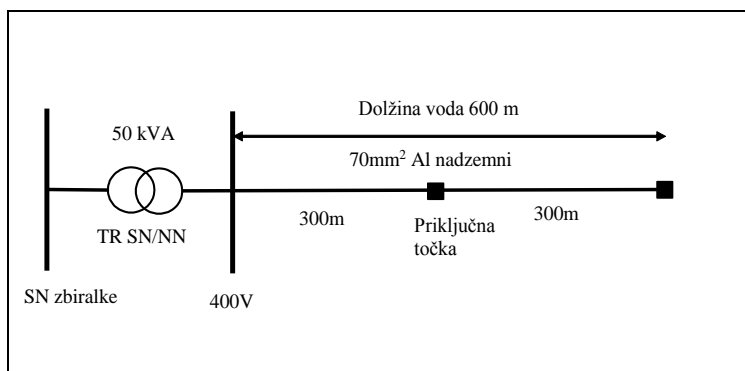
- podeželska omrežja,
- mestna omrežja.

1.1.1.1 Glavni napajalni vodi

Glavni napajalni vodi so hrbtenica distribucijskih NN omrežij. Ti so različni v mestnem in podeželskem okolju. Podeželska območja imajo dolge nadzemne vode in nizko gostoto obremenitve. Nasprotno, mestna območja karakterizira visoka gostota obremenitve, kratki odseki in omrežje, izvedeno v podzemnih kabljih. V obeh primerih (mestna in podeželska omrežja) se vodi načrtujejo z enakim presekom vzdolž celotne dolžine zaradi možnosti napajanja odjemalcev z razpršenimi viri s pretokom v obeh smereh, tj. tudi v smeri proti TR SN/NN. V italijanskem omrežju srečujemo majhne TR SN/NN z nazivno močjo 50 kVA, 100 kVA in 160 kVA v podeželskih omrežjih, večje pa v mestnih omrežjih moči 250 kVA, 400 kVA in 630 kVA.

Napajalni vodi so prereza od 70 mm² do 240 mm², material je baker (Cu) ali aluminij (Al). Vodniki prereza Al 70 mm² in Al 95 mm² se uporabljajo v podeželskih prosto-zračnih omrežjih, kabli Cu 95 mm² in Cu 150 mm² ter kabli Al 240 mm² pa v mestnih omrežjih.

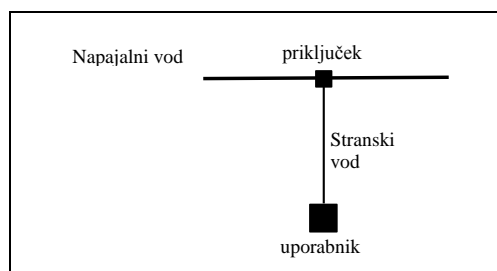
Dolžina napajalnega voda, ki ima več priključnih točk stranskih vodov, je odvisna od geografskega področja. V podeželskih omrežjih v posameznih primerih so vodi dolgi od 300 m do 900 m (prikazano na sliki 1). V mestnih omrežjih so napajalni vodi dolgi med 100 m in 300 m.



Slika 1: Model napajanja v NN omrežju, TR 50 kVA

1.1.1.2 Stranski vodi

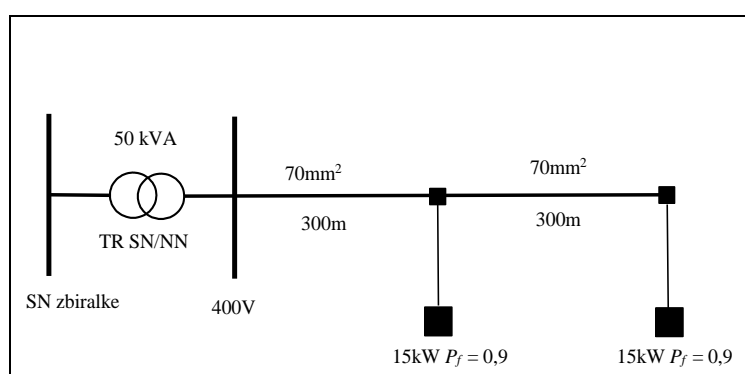
Stranski vodi so najšibkejši element distribucijskega sistema. Konfiguracija priključkov je enaka v podeželskih in mestnih omrežjih, prerezi vodnikov pa so različni. V podeželskih omrežjih so uporabljeni vodniki prereza Cu 10 mm² in Al 35 mm² za nadzemne vode. Dolžina vodov je 30 m. V mestnih omrežjih so najbolj pogosto uporabljeni vodniki prereza Cu 16 mm² in Cu 25 mm², tudi dolžine 30 m.



Slika 2: Stranski priključek

1.1.1.3 Primer omrežja

Različne konfiguracije NN omrežja se lahko formirajo s kombinacijo različnih parametrov napajalnih in stranskih vodov. Na sliki 3 je podan primer podeželskega NN omrežja.



Slika 3: Primer podeželskega omrežja

Po italijanskih tehničnih standardih CEI 11-20 se TR lahko trajno obremeni v normalnih pogojih do 60 % do 65 % nazivne moči. To pravilo je tudi uporabljeno za izračun bremena, ki je napajano iz TR. V naslednji tabeli so podane obremenitve, ki jih lahko uporabimo pri izračunih NHC.

Tabela 1: Izbira modelov NN omrežja

model	napajalni vod	nadzemni/kabel	prerez [mm ²]	dolžina [m]	breme [kW]
TR 50*	1	nadzemni	95/70	300/600/900	30
TR 100*	2	nadzemni	95/70	300/600/900	60

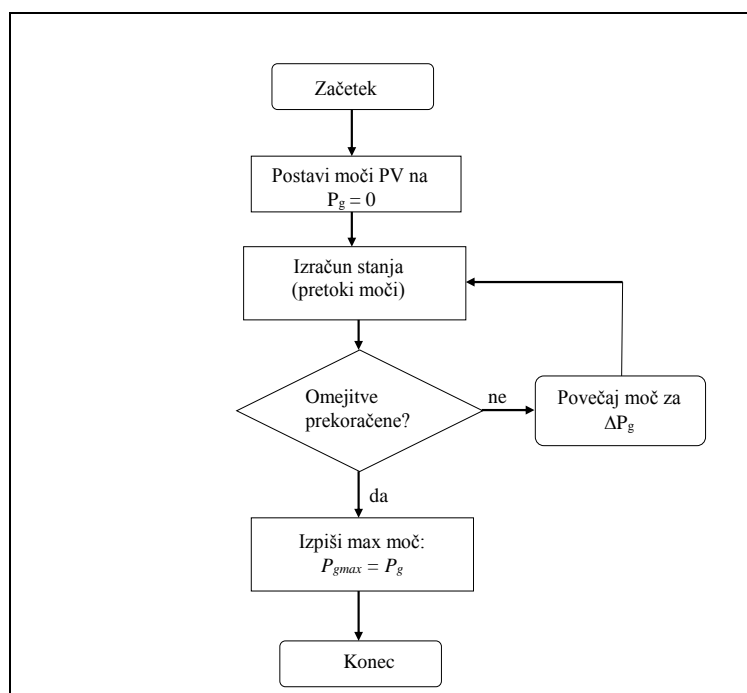
TR 160*	2	nadzemni	96/70	300/600/900	96
TR 250**	4	kabel	150/90	100/200/300	150
TR 400**	4	kabel	240/150	100/200/300	240
TR 600**	4	kabel	240/150	100/200/300	378

* Podeželsko omrežje – stranski vodi 10/35 mm², dolžina 30 m

** Mestno omrežje – stranski vodi 16/25 mm², dolžina 30 m

1.1.2 Algoritem za vrednotenje NHC

Cilj je določiti NHC za NN omrežje. Osnovna ideja je, da z iterativnim povečanjem moči RV določimo njihovo maksimalno moč. Postopek je podan na spodnji sliki.



Slika 4: Algoritem za izračun NHC v distribucijskem NN omrežju

Izračune pretokov moči naredimo za vse priključne točke. RV simuliramo z negativnim bremenom v posameznih vozliščih, moč povečujemo v koraku po $\Delta P_g = 1$ kW, $P_f = 1$ (po tehničnem standardu CEI 11-20). Tehnične omejitve so termične obremenitve TR in vodov, napetostne razmere ter hitre napetostne spremembe.

1.1.2.1 Omejitve zaradi stacionarnih napetostnih razmer (SSVV)

Standard SIST EN 50160 dovoljuje napetosti v NN omrežju v mejah ± 10 % (tj. od 360 V do 440 V). Tej omejitvi mora zadoščati najmanj 95 % izmerjenih 10-minutnih povprečnih vrednosti napetosti.

1.1.2.2 Hitre napetostne spremembe (RVC)

Hitre napetostne spremembe povzročajo nastanek pojava, ki se imenuje fliker. Izračun flikerja je standardiziran in opisan v standardu SIST IEC 61000-4-15 [20]. Definicija flikerja je zasnovana na subjektivnem zaznavanju utripanja svetlobe svetlobnega telesa, ki nastane zaradi hitrih sprememb napajalne napetosti tega svetlobnega telesa in je za veliko večino testnih oseb moteča. Ta značilnost napetosti je torej edina značilnost napetosti, ki je določena na podlagi empiričnih testov na ljudeh. Fliker je moteč, ko njegova jakost preseže vrednost 1. Dovoljena amplituda utripanja napetosti pa je zelo odvisna od frekvence utripanja napetosti ter še bolj od uporabljenega svetlobnega telesa [21].

Standard [20] definira dovoljeno jakost flikerja z uporabo klasične 60 W žarnice z žarilno nitko, ki se v današnjem času v Evropi opušča ter nadomešča z novimi tehnologijami, ki so energetsko varčnejše in veliko bolj odporne na fliker, ki ga povzročajo hitre napetostne spremembe. Zaradi tega hitre napetostne spremembe pri priključevanju razpršenih virov ne igrajo nobene vloge, saj se tudi moč razpršenih virov ne spreminja tako hitro, da bi to lahko povzročalo fliker. Za pojav flikerja v skladu s filozofijo, ki se uporablja v [20] je tako še vedno najbolj pomembno in odgovorno hitro spreminjanje moči porabniških naprav v omrežju. To se je jasno pokazalo tudi na več meritvah kakovosti napetosti, ki smo jih na EIMV-ju opravili na fotonapetostnih in drugih elektrarnah.

Na podlagi tega lahko jasno zagotovimo, da ta značilnost napetosti popolnoma nič ne omejuje priključevanja RV-jev v distribucijsko omrežje. Vendar, ker je v proceduri za presojo priključljivosti v [19] uporabljena, jo na tem mestu tudi navajamo.

Standard SIST EN 50160 informativno ugotavlja, da se utegnejo v distribucijskem omrežju pojaviti posamezne hitre napetostne spremembe velikosti od 4 do 6 %. V Sloveniji se presoja kakovosti napetosti na podlagi hitrih napetostnih sprememb ne uporablja, se pa uporablja jakost flikerja, ki pa za to analizo ni relevantna.

1.1.2.3 Termične omejitve

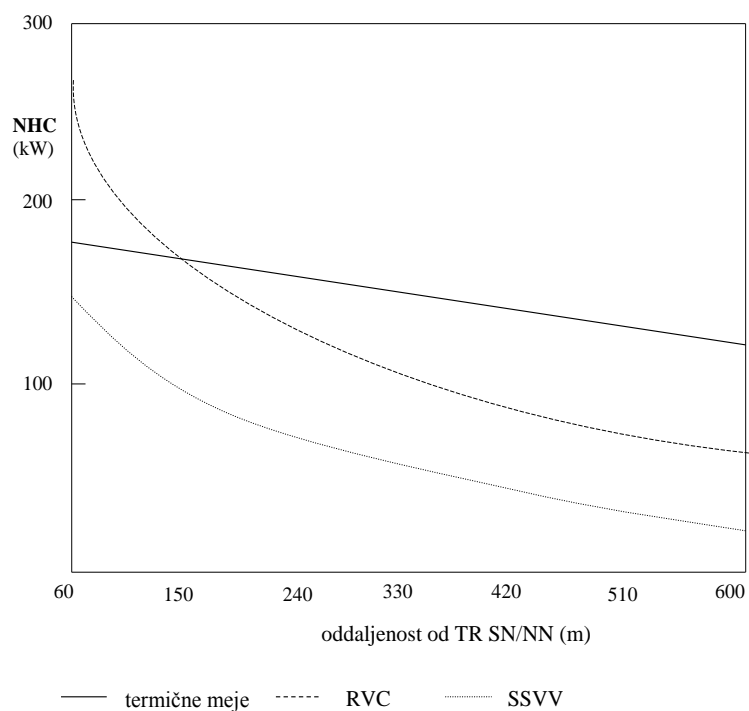
Termične omejitve so strogo odvisne od karakteristik posameznih elementov. Maksimalni dovoljeni tokovi se uporabljajo za izračun pretokov moči po vseh vodih.

1.1.3 Rezultati simulacij

Zaradi poenostavitev se lahko osredotočimo na dva značilna primera, za katera so podani rezultati:

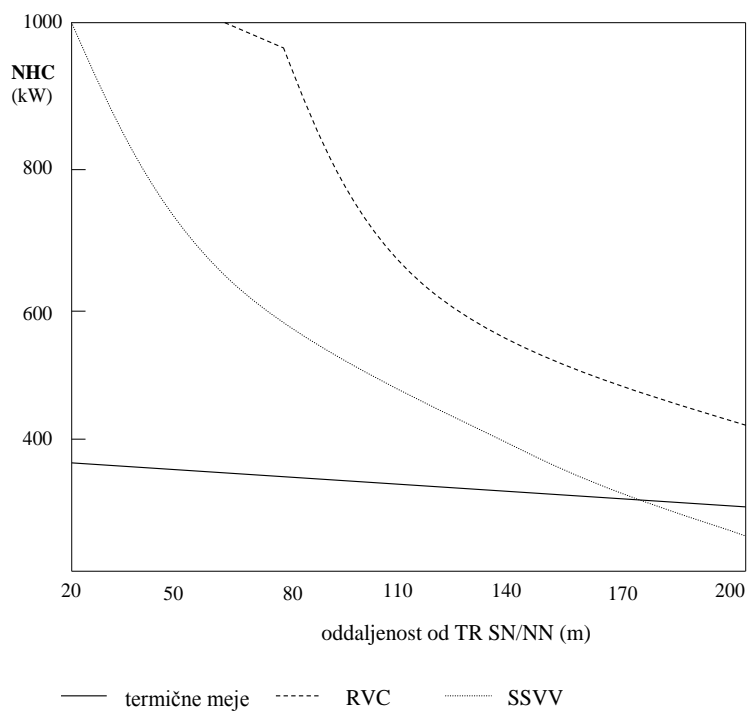
- podeželsko omrežje: TR 100 kVA, vodniki 70 mm² Cu, dolžina 600 m,
- mestno omrežje: TR 400 kVA, vodniki 150 mm², dolžina 200 m.

Na naslednji sliki je podana višina NHC za podeželsko omrežje iz zgoraj navedenega primera.



Slika 5: NHC na vodu v podeželskem omrežju TR 100 kVA [19]

Na sliki 6 je podana višina NHC za mestno omrežje iz zgoraj navedenega primera.

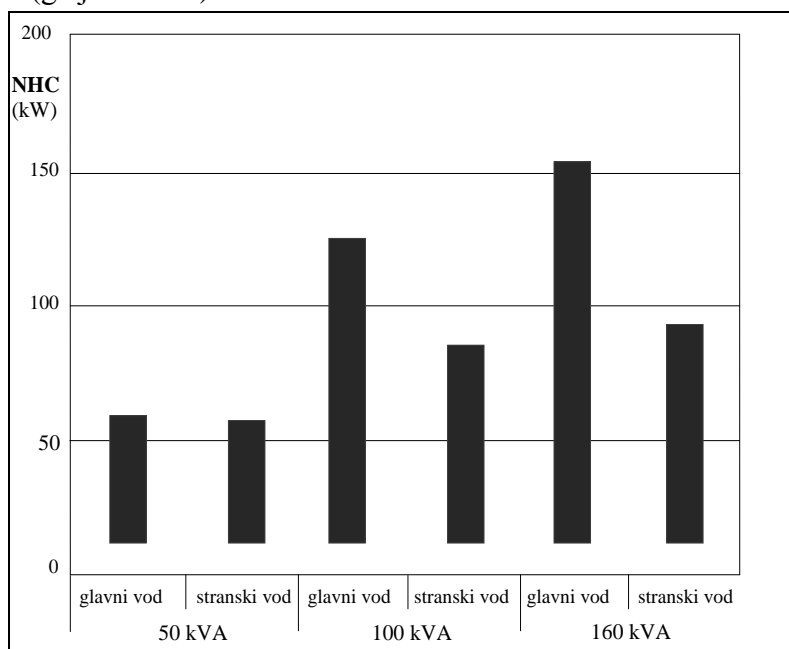


Slika 6: NHC na vodu v mestnem omrežju TR 400 kVA [19]

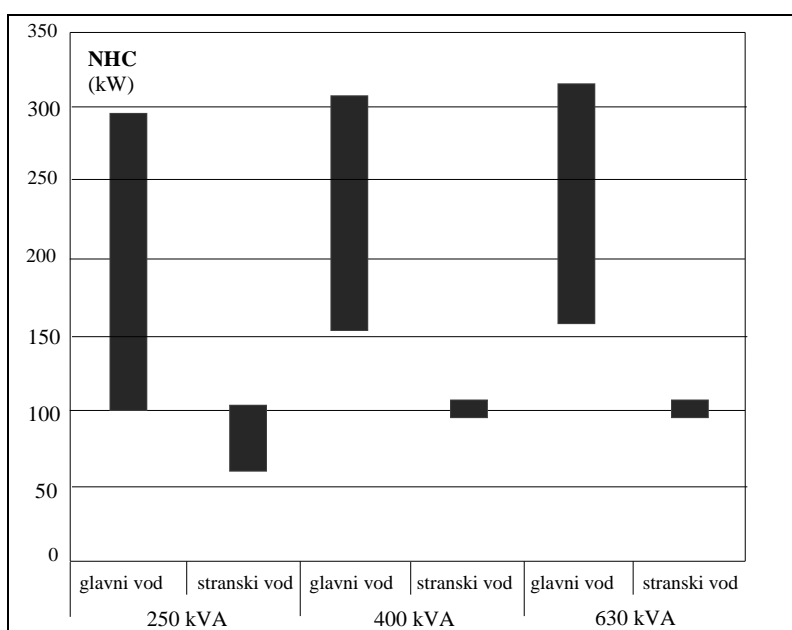
Na zgornjih slikah sta podana HC profila napajalnih vodov v podeželskem in mestnem omrežju. HC v obeh primerih, podeželskem in mestnem omrežju, pada z razdaljo priključka RV od začetka voda, tj. od TR SN/NN. V podeželskih omrežjih omejitev predstavlja SSVV od 20 do 140 kW (Slika 5). V mestnih omrežjih so omejitveni faktor termične obremenitve (Slika 6), proti koncu voda pa SSVV. V vsakem primeru pa je v mestnem omrežju NHC večji od 200 kW.

1.1.4 Povzetek rezultatov

Na naslednjih slikah so podane ocenjene vrednosti NHC za priključitev RV v podeželskih in mestnih omrežjih (glej tabelo 1).



Slika 7: Povzetek rezultatov izračunov – podeželsko omrežje [19]



Slika 8: Povzetek rezultatov izračunov – mestno omrežje [19]

Iz opisanega lahko sklenemo:

- Podeželska omrežja imajo TR majhnih moči, nadzemne vode z manjšim prerezom in dolgimi vodi. Zaradi tega imajo omejeno NHC:
 - o minimalna vrednost (15 kW) je daleč od TR SN/NN, kjer so omejitveni faktor stacionarne napetostne razmere (po našem strokovnem mnenju je to največji in najbolj pomemben omejitveni faktor za ta omrežja) odvisno od načina priključitve.
 - o Maksimalna ocenjena vrednost NHC je vedno v bližini TR SN/NN, kjer je omejitveni faktor termična meja voda ali transformatorja. Na teh lokacijah NHC dosega 160 kW.
- V mestnih omrežjih so navadno vgrajeni večji TR SN/NN, kabli z večjim prerezom, razdalje so krajše. Mestna omrežja omogočajo višje NHC v primerjavi s podeželskimi omrežji. Moč RV v bližini TR SN/NN dosega 320 kW. Termične omejitve so omejitveni faktor v bližini TR SN/NN, napetostne razmere pa v najbolj oddaljenih točkah. V mestnih omrežjih je priključevanje RV na stranske vode največji omejitveni faktor.

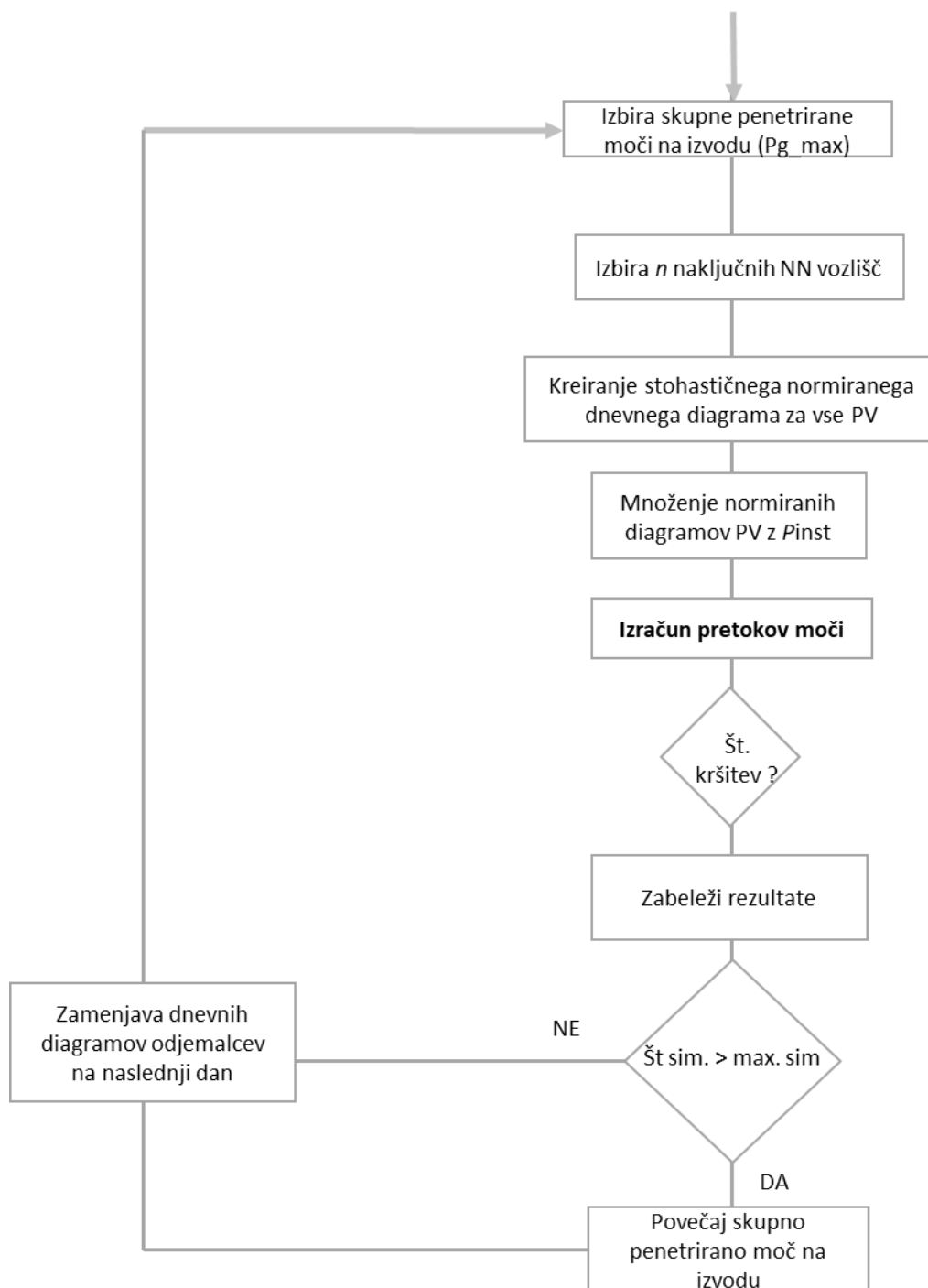
1.2 Statistična metoda z enakimi velikostmi PV

Deterministična metoda, opisana v poglavju 1.1, ne omogoča ocenjevanja vpliva novih tehnologij (kot je npr. regulacijski SN/NN transformator itd.) na izboljšanje razmer v omrežju. Prav tako pa tudi rezultati, dobljeni z determinističnimi metodami, ne podajajo dejanskega vpogleda v obratovalna stanja v omrežju. Zato se po svetu čedalje bolj uvajajo tako imenovane verjetnostne metode, ki omogočajo izračun velikega števila pretokov moči, s čimer dejansko simuliramo vsa možna obratovalna stanja v omrežju. V teh primerih se po navadi proizvodnja iz RV in obremenitve odjemalcev aproksimirajo s porazdelitvenimi funkcijami, izračun pretokov moči pa se izvede z metodo Monte Carlo.

V sklopu študije bomo na kratko predstavili metodo, povzeto po [7], [8]. Podobne pristope k reševanju omenjenega problema pa najdemo tudi v [23].

Izračun poteka tako, da povečujemo skupno moč penetracije PV na izvod v koraku po 100 kW. Če npr. za velikost posamezne elektrarne izberemo 10 kW, izračun poteka tako, da najprej simuliramo stanje, ko je skupna inštalirana moč PV na izvod npr. 1000 kW. To pomeni, da vključimo sto 10 kW elektrarn na naključne lokacije v NN omrežje. Ta proces ponovimo npr. tisočkrat, pri čemer so lokacije elektrarn pri vsaki simulaciji drugačne. Nato zabeležimo pri koliko odstotkih simulacij je prišlo do kršitev in povečamo skupno inštalirano moč PV na izvod na 1100 kW ter ponovimo izračune. Pri izračunu upoštevamo stohastične dnevne diagrame PV in dejanske letne časovne serije obremenitev odjemalcev (lahko tudi obremenitve odjemalcev, ki so modelirani s stohastičnimi modeli). Izračun se izvaja za vsako sezono posebej, lahko tudi

za posamezne dni. Pri izračunih je treba upoštevati sekvenčni Monte Carlo, kar pomeni, da simulacije izvajamo za vsako uro posebej. Potek algoritma prikazuje Slika 9.



Slika 9: Delovanje algoritma.

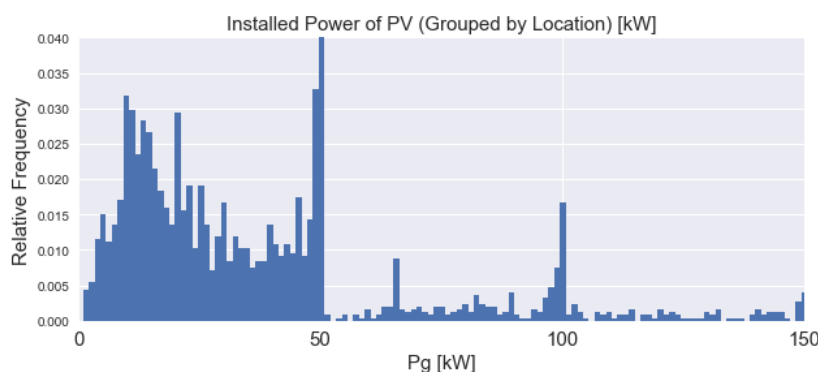
2 MODELIRANJE IZBRANEGA OMREŽJA IN OBREMENITEV

V okviru študije smo izdelali primer izračuna maksimalne možne penetracije PV v omrežje. V tem poglavju bodo predstavljeni izbrani vhodni podatki za izdelavo modela omrežja in obremenitev.

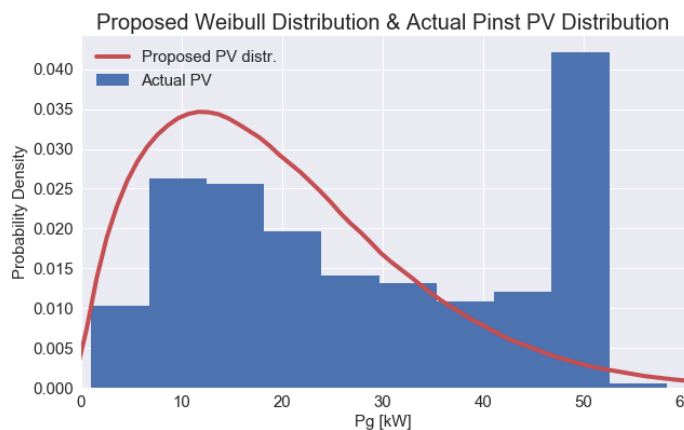
2.1 Modeliranje sončnih elektrarn

Za potrebe izračuna verjetnostnih pretokov moči z metodo Monte Carlo je v nadaljevanju potrebno stohastično modeliranje sončnih elektrarn (PV). Poglavje opisuje način izdelave takšnih modelov.

Slika 10 prikazuje inštalirano moč vseh PV pod 150 kW, seštetih glede na lokacijo v Sloveniji. Iz slike se vidi, da je največ elektrarn pod 50 kW, kar je posledica subvencioniranja v preteklosti.



Slika 10: Inštalirana moč PV v Sloveniji.

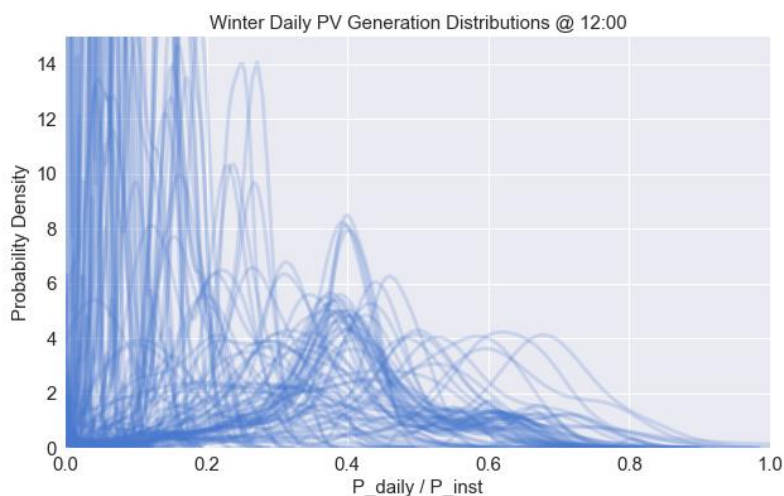


Slika 11: Predlagana porazdelitev inštaliranih moči PV.

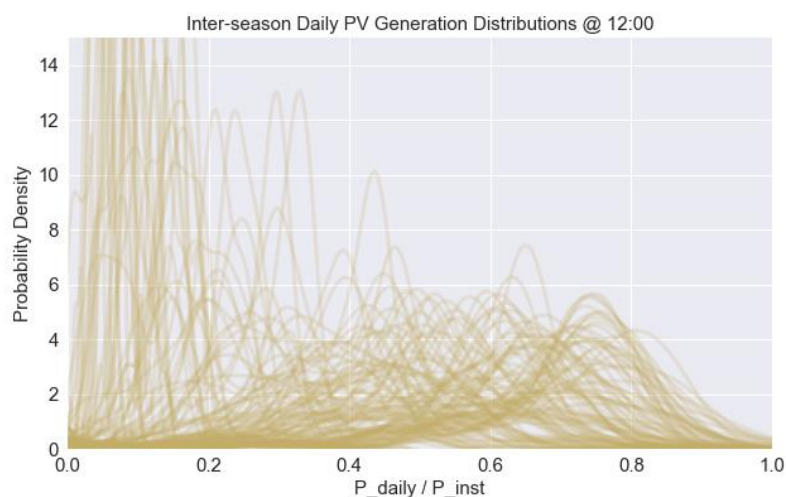
Slika 11 prikazuje inštalirano moč vseh PV pod 50 kW in predlagano Weibullovo porazdelitev inštaliranih moči PV za izdelavo stohastičnih modelov PV v nadaljevanju študije, saj predvidevamo, da bo v prihodnje inštaliranih več elektrarn manjših moči.

Pri analizah v okviru študije ni upoštevan zamik ure v poletnem času (ang. Daylight Saving Time). Osnova za izračun verjetnostnih pretokov moči z metodo Monte Carlo so stohastični modeli PV. Analizirali smo večje število PV za celotno leto na območju Ptuja ter urne diagrame normirali, glede na njihovo inštalirano moč (P_{inst}). Slike 12, 13 in 14 prikazujejo porazdelitve proizvodnje električne energije obravnavanih PV ob 12. uri za vsako obravnavano sezono posebej. Ti diagrami so nato osnova za izdelavo stohastičnih modelov PV. Različne krivulje so posledica različnega vremena. Krivulje na desni so v primeru sončnega vremena, tiste na levi pa v primeru oblačnega vremena. Vzorčenje izvajamo tako, da najprej za vsako uro posebej naključno izberemo eno dnevno porazdelitev proizvodnje, s čimer dejansko izberemo eno od možnih stanj vremena. Naključno izbrano porazdelitev nato upoštevamo pri vseh elektrarnah v določenem času. Npr. če želimo simulirati stanja proizvodnje iz PV ob 12. uri za poletne dni, za vsak dan naredimo eno porazdelitev proizvodnje električne energije, ki velja za celotno obravnavano območje (upoštevane so vse proizvodnje električne energije za vse elektrarne za vsak dan posebej). Če imamo 90 poletnih dni, smo naredili 90 porazdelitev proizvodnje, kar posledično pomeni 90 stanj vremena. Če želimo natančno simulirati dejansko stanje vremena na tem območju, moramo najprej naključno izbrati eno od teh 90 porazdelitev, s čimer dejansko izberemo eno od možnih stanj vremena in nato iz te porazdelitve vzorčiti normirane vrednosti proizvodnje vseh elektrarn na območju v tem trenutku. Če ni na voljo dovolj podatkov o proizvodnjah PV, lahko izdelavo stohastičnih delov tudi poenostavimo, tako da imamo npr. 2 porazdelitvi: eno za sončno in eno za oblačno vreme. Če je npr. na izbranem območju 80 % sončnih dni in 20 % oblačnih, nato te uteži upoštevamo pri vzorčenju.

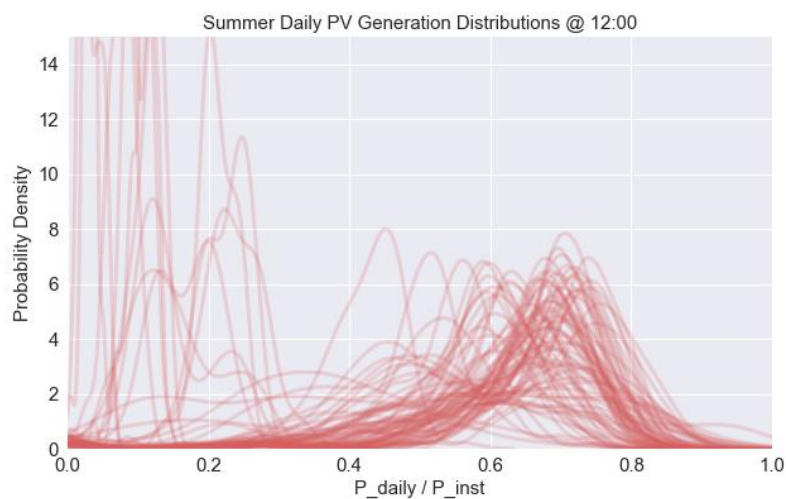
Slika 15 prikazuje povprečne vrednosti proizvodnje ob 12. uri za vsa obdobja. V poletnem obdobju se vrednosti največkrat gibljejo med 0,6 in 0,65 P_{inst} .



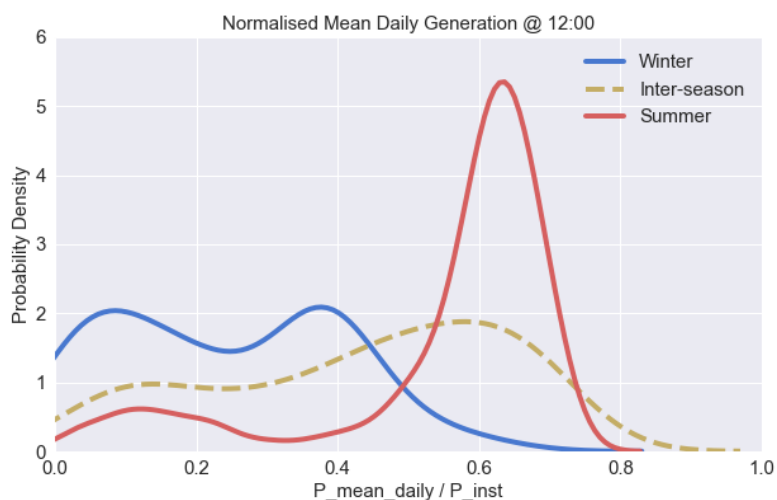
Slika 12: Zimske dnevne porazdelitve proizvodnje PV (ob 12. uri).



Slika 13: Jesensko-pomladne dnevne porazdelitve proizvodnje PV (ob 12. uri).

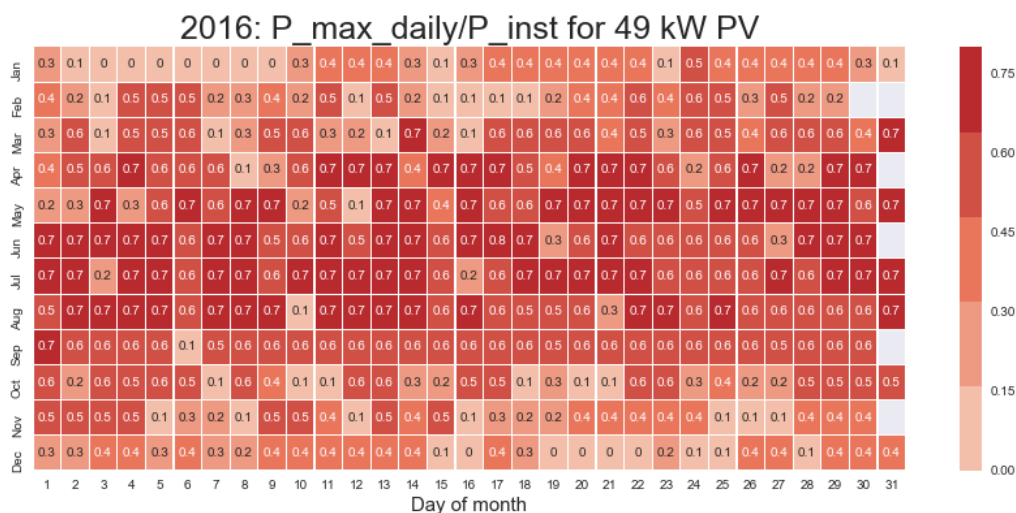


Slika 14: Poletne dnevne porazdelitve proizvodnje PV (ob 12. uri).

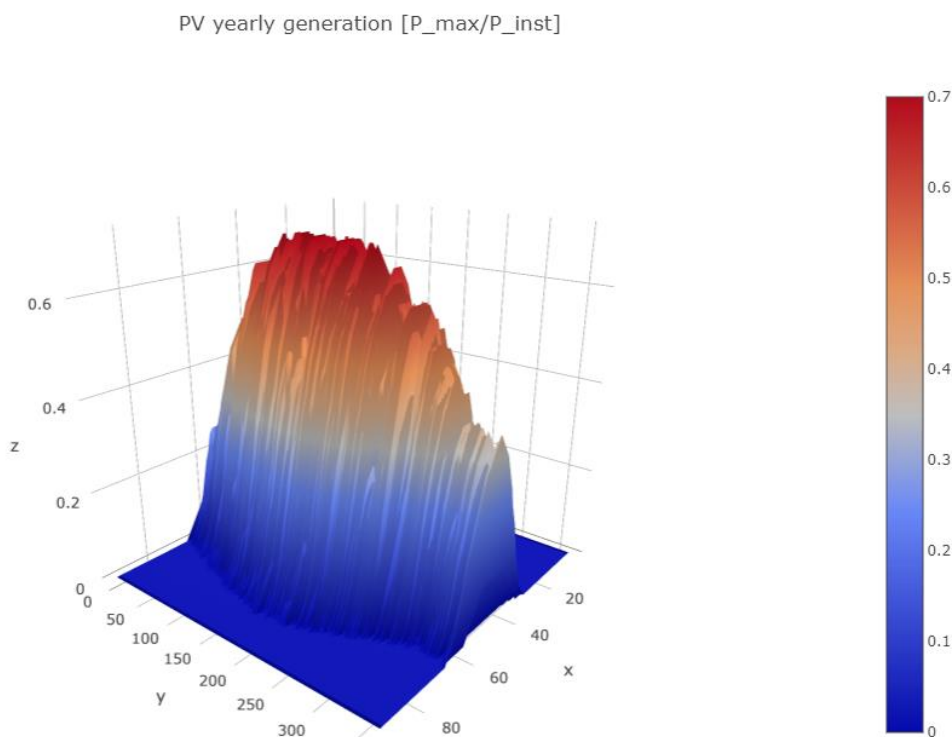


Slika 15: Povprečne dnevne porazdelitve proizvodnje PV (ob 12. uri).

Slika 16 prikazuje normirane maksimalne vrednosti proizvodnje za vsak dan v letu 2016 na celotnem obravnavanem območju. Iz slike lahko vidimo, da vrednosti poleti dosega največ 0,7. To pomeni, da na obravnavanem območju PV v sončnem vremenu proizvajajo skupaj največ cca. 70 % inštalirane moči. To lahko prikažemo tudi v 3D prostoru (slika 17), kjer os x prikazuje ure v dnevu, os y dneve v letu in os z normirane vrednosti proizvodnje za celotno obravnavano območje.



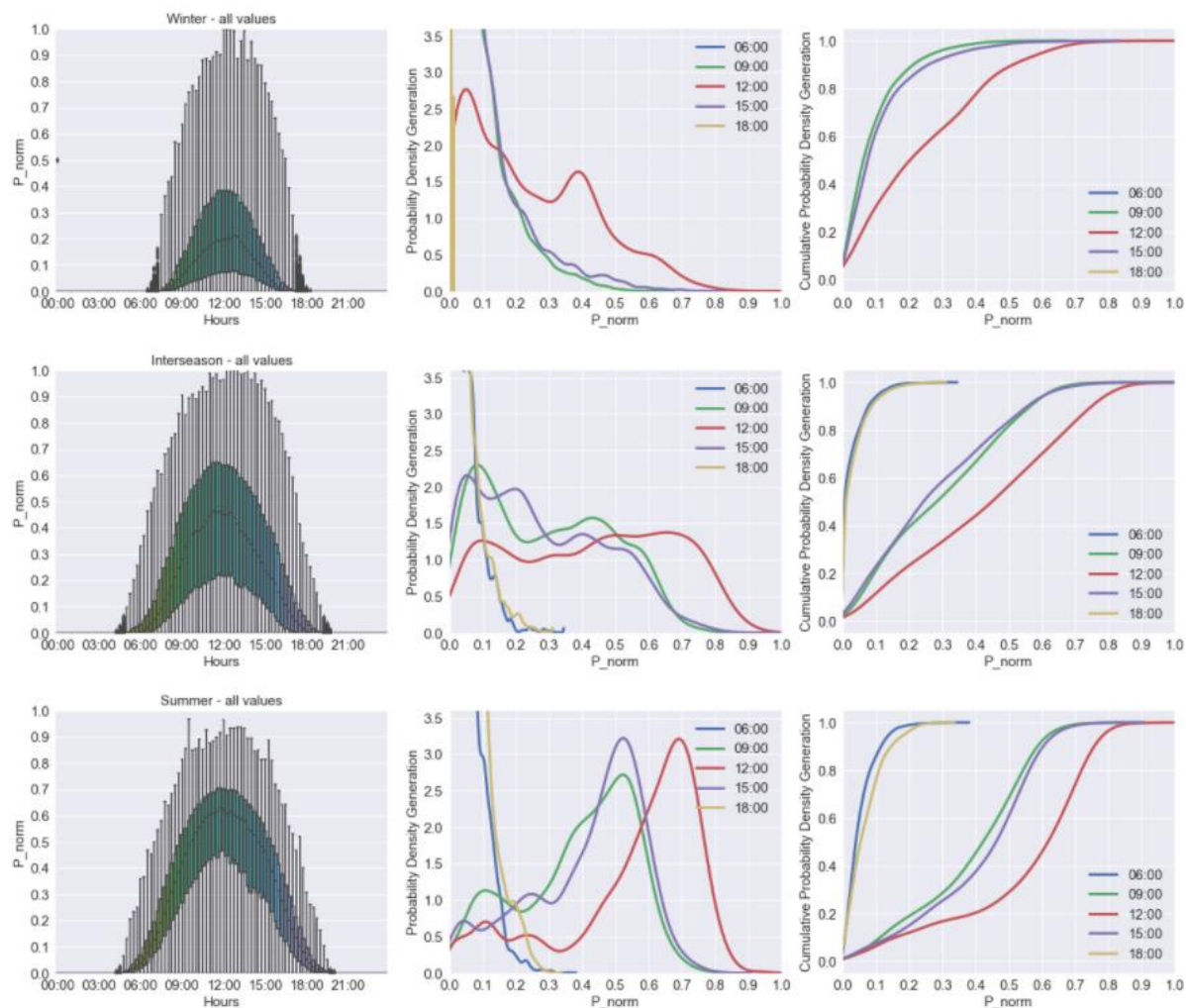
Slika 16: Maksimalna normirana dnevna proizvodnja PV.



Slika 17: Maksimalna normirana dnevna proizvodnja PV – 3D prikaz.

Slika 18 prikazuje statistiko proizvodnje PV. Vsaka obravnavana sezona je v svoji vrstici. Grafi na levi strani prikazujejo škatle z brki oz. razpon proizvodnje za vsak 15-minutni interval

posebej. Vidimo, da tudi pozimi proizvodnja lahko dosega maksimalne vrednosti. Mediana pa je dosti nižja pozimi kot poleti. Srednji stolpec predstavlja Kernel Density Estimation (KDE) normirane histograme za izbranih 5 ur posebej. Desni stolpec prikazuje kumulativne diagrame proizvodnje za izbranih 5 ur.



Slika 18: Statistika proizvodnje PV.

2.1.1 Povzetek

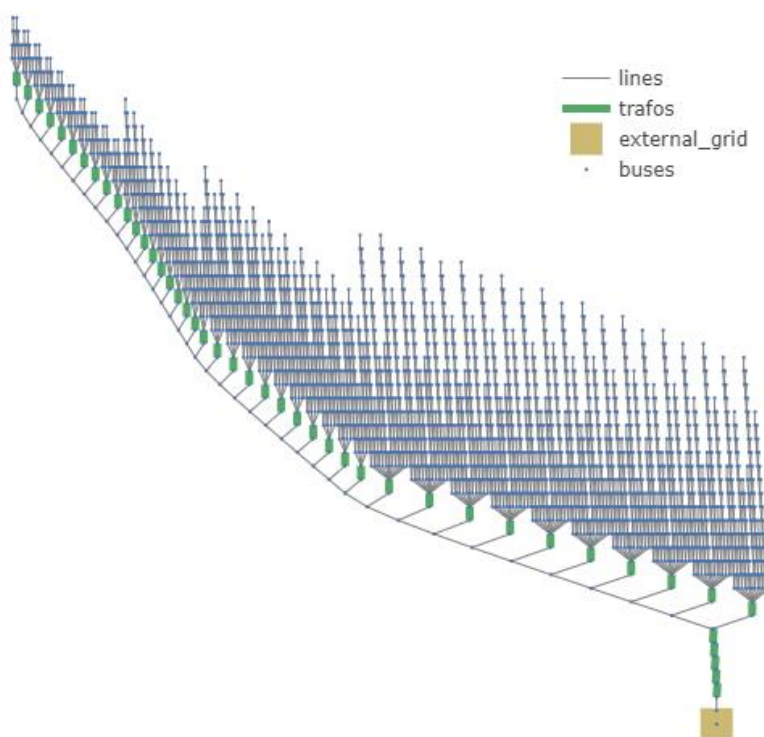
V poglavju je bila opisana izdelava stohastičnih modelov proizvodnje električne energije iz PV. Predlagan model je zelo natančen, saj upošteva vsa dejanska stanja vremena na določenem območju. Predlagan model je bil tudi uporabljen pri nadaljnjih izračunih. Za ustrezno izdelavo takšnega modela so potrebni 15-minutni podatki za več PV na nekem območju za celotno leto. Če za neko območje ni možno dobiti dovolj podatkov, za izdelavo dovolj natančnih modelov, se lahko modeliranje tudi poenostavi. V takšnem primeru se npr. upoštevata samo dve porazdelitvi: ena za oblačno in ena za sončno vreme. Pri vzorčenju se nato upoštevajo ustrezne uteži, glede na predvideno število oblačnih in sončnih dni na območju.

2.2 Opis izbranega omrežja in obremenitev

V poglavju so opisane obremenitve in izbrano omrežje, ki je bilo uporabljeno pri nadaljnjih analizah.

2.2.1 Opis omrežja

Na sliki 19 je izbrano SN omrežje. Izbrali smo 40 km dolg SN izvod z vodniki Al/Je 70 mm². Na izvodu je 45 TP. Prvih 5 TP predstavlja industrijski odjem (brez NN omrežja, odjem je na NN zbiralkah TP) in je na začetku izvoda. Naslednjih 40 TP ima 4 različne tipe NN omrežij.

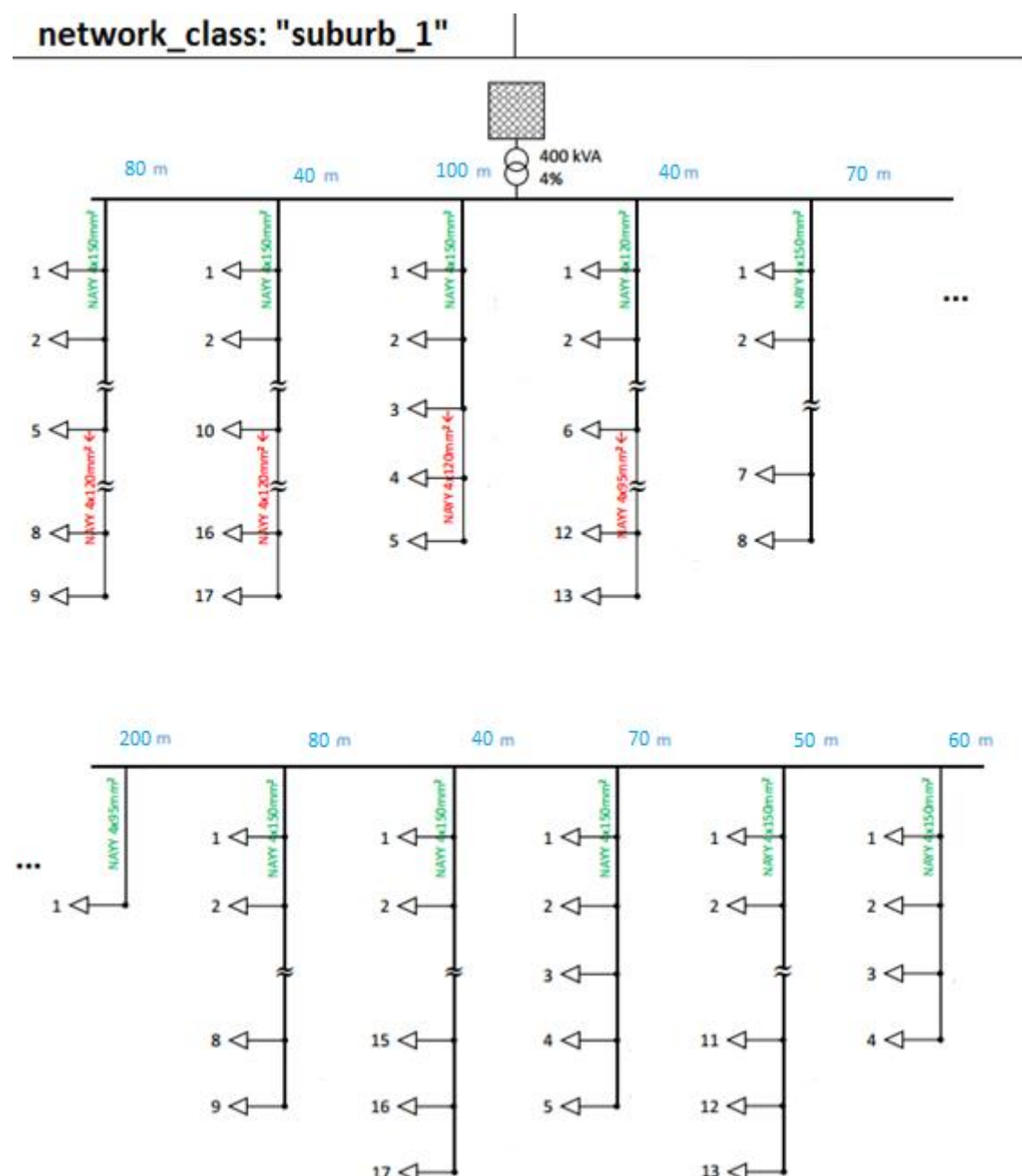


Slika 19: Izbrano omrežje.

Za potrebe določanja maksimalne penetracije PV v omrežje je potreben celoten model SN in NN omrežja. SN omrežje je mogoče pridobiti za celotno Slovenijo, modeli NN omrežij pa še niso na voljo za vsa območja. V takšnih primerih se lahko upoštevajo nadomestni modeli omrežij, ki jih je treba predhodno določiti z analizami. Več o tem v poglavju 4.1.1.

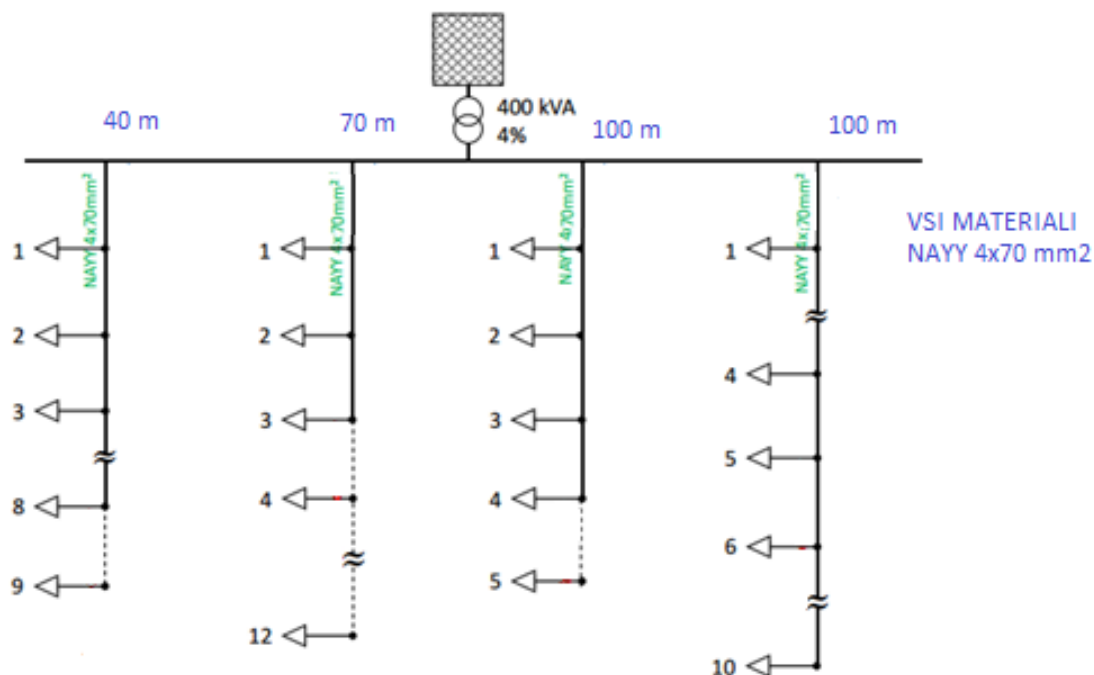
Uporabljene strukture NN omrežij so bile povzete po nemških analizah, [24]. Dolžine vodov in nekateri materiali so bili spremenjeni tako, da so omrežja bolj primerna za slovensko stanje, kjer imamo v večini daljše izvode.

Na slikah od 20 do 23 so prikazana izbrana NN omrežja. Z modro označene dolžine veljajo za vsak posamezen odsek med odjemalci.



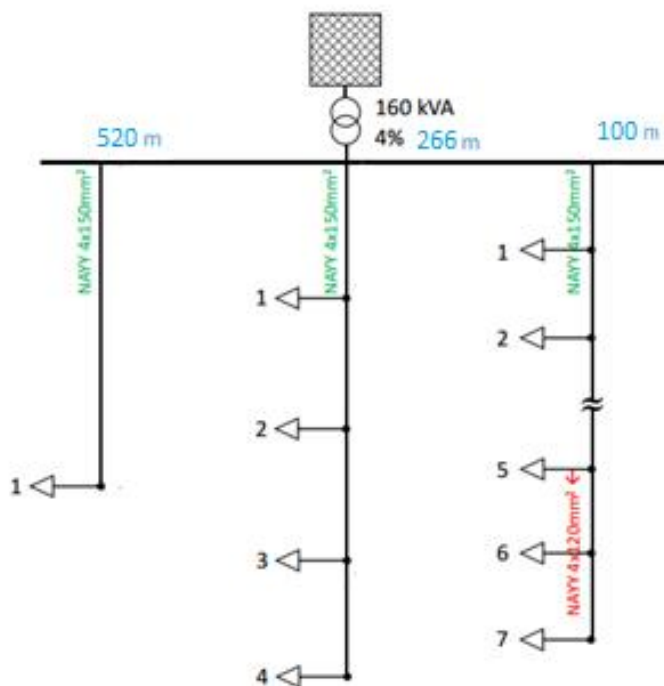
Slika 20: Izbrano mestno NNO.

network_class: "village_2"

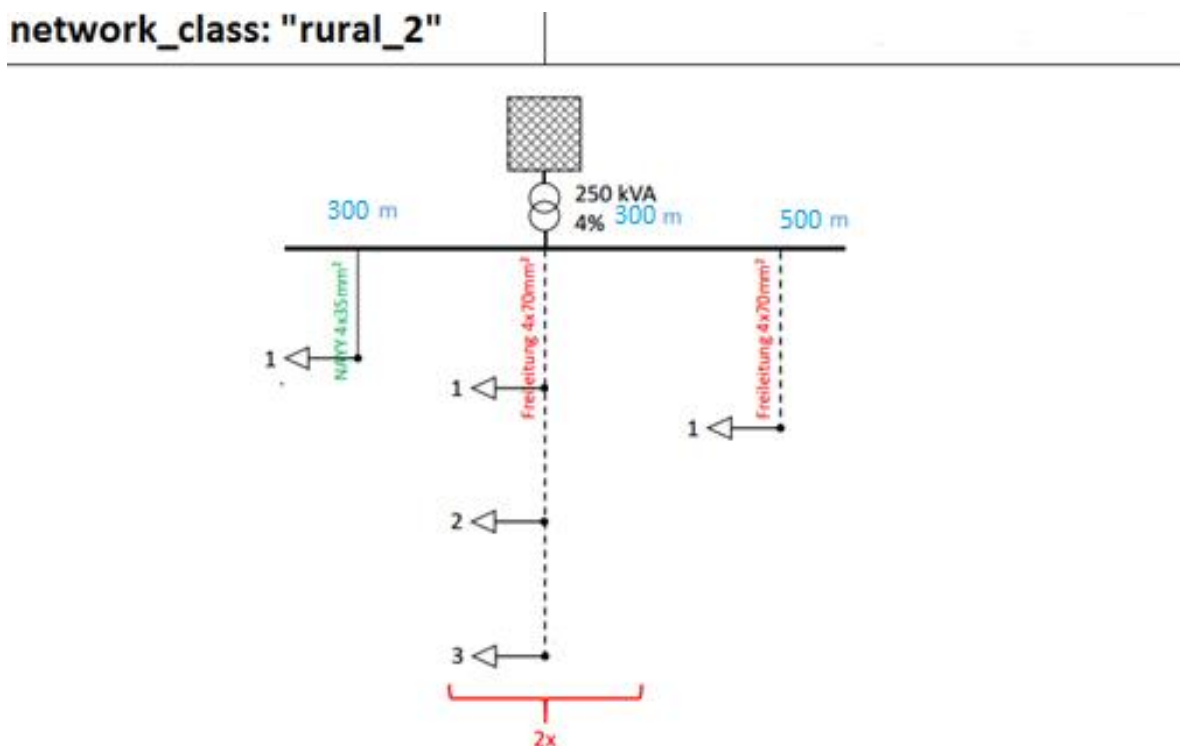


Slika 21: Izbrano predmestno NNO.

network_class: "rural_1"



Slika 22: Izbrano podeželsko NNO 1.

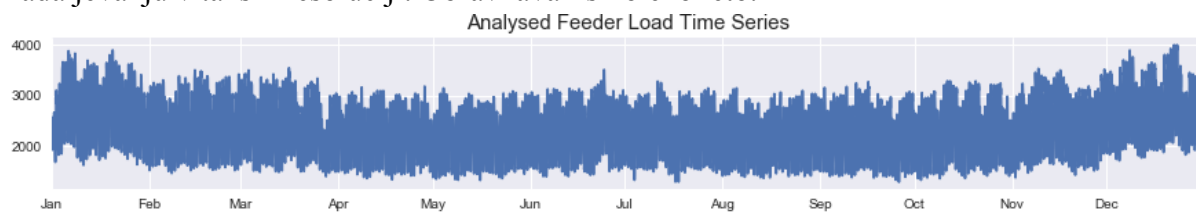


Slika 23: Izbrano podeželsko NNO 1.

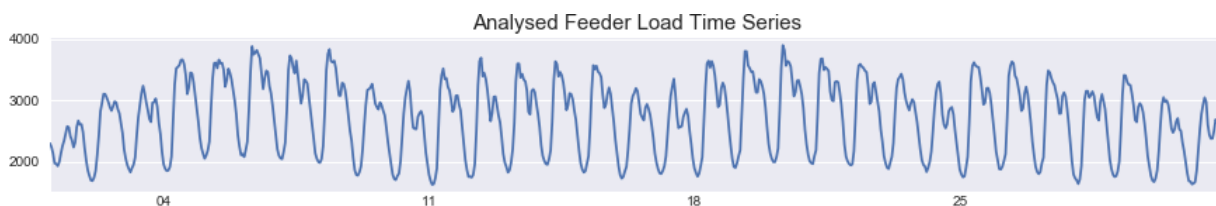
2.2.2 Obremenitve odjemalcev v izbranem omrežju

Za vse odjemalce v izbranem omrežju so bili upoštevani dejanski letni podatki meritev iz pametnih števecov. Spodnja grafa na slikah 24 in 25 sta narejena na podlagi vsote obremenitev odjemalcev v omrežju.

Slika 24 prikazuje letno časovno serijo obremenitev obravnavanega izvoda, slika 25 pa mesečno. Pri analizah smo upoštevali urne obremenitve odjemalcev, zato so tudi rezultati v nadaljevanju v takšni resoluciji. Obravnavali smo eno leto.



Slika 24: Letni diagram obremenitve izvoda.



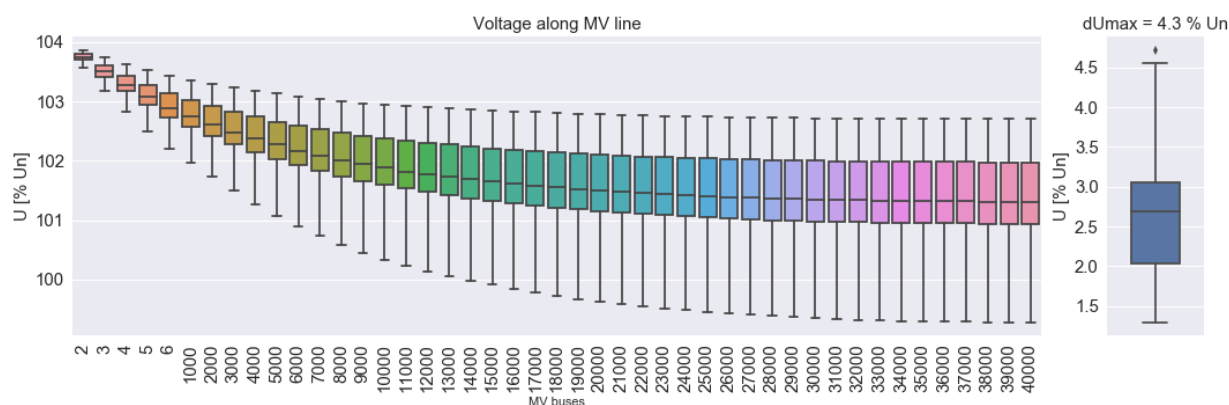
Slika 25: Mesečni diagram obremenitve izvoda.

Za izdelavo ustreznega modela, ki je potreben za izračun maksimalne penetracije PV v nadaljnjih poglavjih, je nujno treba imeti vse meritve iz pametnih števecov odjemalcev.

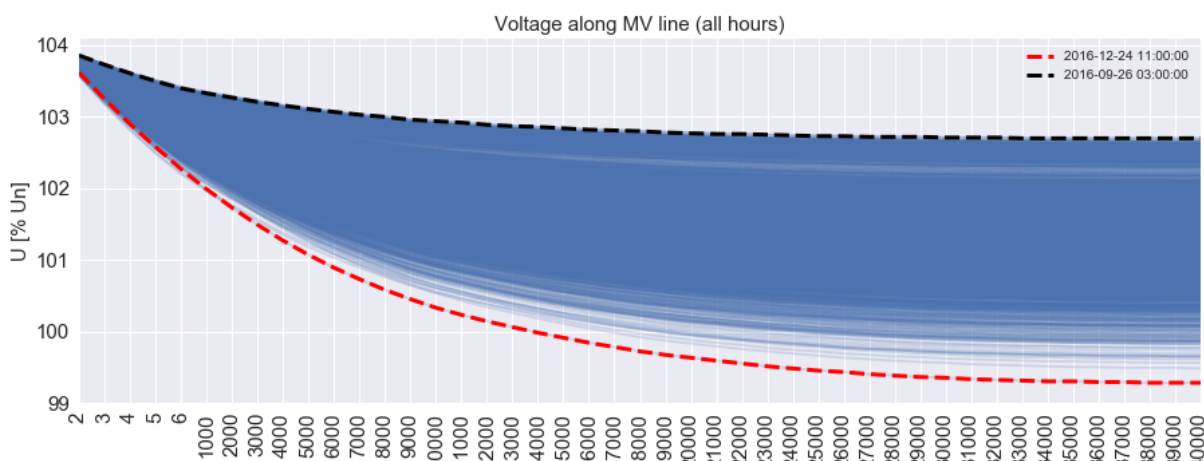
Odjemalci s priključno močjo nad 43 kW so zakonsko obvezani k beleženju meritev. Glede na to, da v Sloveniji vsi odjemalci še niso opremljeni s pametnimi števci se lahko za odjemalce manjših moči (pod 43 kW; mali poslovni odjem in gospodinjstva) predpostavijo tipični stohastični modeli gospodinjstev, ki veljajo za Slovenijo. To je treba v nadaljevanju še proučiti in je opisano v poglavju 4.1.2.

2.3 Analiza stanj v omrežju brez RV

Slika 26 prikazuje rezultate izračunov napetosti oz. škatle z brki za vsa SN vozlišča na obravnavanem izvodu celotno leto. Najvišji padec napetosti na SN izvodu je 4,3 % U_n . Napetost na SN zbiralki VN/SN transformatorja je konstantna in znaša 104 % U_n . Vrednost smo določili na podlagi minimizacije kvadrata odstopanja napetosti porabnikov od nazivne vrednosti čez celotno leto. Na sliki os x prikazuje podatke o vseh vrednostih napetosti čez celotno obravnavano leto za posamezen TP. Številke na osi predstavljajo izbrane oznake SN vozlišč TP. Številke od 2 do 6 predstavljajo prvih 5 industrijskih TP, številke od 1000 do 40000 pa oznake TP s pripadajočimi izbranimi NN omrežji. Slika 27 prikazuje vse napetostne profile vzdolž SN voda čez obravnavano leto.

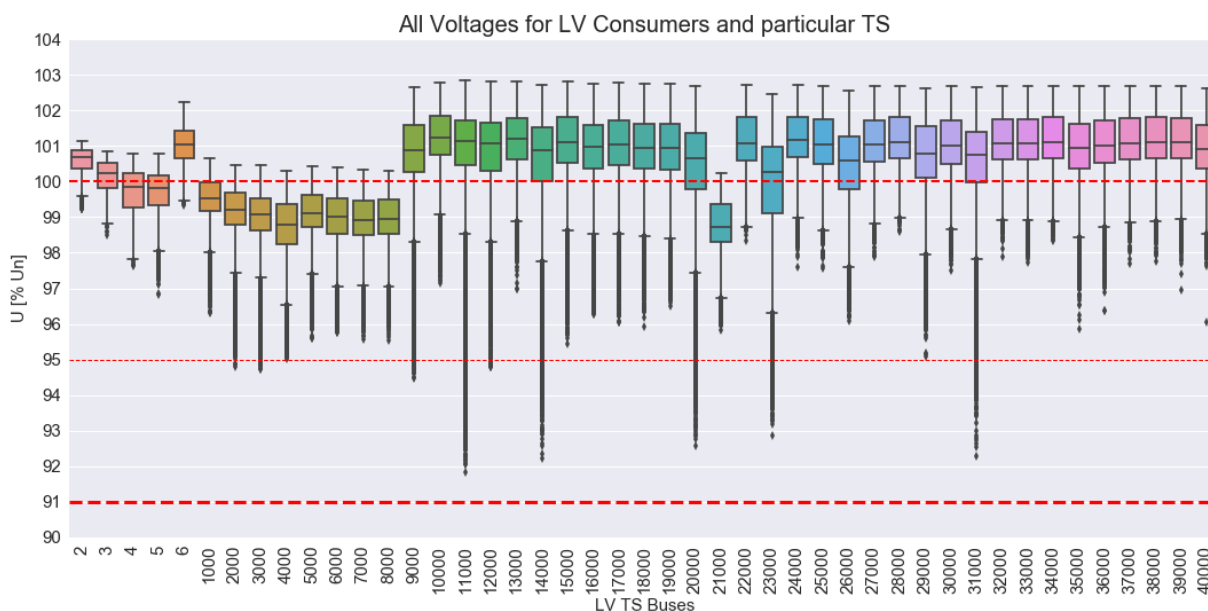


Slika 26: Napetosti vzdolž SN izvoda.



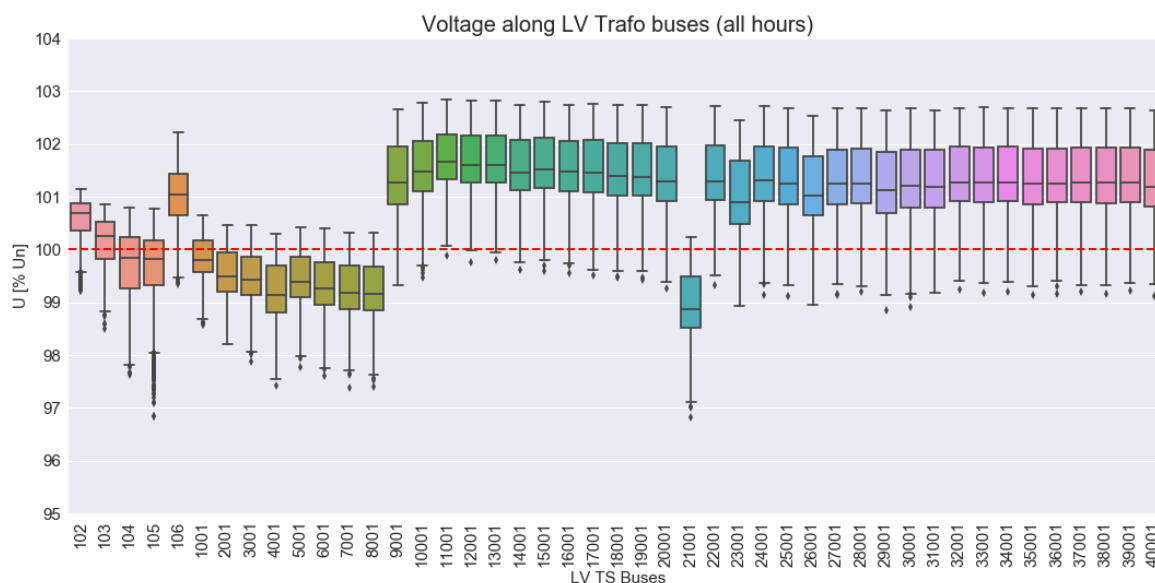
Slika 27: Vsi napetostni profili vzdolž SN voda.

Slika 28 prikazuje rezultate izračunov napetosti porabnikov za vsa obratovalna stanja. Rezultati so predstavljeni s škatlami z brki za vsako TP posebej. Odcepe SN/NN transformatorjev smo nastavili tako, da je kvadrat odstopanja napetosti vseh porabnikov od nazivne vrednosti pri vseh obratovalnih stanjih čim manjši. Večina transformatorjev ima odcep nastavljen na 0 % U_n , nekaj pa jih ima odcep nastavljen na -2,5 % U_n , kar je moč razbrati iz slike, če opazujemo razliko med medianami napetosti pri različnih TP. Na sliki je z debelo rdečo črto označena spodnja dovoljena meja napetosti 91 % U_n . Takšna vrednost je izbrana zaradi nihanja napetosti na VN/SN transformatorju. To je posledica vpliva sprememb napetosti na ostalih SN izvodih, napajanih iz tega transformatorja in sprememb napetosti na 110 kV omrežju, česar v modelu nismo zmodelirali.



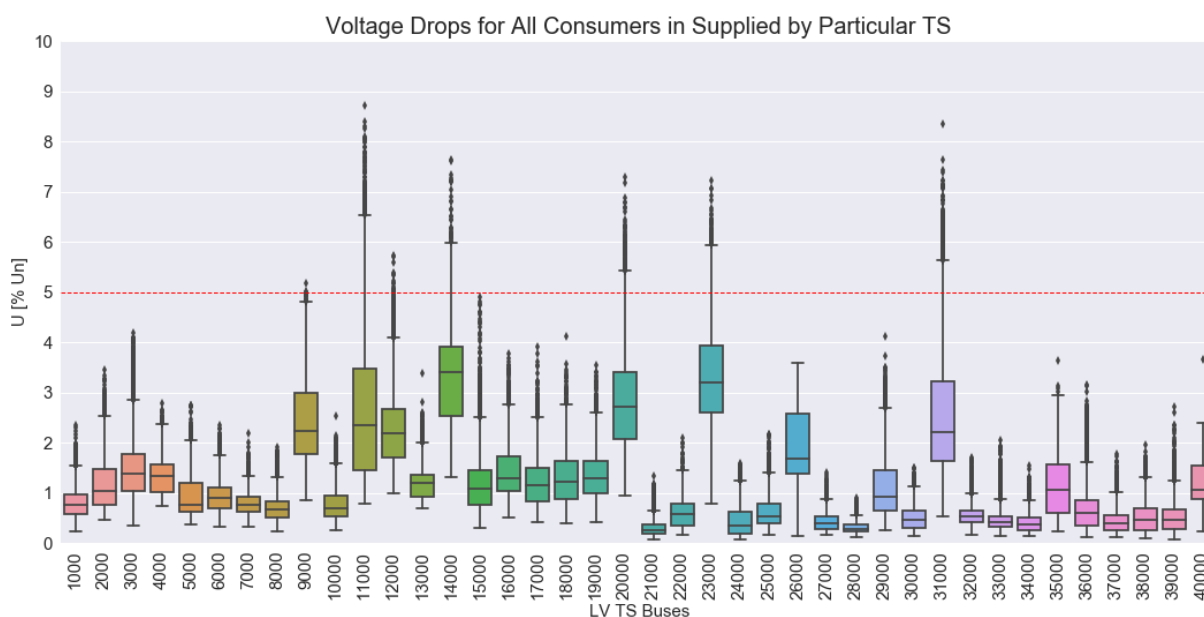
Slika 28: Napetosti odjemalcev na NN strani TP vzdolž SN izvoda.

Slika 29 prikazuje napetosti vzdolž SN voda na NN strani TP čez celotno obravnavano leto.



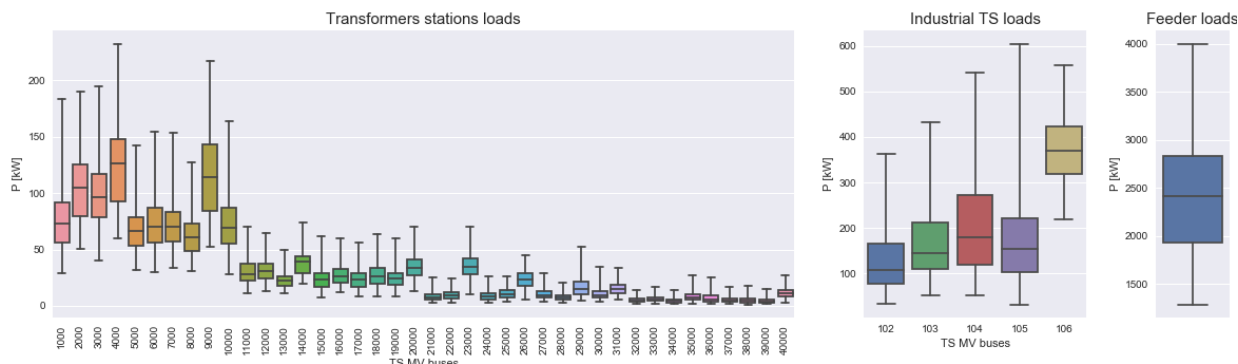
Slika 29: Napetosti vzdolž SN izvoda na NN strani TP.

Slika 30 prikazuje padce napetosti vzdolž SN voda za vse odjemalce na TP čez celotno obravnavano leto.



Slika 30: Padci napetosti pri NN odjemalcih za vse TP.

Slika 31 prikazuje razpon vseh obremenitev posameznih TP. Izvod je čez leto obremenjen od 1,3 MVA do 4 MW.



Slika 31: Obremenitve TP in izvoda.

2.3.1 Povzetek

Analizo obstoječega stanja v omrežju je treba narediti zaradi boljšega razumevanja omrežja in dejanskih stanj, ki se dogajajo. Predvsem se na tem delu lahko preveri optimalne nastavitve odcepov SN/NN transformatorjev v TP, ki so po navadi nastavljeni po izkustvenih ocenah in ne na podlagi analiz časovnih serij obremenitev. Analiza je pomembna tudi zaradi same preveritve napetosti v omrežju, saj bi lahko že v obstoječem stanju bile pri določenih odjemalcih prenizke napetosti ali obratno, v primeru že obstoječe večje penetracije PV previsoke napetosti v določenih stanjih.

3 IZRAČUN MAKSIMALNEGA DELEŽA RV

V poglavju bodo predstavljeni primeri izračunov ocenjevanja maksimalnega deleža RV v omrežje. V okviru študije bomo predstavili rezultate izračunov z deterministično metodo, ki kot rezultat podaja maksimalno možno penetracijo RV za vsako vozlišče posebej oz Nodal Hosting Capacity, [12]. Metoda je podobna tisti v poglavju 1.1, vendar za razliko od omenjene, pri izračunih upošteva celotno SN omrežje od VN/SN transformatorja do končnih odjemalcev.

V okviru študije smo obravnavali tudi dve statistični metodi, ki omogočata ocenitev maksimalne možne penetracije PV na izvod (Feeder Hosting CapacityFHC)) ali v določen del omrežja (ang. Network Hosting Capacity).

Vse analize so bile narejene s paketom pandaPower, [9], [10]. Obdelava podatkov je bila narejena s programom Python in knjižnico Pandas. Vsi rezultati analiz so narejeni s pomočjo knjižnic Matplotlib in Seaborn [14, 15].

3.1 Opis upoštevanih kriterijev

Pri analizah smo upoštevali dovoljene napetosti v skladu s standardom SIST EN 50160. Ta določa mejne 10-minutne velikosti napetosti $\pm 10\%$ od nazivne napetosti za NN omrežja in od dogovorjene napetosti za SN omrežja, ki je zaradi obratovalnih lastnosti omrežja lahko drugačna kot nazivna napetost SN omrežja. Te vrednosti morajo biti v SN omrežjih zagotovljene 99-%, v NN omrežjih pa 95 % časa normalnega obratovalnega stanja. V naših analizah se osredotočamo na NN omrežja, saj so tam težave glede napetostnih razmer pri priključevanju RV-jev največje. Če so težave pri priključevanju RV-jev zaradi napetostnih razmer v SN omrežju, se taki primeri obravnavajo individualno. V predlagani metodologiji pa se osredotočamo na probleme množičnega priključevanja v NN omrežja, kar je tudi v realnosti utemeljeno najbolj pričakovano. Namesto časovne meje 95 % zagotavljanja ustreznih napetostnih razmer v omrežju, v simulacijah upoštevamo časovno mejo 100 %. To pomeni, da zahtevamo ustrezno kakovost napetosti v vsakem trenutku, ne le določen odstotek časa (na primer 95 % časa, kot je to po SIST EN 50160). Poleg tega SIST EN 50160 zahteva 10-minutne povprečne vrednosti, ki lahko zaradi tako dolgega časa povprečenja prikrijejo veliko večja dejanska odstopanja napetosti. Predlagana metodologija ne dovoljuje povprečenja, ampak zahteva skladnost s kriteriji v vsakem trenutku. Vse to predlagano metodologijo zagotovo postavi globoko »na varno stran«.

V analizah smo modelirali en SN izvod, priključen na VN/SN transformator. Regulator transformatorja regulira odcepe na primarni strani tako, da je na SN zbiralkah konstantna

napetost. Časovno zakasnitev delovanja regulatorja VN/SN transformatorja smo upoštevali tako, da je bila najvišja dovoljena napetost v vseh točkah SN in NN vodov enaka $109 \% U_n$. S tem smo upoštevali $1 \% U_n$ natančnost regulatorja. Takšna vrednost je izbrana zaradi nihanja napetosti na VN/SN transformatorju. To je posledica vpliva sprememb napetosti na ostalih SN izvodih, napajanih iz tega transformatorja in sprememb napetosti na 110-kV omrežju, česar v modelu nismo zmodelirali.

Pri vseh nadaljnjih analizah smo upoštevali naslednje kriterije:

- Maksimalna napetost v SNO in NNO $109 \% U_n$.
- Maksimalno obremenjevanje kabelskih NN vodov: $75 \% S_n$.
- Maksimalno obremenjevanje SN voda: $100 \% S_n$.
- Maksimalno obremenjevanje transformatorjev: $100 \% S_n$.

V nadaljevanju je izraz kršitev pri simulaciji uporabljen takrat, ko je vsaj en rezultat simulacije računanja pretokov moči (napetost na SN ali NN nivoju, obremenjevanje vodov ali transformatorjev) izven zgoraj opisanih kriterijev.

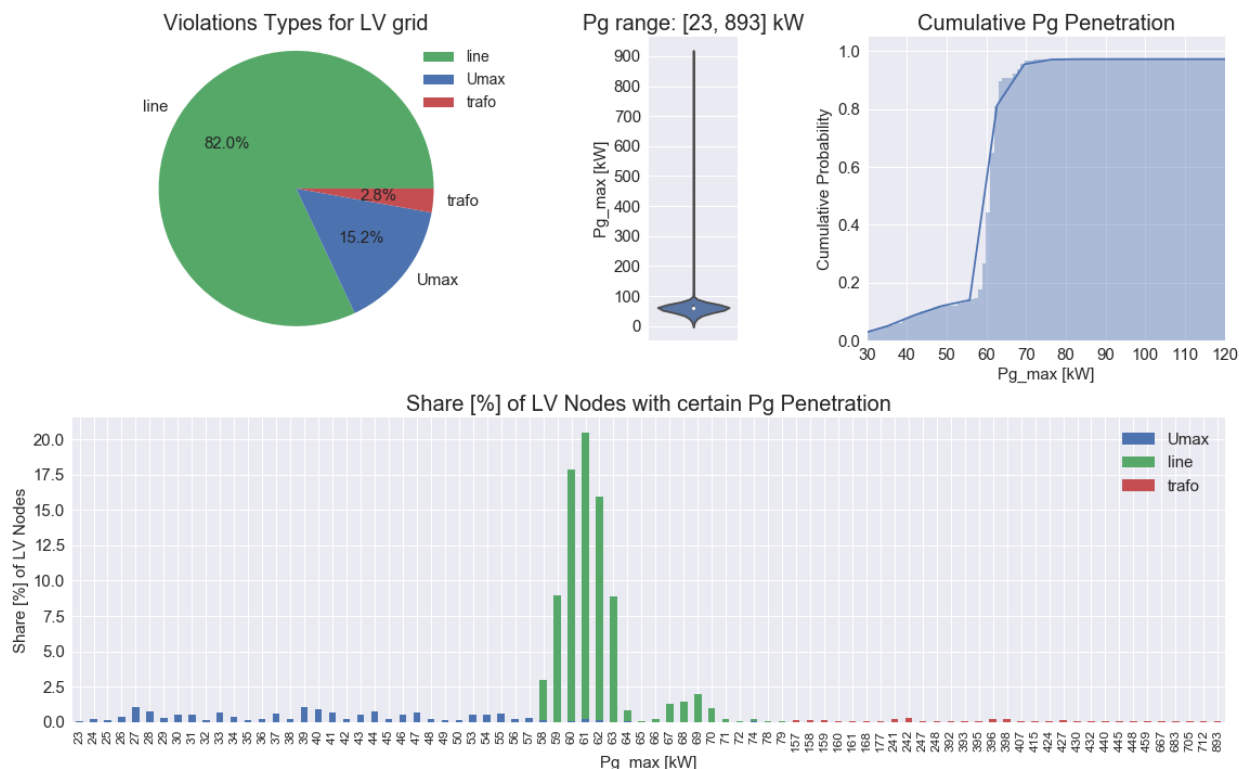
3.2 Izračun NHC z deterministično metodo

V okviru študije smo analizirali deterministično metodo, kjer se ocenjuje maksimalna možna proizvodnja v porabniških vozliščih in na priključnih sponkah TP. Uporabljena deterministična metoda je podobna opisani v poglavju 1.1, vendar smo v našem primeru upoštevali celoten SN izvod in ne samo posameznih NN omrežij.

V omrežju se predpostavijo minimalne letne obremenitve SN izvoda, ki znašajo cca. 1,3 MW (obremenitve so v poglavju 2.2.2). Algoritem zaporedno preverja vsako NN vozlišče, tako da povečuje moč proizvodnje v koraku po 1 kW in v vsakem koraku preveri, ali je prišlo do kršitev. Ko v vozlišču pride do kršitve enega izmed kriterijev, program shrani zadnjo vrednost pred kršitvijo in tip kršitve. To nato ponovimo za vsako vozlišče. Kot rezultat dobimo za vsako vozlišče rezultat, kakšna je maksimalna možna proizvodnja v tem vozlišču, tako da dovoljeni kriteriji niso prekršeni.

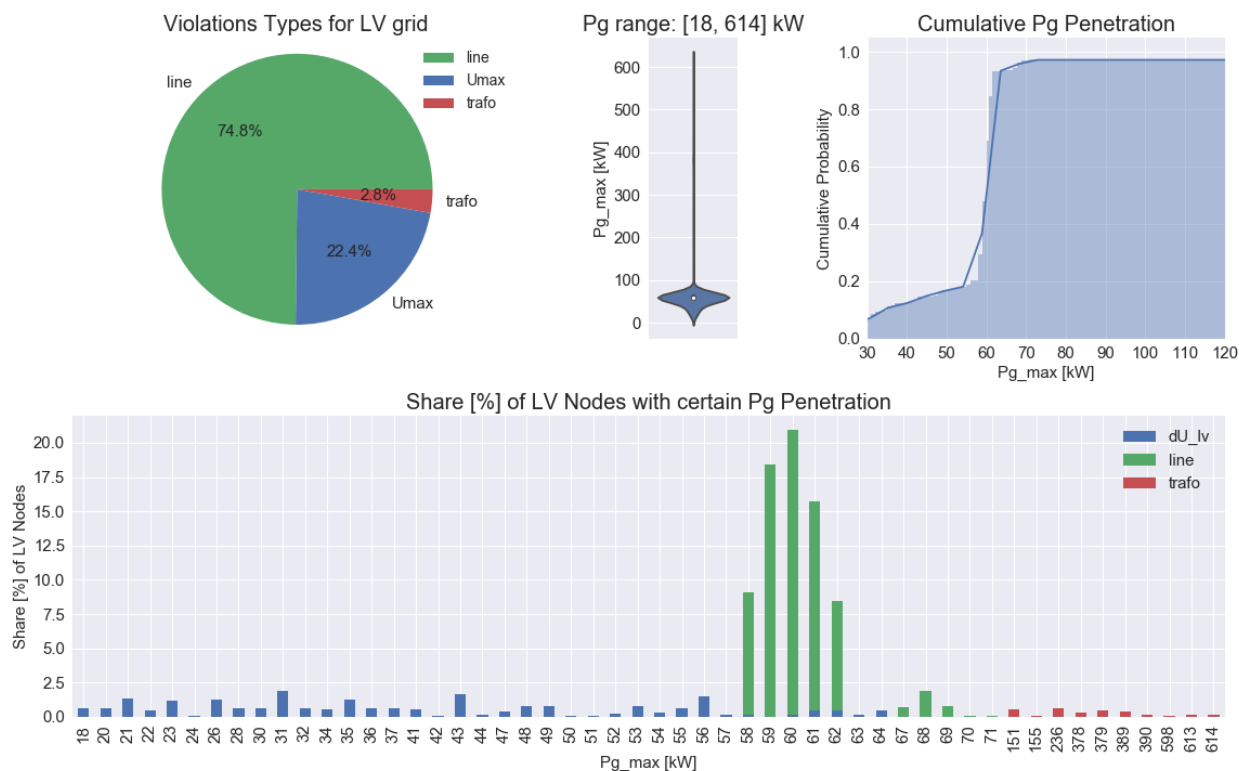
Rezultate analize, dobljene z zgoraj opisano metodo, smo predstavili grafično na sliki 32. Leva slika zgoraj kaže tortni graf kršitev. Pri 82% vseh vozlišč pride do kršitve zaradi preobremenitve priključnih vodov, pri $15,2 \%$ vseh vozlišč pride do kršitve zaradi previsoke napetosti pri tem porabniku in pri $2,8 \%$ pride do preobremenitve transformatorjev v TP. Slika zgoraj v sredini prikazuje škatle z brki oz. razpon možnih vrednosti proizvodnje pred kršitvijo. Najmanjša vrednost, pri kateri še ne pride do kršitve, je 23 kW, najvišja pa 893 kW. Slika zgoraj na desni prikazuje kumulativni histogram kršitev, spodnji graf pa odstotek vozlišč pri različnih vrednostih proizvodnje. Vidimo, da graf naenkrat poskoči pri vrednostih okoli 60 kW, kar je posledica preobremenjevanja priključnih vodov. In prav to je največja slabost metode, saj v

realnosti po navadi pri preobremenjevanju vodov niso problematični priključni vodi, ampak glavni vodi, saj se večje elektrarne priključujejo direktno na zbiralke TP.



Slika 32: Rezultati, dobljeni z deterministično metodo - z upoštevanjem minimalnih obremenitev.

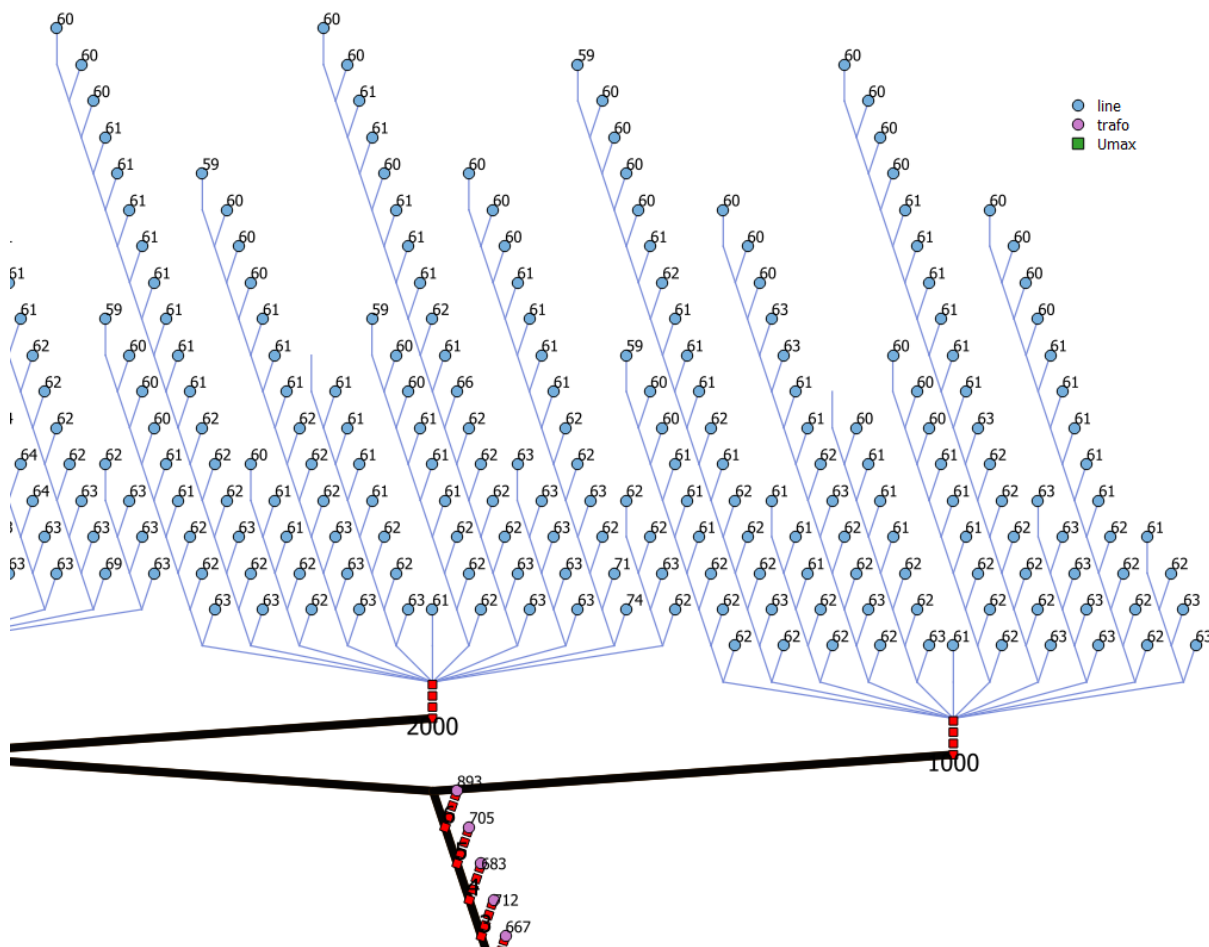
Slika 33 prikazuje rezultate ob upoštevanju ničnih obremenitev porabnikov v omrežju. Vozlišča imajo v tem primeru manjši NHC, saj obremenitve porabnikov kompenzirajo negativne učinke proizvodnje električne energije.



Slika 33: Rezultati, dobljeni z deterministično metodo – brez upoštevanja obremenitev.

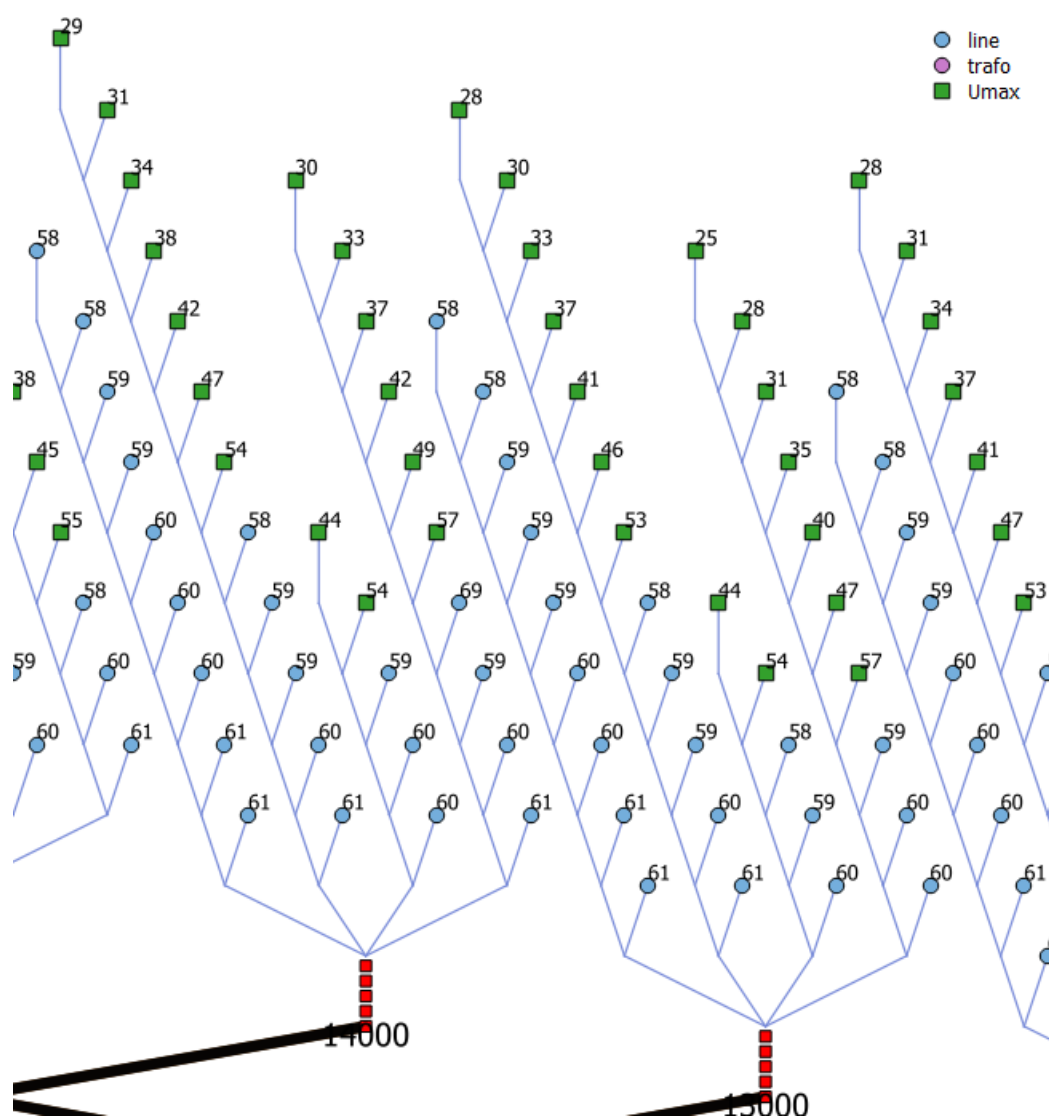
Na slikah od 34 do 37 so rezultati za določene dele analiziranih NNO. Z vrsto simbola je označen tip kršitve, ki predstavlja omejitev v tisti točki, s številko pa je označena maksimalna možna penetracija za to vozlišče.

Slika 34 prikazuje rezultate za del mestnega omrežja. Vidimo, da v mestnem omrežju vedno pride do kršitve zaradi preobremenitve priključnih vodov odjemalcev. Vrednosti so zato vzdolž izvodov zelo podobne.



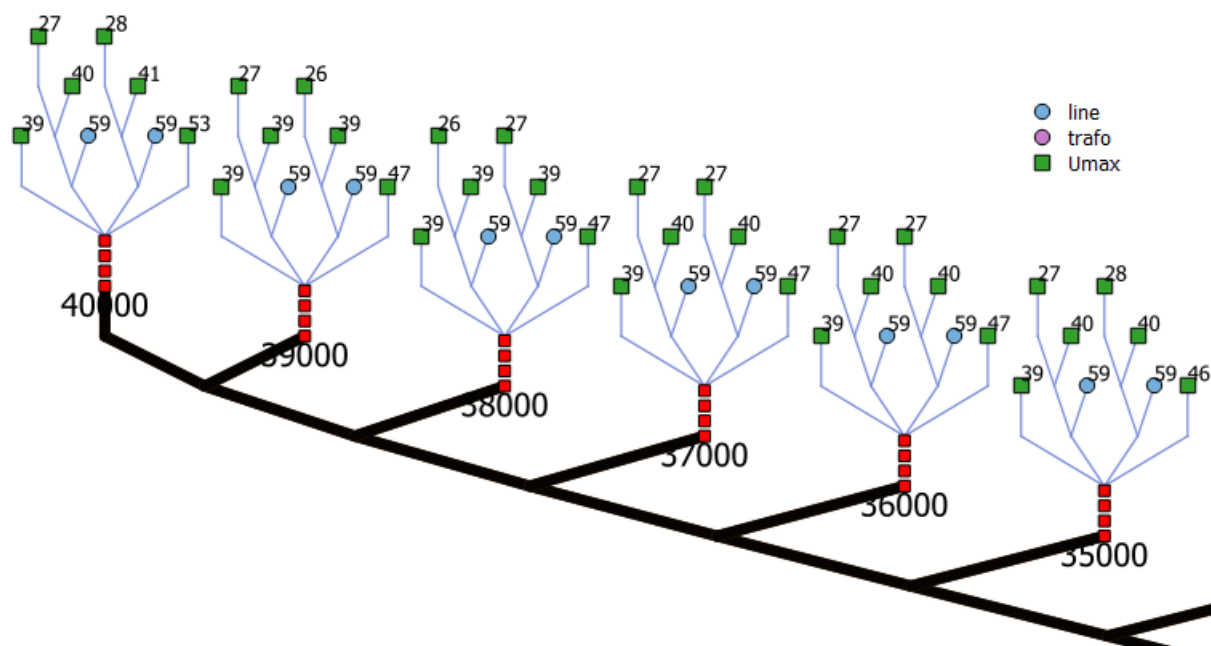
Slika 34: NHC za del mestnega NNO.

Slika 35 prikazuje rezultate za del predmestnega omrežja. Vidimo, da v predmestnem omrežju na koncu izvodov pride do kršitve zaradi preseganja maksimalne dovoljene napetosti, na začetku izvodov pa zaradi preobremenitve priključnih vodov odjemalcev. Enako velja za ruralna omrežja na slikah 36 in 37.



Slika 35: NHC za del predmestnega NNO.





Slika 37: NHC za del ruralnega NNO 2.

3.2.1 Povzetek metode

Metoda omogoča ocenitev maksimalne proizvodnje v vsakem vozlišču. Rezultati veljajo na splošno, tako da se ni treba odločiti za posamezen tip RV. Rezultati so sorazmerni s kratkostično močjo v vozliščih, ki nam dejansko določa maksimalno možno proizvodnjo v vozliščih. Metoda je dobra za pregled zmožnosti omrežja v posameznih točkah, ni pa primerna za ocenjevanje novih tehnologij, saj ne omogoča simulacije dejanskih obratovalnih stanj v omrežju. Slabost metode je tudi, da predpostavlja maksimalno proizvodnjo v vozliščih in minimalne obremenitve porabnikov, kar se v praksi redko zgodi. V praksi so RV večinoma razpršeni po prostoru z manjšimi močmi v točkah NN omrežja, zato so tudi kršitve dovoljenih kriterijev drugačne.

3.3 Izračuni FHC s statističnimi metodami

Statistične metode omogočajo simulacijo dejanskih obratovalnih stanj v omrežju z metodo Monte Carlo in s tem natančnejšo ocenitev scenarijev.

V sklopu študije smo obravnavali dve statistični metodi ocenjevanja maksimalnega deleža PV na izvod (ang. Feeder Hosting Capacity), ki sta predstavljeni v nadaljevanju v poglavju 3.3. Najprej bo predstavljena metoda z enakimi velikostmi PV. Slabost metode je uporaba enakih velikosti PV in diskretni izračun maksimalne možne penetracije, kar posledično vpliva na rezultate. Zato smo v nadaljevanju predstavili izboljšano metodo, razvito na EIMV. V nadaljnjih izračunih maksimalnega deleža PV, predlagamo uporabo naše dopolnjene metode.

Upoštevali smo letno časovno serijo obremenitev vseh odjemalcev. Rezultate smo zaradi vpliva vremena na proizvodnjo in obremenitve podali za vsako sezono posebej: poletje, vmesno obdobje in zima.

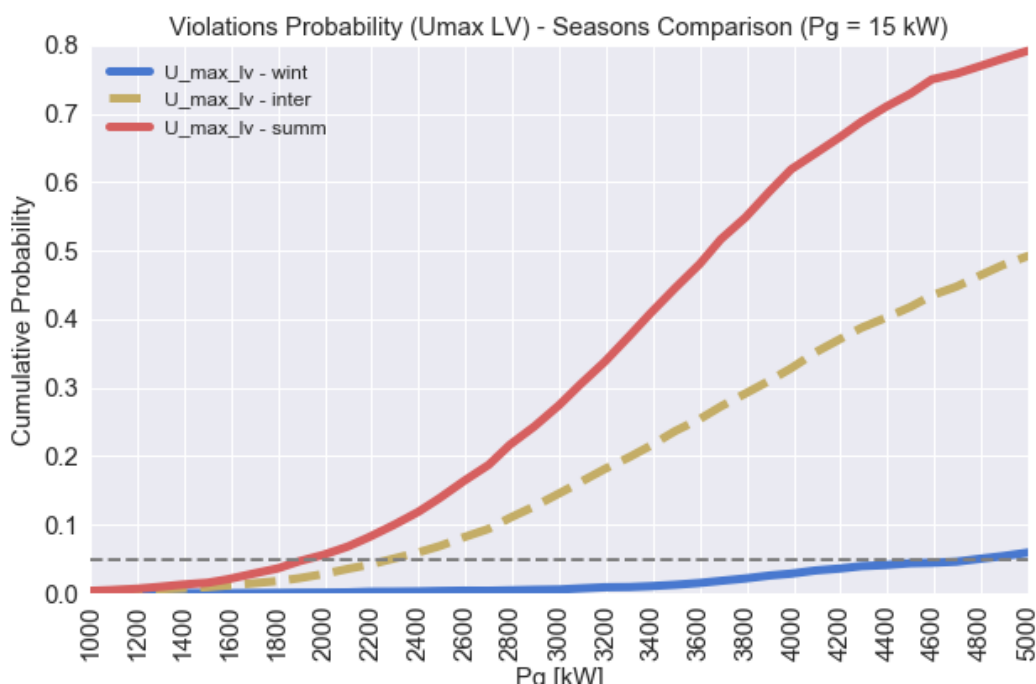
Izbrani tip RV so bile PV, saj se ta tip virov pri nas najbolj pogosto pojavlja, enako pa lahko pričakujemo tudi v prihodnje. Zato so bile simulacije pri vseh statističnih analizah narejene samo ob upoštevanju obremenitev in proizvodnje ob 12. uri (ni upoštevan poletni zamik ure), saj je takrat sončno obsevanje največje. Pri modeliranju PV smo upoštevali stohastične modele, opisane v poglavju 2.

Pri analizah smo upoštevali vključevanje PV samo v NN omrežje, ker se v Sloveniji predvidevajo manjše moči PV predvsem v gospodinjstvih, ki se napajajo preko NN omrežja. Na SN nivo so vključene elektrarne večjih moči. Analize dejansko poustvarijo različna stanja v omrežju, v primeru, če bi si ogromno gospodinjstev pridobilo svojo PV. Na SN nivoju statistično vključevanje PV ni smiselno, saj je tam vključitev močno odvisna od odločitve posameznikov in ne moremo predpostavljati naključnih porazdelitev večjih moči PV po celotnem izvodu. Takšni primeri se morajo obravnavati individualno. Enako pa je treba poudariti, da je statistična analiza, kjer spreminjamo lokacijo vključenih razpršenih virov v omrežje smiselna le za PV, saj je primarni vir energije na voljo povsod. Metoda bi se sicer lahko dopolnila tudi za vključevanje vetrnih elektrarn, vendar bi bilo potem nujno upoštevati bolj vetrovna območja z večjo verjetnostjo. Glede na to, da v Sloveniji za zdaj ne pričakujemo tako imenovanih »domačih« vetrnih elektrarn, se nam takšne analize ne zdijo smiselne. Enako velja za ostale obnovljive vire večjih moči.

3.3.1 Statistična metoda z enakimi velikostmi PV

Izračuni so narejeni v skladu z metodo, opisano v poglavju 1.2. Slika 38 prikazuje rezultate simulacij ob upoštevanju 15 kW velikosti PV. Rezultati so podani za vsako sezono posebej. Nato je treba določiti tveganje, ki ga sprejmemo. V simulacijah smo upoštevali veliko število možnih kombinacij postavitve elektrarn in ker predvidevamo, da elektrarne ne bodo

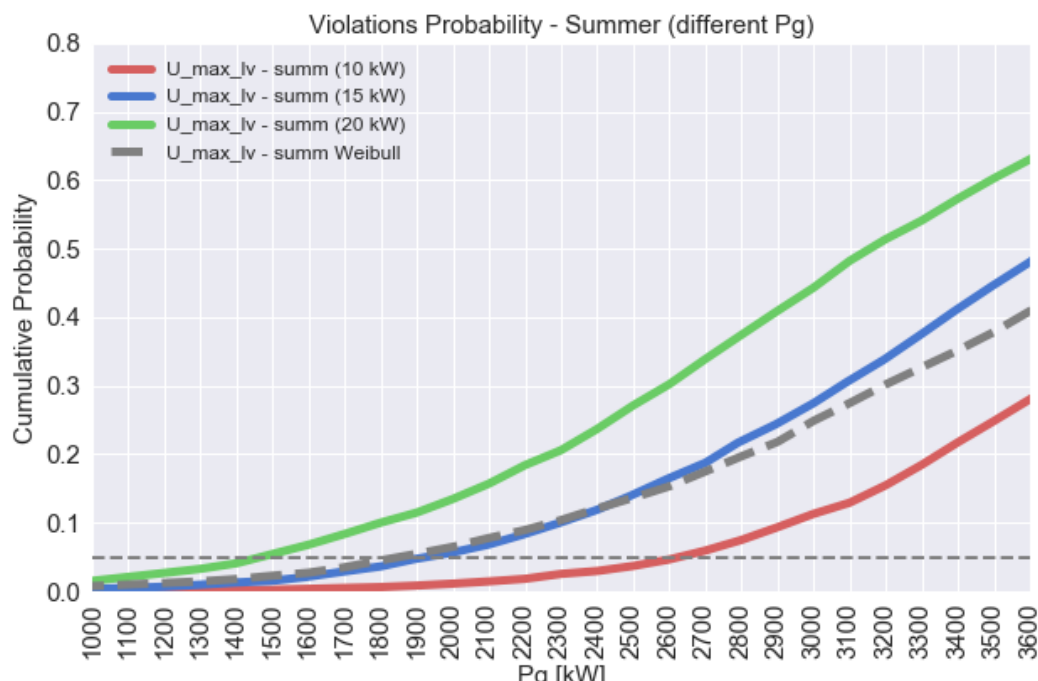
postavljenje v najbolj kritičnih točkah, lahko vzamemo kot FHC vrednost skupne inštalirane moči PV pri 5 % kumulativne verjetnostne porazdelitve. S tem smo predpostavili, da se 5 % najslabših možnih kombinacij ne bo zgodilo. V tem primeru FHC za obravnavan izvod znaša cca. 1900 kW, ker so za določanje vrednosti pomembne samo poletne simulacije, ko PV proizvajajo največ. FHC v času zime je dosti večji zaradi upoštevanja zimskih porazdelitev proizvodnje, ki so znatno manjše od tistih poleti in znaša cca. 4600 kW.



Slika 38: Primerjava rezultatov glede na sezono.

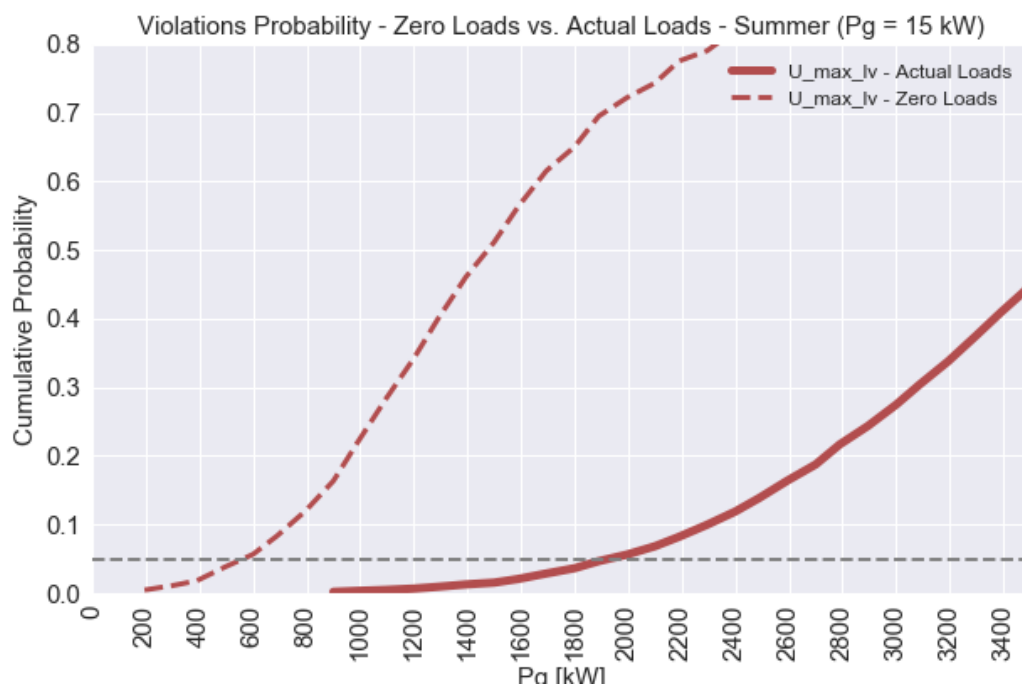
Slika 39 prikazuje vpliv izbranih velikosti elektrarn na rezultate. S krivuljami so označeni rezultati maksimalnih napetosti v NNO. Vidimo, da velikost elektrarn zelo vpliva na rezultate, saj FHC pri upoštevanju PV velikosti 10 kW znaša 2600 kW, pri upoštevanju velikosti PV 20 kW pa cca. 1400 kW. To je tudi glavna slabost te metode.

Metodo smo zato dopolnili tako, da smo upoštevali dejanske velikosti inštaliranih moči PV po Weibullovi verjetnostni porazdelitvi (opisano v poglavju 2). Algoritem deluje enako kot prvotni, samo da pri vsaki simulaciji upošteva takšne velikosti elektrarn, da je celotna porazdelitev inštaliranih moči PV enaka predvideni Weibullovi verjetnostni porazdelitvi. Krivulja je zelo podobna tisti pri 15 kW.



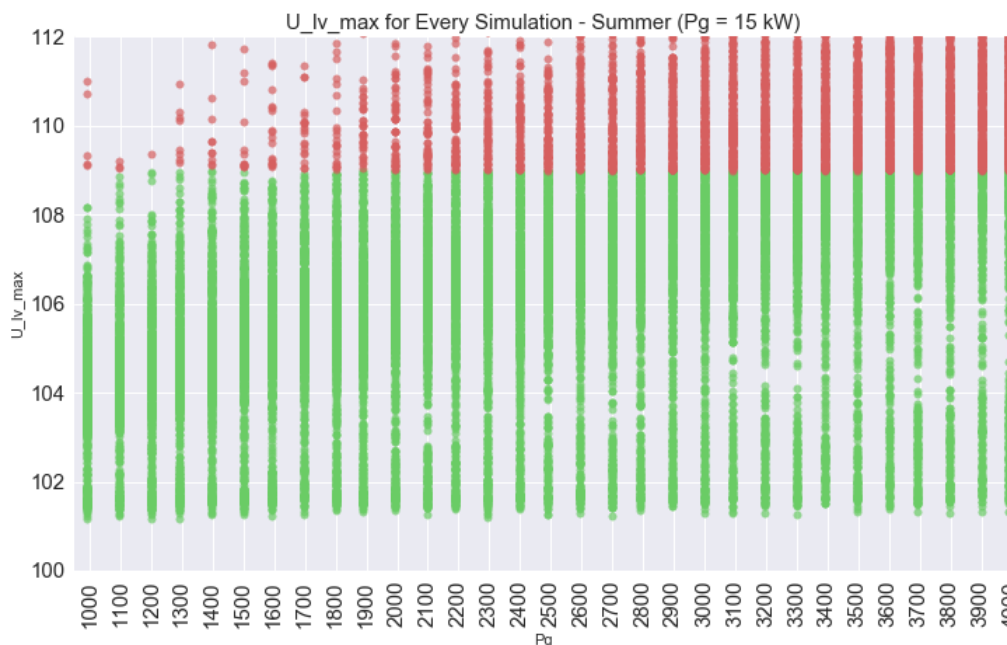
Slika 39: Vpliv izbranih velikosti elektrarn na rezultate.

Slika 40 prikazuje rezultate ob upoštevanju dejanskih obremenitev in rezultate ob upoštevanju ničnih obremenitev (odjemalci imajo obremenitev enako nič kW). FHC v primeru upoštevanja obremenitev znaša 1900 kW, brez upoštevanja obremenitev pa 550 kW. Razlika v FHC je zelo velika, zato je nujno upoštevanje obremenitev odjemalcev pri analizah, saj nam to omogoča znatno večje vključevanje RV v omrežje.



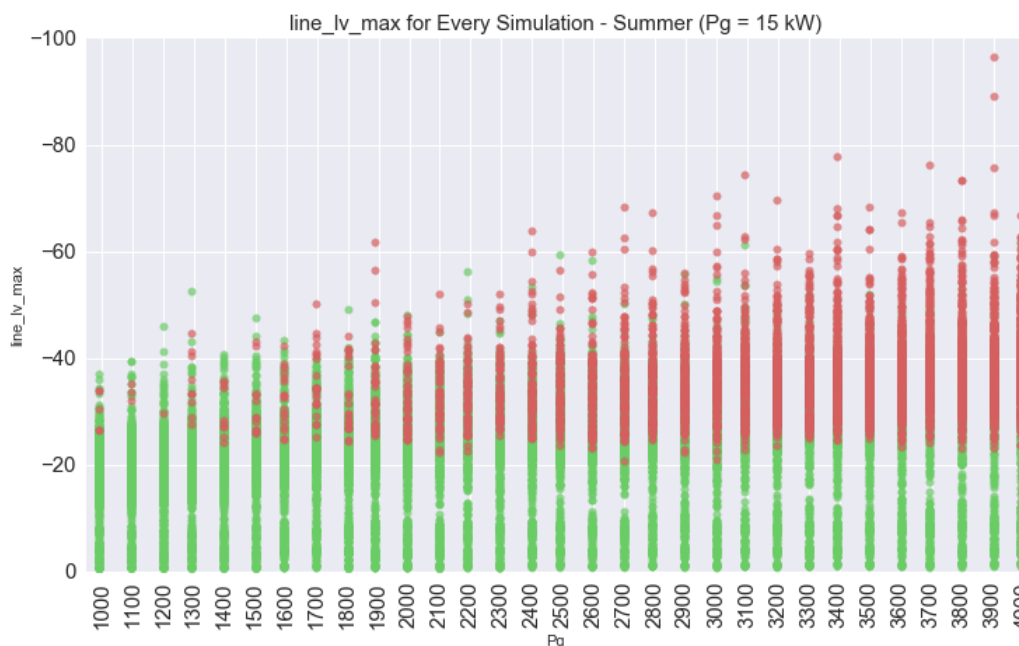
Slika 40: Vpliv obremenitev na rezultate.

Naslednji rezultati so prikazani samo za poletni čas in izbrano velikost elektrarn 15 kW. Slika 41 prikazuje rezultate simulacij. Za vsako vrednost skupne inštalirane moči PV na izvod in vsako simulacijo je prikazana maksimalna napetost v NNO. Vrednosti, pri katerih pride do kršitev, so obarvane z rdečo; vrednosti, pri katerih ni prišlo do kršitev, pa z zeleno.

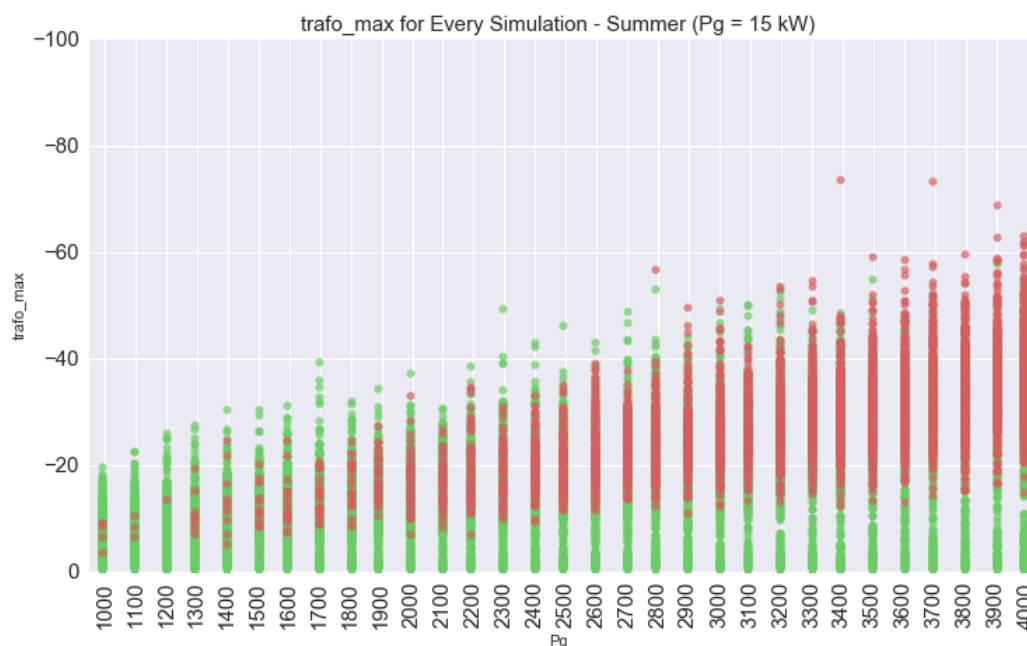


Slika 41: Rastreseni graf maksimalnih napetosti v NNO.

Slika 42 prikazuje maksimalne obremenitve NN vodov za različne inštalirane moči PV v omrežju, slika 43 pa maksimalne obremenitve transformatorjev. Na skali y so prikazane negativne obremenitve zato, ker moči tečejo v drugo smer kot prvotno – od porabnikov v omrežje.

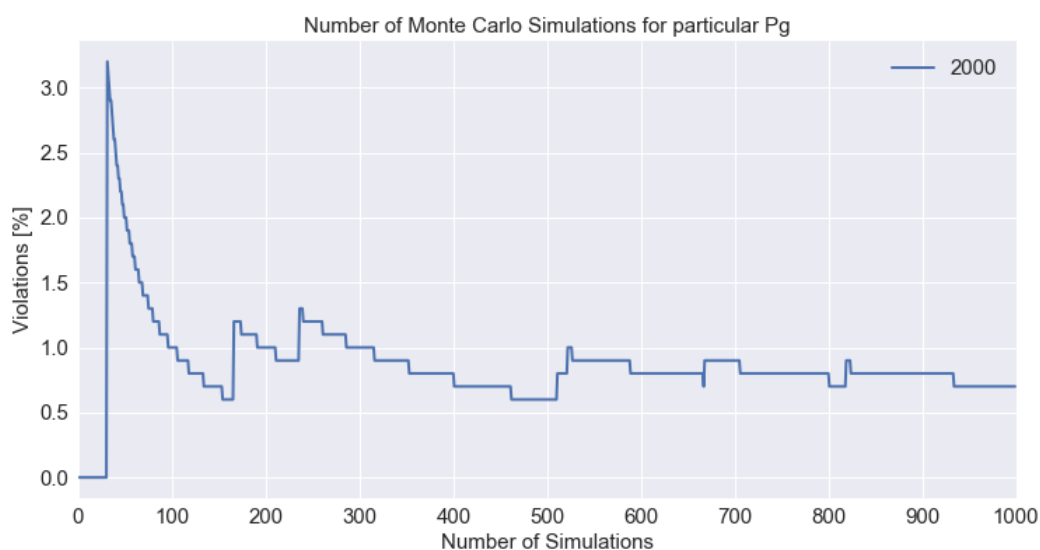


Slika 42: Rastreseni graf maksimalnih obremenitev NN vodov.



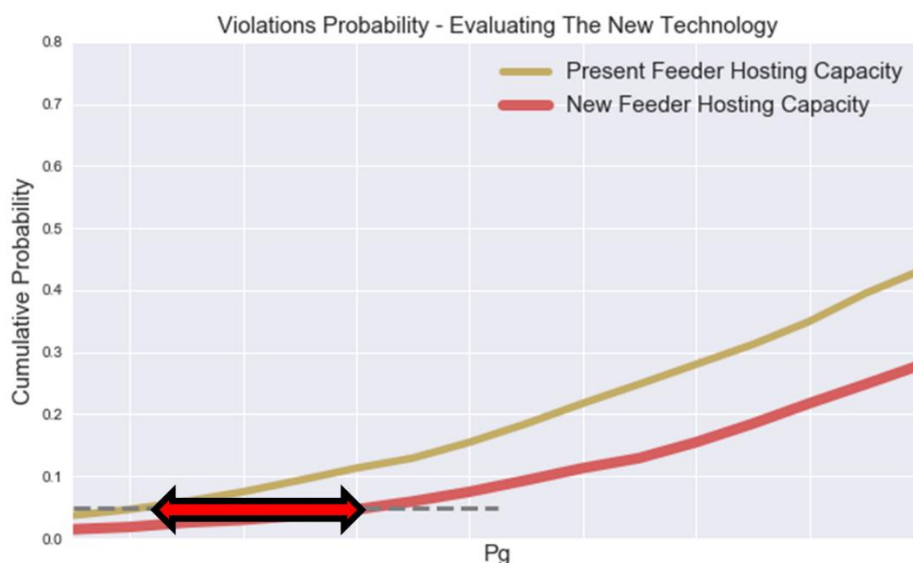
Slika 43: Raztreseni graf maksimalnih obremenitev transformatorjev.

Slika 44 prikazuje izračunane odstotne vrednosti kršitev za določeno moč penetracije PV v odvisnosti od števila Monte Carlo simulacij. Na sliki je prikazan primer, ko je skupna inštalirana moč PV na izvod enaka 2000 kW, izbrana velikost elektrarn pa je 10 kW. Ko izvedemo vse simulacije za določeno možno penetracijo PV na izvod, je treba izračunati, kakšen je odstotek kršitev. Ocena odstotka kršitev pa je seveda pri majhnem številu simulacij nenatančna, njena natančnost se veča s številom simulacij in se po določenem številu simulacij ustali. Vidimo, da že pri cca. 600 simulacijah dobimo zavidljivo točne rezultate. Kljub temu smo vse simulacije izvedli 1000-krat.



Slika 44: Določanje števila Monte Carlo simulacij.

Z opisano metodo lahko ocenjujemo tudi vpliv določene nove tehnologije na maksimalno inštalirano moč PV na izvod. To prikazuje slika 45. Najprej je treba simulirati stanja brez uporabe ukrepov (uvedba novih tehnologij oziroma pametnih omrežij) in definirati kumulativno krivuljo možnih penetracij PV v omrežju. Nato izračune ponovimo ob upoštevanju nove tehnologije. Pri metodi se predpostavlja, da 5 % najslabših možnih variant opustimo in zato ocenjujemo razliko skupne inštalirane moči PV pri obeh krivuljah pri 5 % kumulativne verjetnosti.



Slika 45: Ocenjevanje vpliva nove tehnologije.

3.3.1.1 Povzetek metode

Kot smo videli pri obravnavi rezultatov, je glavna slabost metode velik vpliv izbire velikosti PV na določitev FHC. Hkrati pa s tem tudi predpostavljamo stanja, ki niso realna, saj dejansko v omrežju ne bodo vse elektrarne enakih moči. Zato smo metodo dopolnili z upoštevanjem realnih porazdelitev inštaliranih moči PV, opisanih v poglavju 2. Algoritem deluje enako kot prvotni, samo da pri vsaki simulaciji upošteva takšne velikosti elektrarn, da je celotna porazdelitev inštaliranih moči PV enaka predvideni Weibullovi porazdelitvi.

Metodo lahko dopolnimo še tako, da ne upoštevamo diskretne velikosti inštaliranih moči PV na izvod, ampak zvezne. Tokrat smo izračune izvajali po koraku 100 kW na izvod, če pa želimo dobiti zvezne rezultate analiz, je treba delovanje algoritma zastaviti drugače.

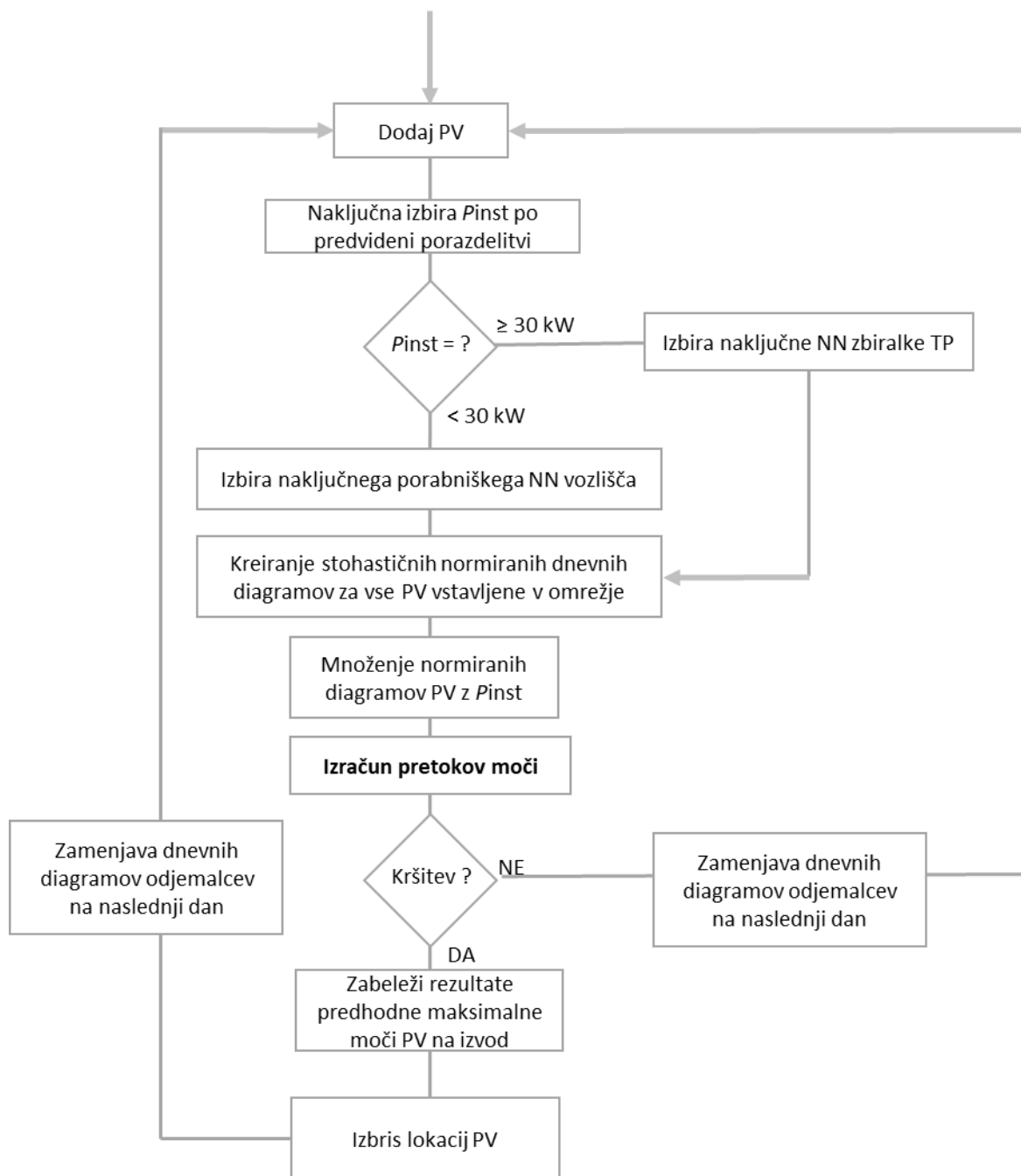
V naslednjem poglavju je predstavljena nova metoda, ki smo jo razvili na EIMV.

3.3.2 Predlagana statistična metoda

Nova predlagana statistična metoda, razvita na EIMV, za izračun FHC omogoča zvezni izračun rezultatov (inštalirane moči PV se izračunajo kot vsota več naključnih PV) in dejanske porazdelitve inštaliranih moči PV. Poenostavljena verzija predlaganega algoritma brez upoštevanja stohastične proizvodnje in bremen je predstavljena v [9].

Delovanje algoritma je predstavljeno na sliki 46. Algoritem vključuje eno elektrarno naenkrat v omrežje in preverja, ali je prišlo do kršitev v omrežju. Izračun poteka po naslednjih korakih:

1. Izbira sezone, ki jo želimo simulirati (za potrebe FHC je pomembno samo poletje).
2. Upoštevanje obremenitev odjemalcev na prvi dan v sezoni (samo ob 12. uri).
3. Naključna izbira inštalirane moči PV v skladu z Weibullovo verjetnostno porazdelitvijo, opisano v poglavju 2.1 (če se predvidevajo drugačne porazdelitve inštaliranih moči PV v prihodnosti, se lahko upoštevajo tudi druge porazdelitve).
4. Če je izbrana inštalirana moč PV v prejšnjem koraku manjša od 30 kW, naključno izberemo eno porabniško vozlišče, drugače naključno izberemo eno NN zbiralko v TP (meja za direktno vključevanje PV na zbiranke TP se lahko tudi prilagodi, če se ugotovi, da je drugačna vrednost bolj ustrezna).
5. Generiranje naključnih normiranih dnevnih diagramov PV s stohastičnimi modeli, opisanimi v poglavju 2.1 (pri analizah se upoštevajo samo vrednosti ob 12. uri). Generira se toliko diagramov, kot je vseh skupaj vstavljenih PV v omrežje.
6. Množenje normiranih diagramov PV z naključno izbranimi inštaliranimi močmi PV.
7. Izračun pretokov moči v omrežju.
8. Preveritev upoštevanih kriterijev, opisanih v poglavju 3.1.
9. Če ni bil prekršen nobeden od kriterijev, v omrežje dodamo novo elektrarno oz. se vrnemo v korak 3. Tu je treba poudariti, da inštalirana moč predhodnih PV ostane ista, zamenjajo pa se dejanski normirani diagrami (ker simuliramo drugačno vreme). Zamenjati je treba tudi obremenitve odjemalcev na naslednji dan.
10. Izračun ponavljamo, dokler v omrežju ne pride do kršitve. Ko pride do kršitve, si zabeležimo predhodno skupno inštalirano moč PV, ko še ni prišlo do kršitve. Ta vrednost predstavlja eno v množici celotne populacije, iz katere v nadaljevanju ocenjujemo FHC. Ko pridemo do zadnjega dneva v sezoni, začnemo spet s prvim dnem v sezoni.
11. Izračun smo v našem primeru ponovili 200.000-krat. Do kršitev je prišlo v cca. 1400 primerih, kjer smo tudi zabeležili vrednost maksimalne inštalirane moči na izvod.
12. Na koncu narišemo gostoto verjetnosti in kumulativno gostoto verjetnosti za vse izbrane dobljene vrednosti maksimalne moči PV na izvod.
13. Za vrednost FHC se izbere mediana, kar dejansko pomeni, da upoštevamo enako število bolj oz. manj ugodnih lokacij v omrežju.
14. Treba se zavedati, da je dobljena vrednost »umetna« številk, uporabna predvsem kot statistična ocena stanja.

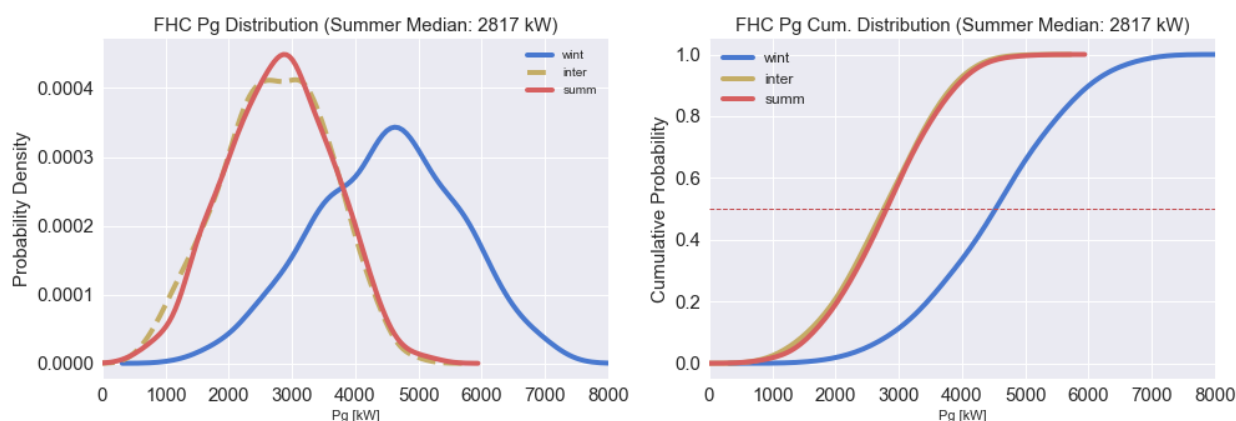


Slika 46: Delovni potek algoritma.

Slika 47 na levi strani prikazuje gostote porazdelitev maksimalnih možnih penetracij PV v omrežje, na desni strani pa kumulativne gostote porazdelitev. Pri čemer je maksimalna možna penetracija PV enaka vsoti inštaliranih moči elektrarn, ki se lahko vključijo v omrežje, tako da ne pride do kršitev. Dobljena porazdelitev je približno simetrična. Mediana v času poletja znaša 2.817 kW. To je sredinska vrednost maksimalne možne penetracije. Krivulji za vmesno obdobje in poletje sta si zelo podobni, saj v vmesnem obdobju v sončnem vremenu elektrarne prav tako lahko obratujejo na maksimumu. Kumulativna porazdelitev kaže, da je npr. v 50 % poskusov možno vključiti do 2.817 kW na izvod ob predpostavki, da je verjetnost izbire vseh vozlišč enaka. Zavedati se moramo, da v praksi verjetnost izbire vseh lokacij ni enaka, zato te ocene služijo zgolj kot ocena maksimalne možne penetracije. Algoritem bi lahko nadgradili tudi tako,

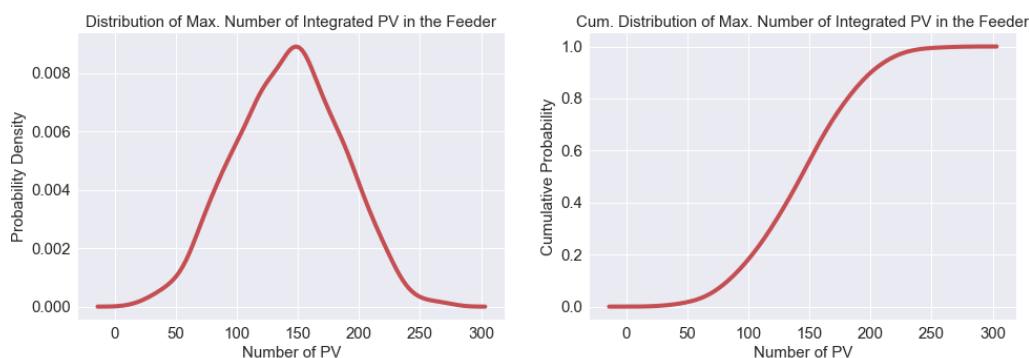
da bi upoštevali različne verjetnosti pri izbiri lokacij. Npr. da je verjetnost postavitve PV na novejši hiši večja kot na starejši [7]; lahko bi upoštevali tudi velikosti streh odjemalcev [7]. Ker ti podatki za zdaj niso na voljo, jih nismo upoštevali.

Končni rezultat FHC se v tem primeru prav tako podaja samo za poletni čas, ko je proizvodnja PV največja.



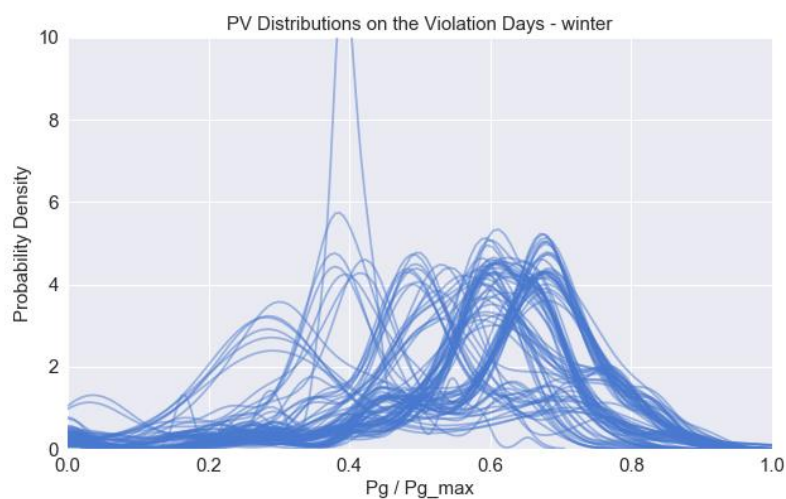
Slika 47: Maksimalna penetracija PV na izvod.

Slika 48 prikazuje porazdelitev maksimalnega možnega števila PV priključenih na izvod. Rezultati povejo, da ob upoštevanju predhodno izbranih Weibullovih porazdelitev inštaliranih moči PV, lahko npr. v 50 % primerov vključimo cca. 150 PV v izbran izvod.

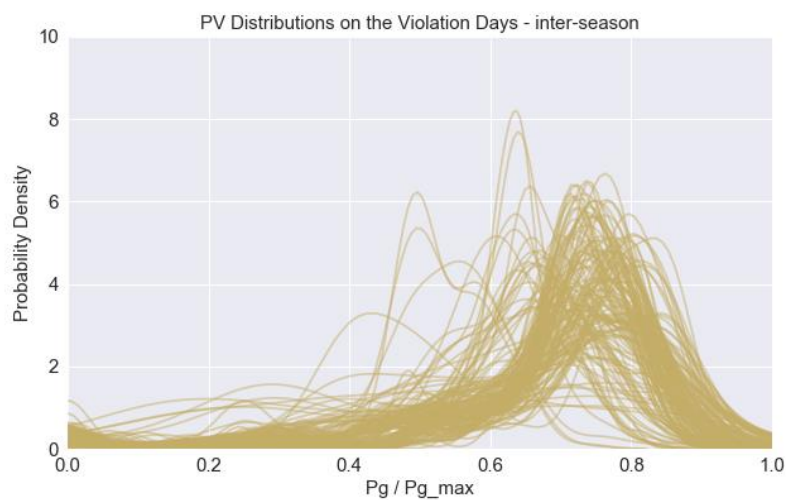


Slika 48: Razpon maksimalnega možnega števila inštaliranih PV na izvod.

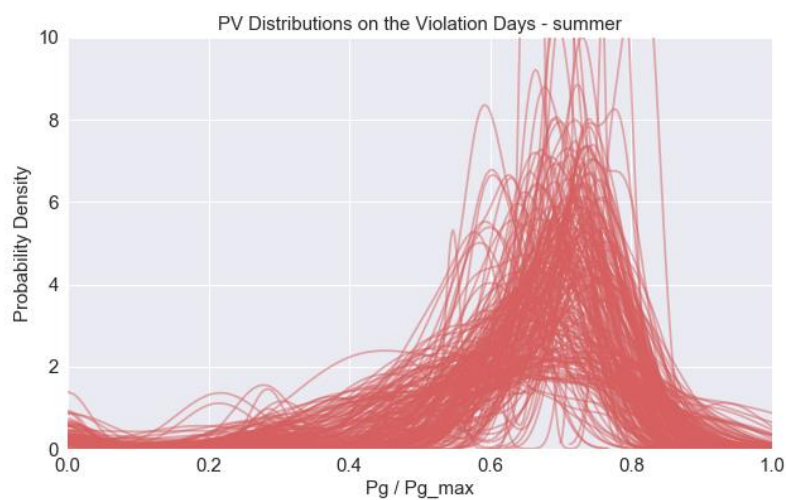
Slike 49 do 51 prikazujejo normirane porazdelitve proizvodnje elektrarn na dan kršitve za vsa obravnavana obdobja. Krivulje, ki so bližje desni strani, so pri simuliranju sončnih dni, ko je proizvodnja največja. Vidimo, da do kršitev pride skoraj vedno na sončen dan, ko so krivulje premaknjene v desno. Zato so tudi rezultati FHC za vmesno obdobje in poletje zelo podobni.



Slika 49: Porazdelitve proizvodnje na dan kršitve – zima.

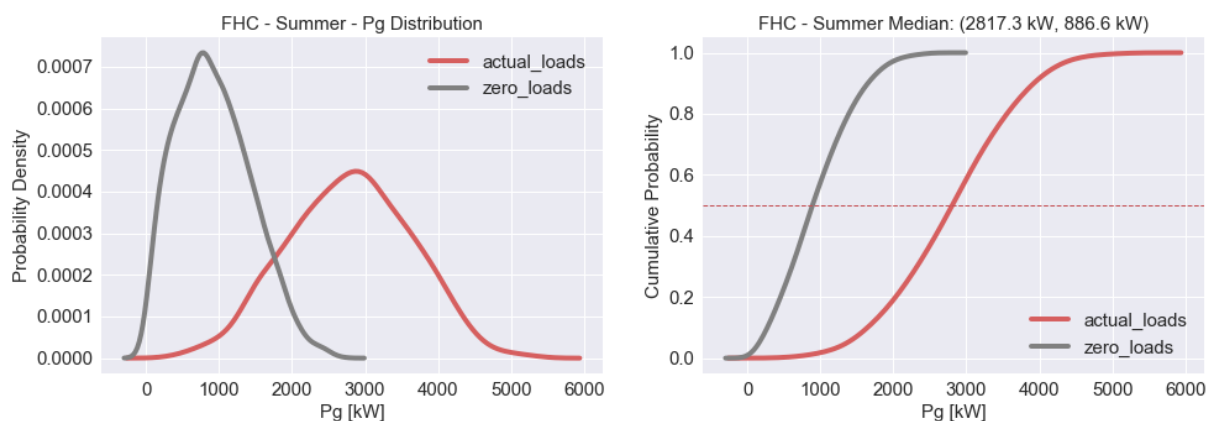


Slika 50: Porazdelitve proizvodnje na dan kršitve – vmesno obdobje.



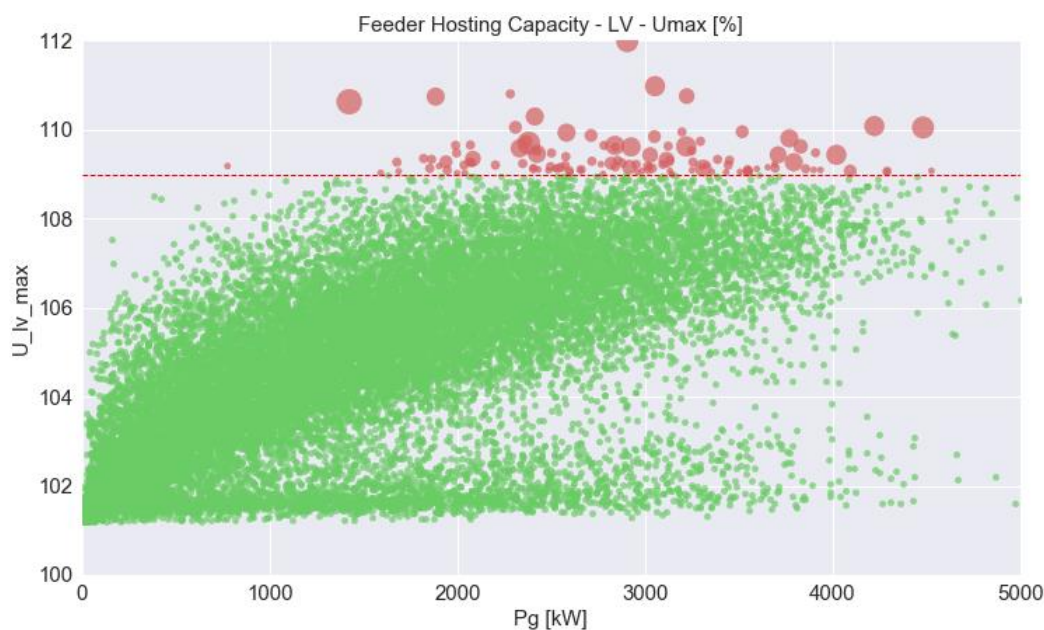
Slika 51: Porazdelitve proizvodnje na dan kršitve – poletje.

Slika 52 prikazuje vpliv obremenitev na maksimalno penetracijo PV na izvod. Simulacije smo naredili ob upoštevanju dejanskih časovnih serij obremenitev odjemalcev in z upoštevanjem ničnih obremenitev. Izkaže se, da lahko ob upoštevanju dejanskih obremenitev na izvod v povprečju vključimo cca. 1930 kW PV več kot v primeru ničnih obremenitev. To pomeni, da je upoštevanje dejanskih obremenitev pri analizah zelo pomembno.



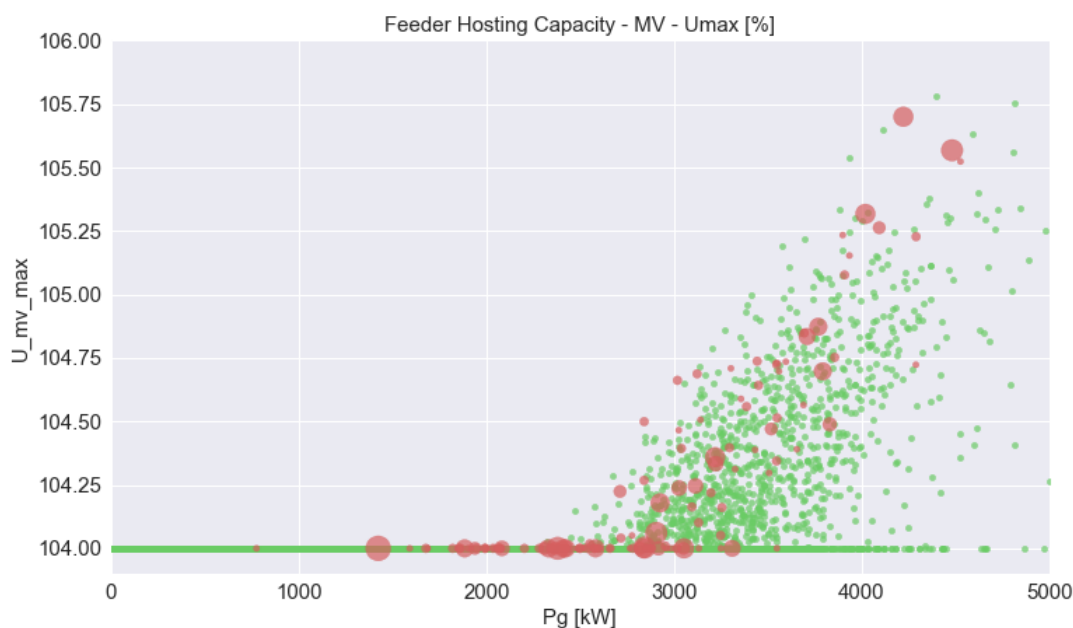
Slika 52: Vpliv obremenitev na maksimalno penetracijo PV na izvod.

Slike od 53 do 56 kažejo opazovane vrednosti v odvisnosti od skupne inštalirane moči PV na izvod. Vrednosti, pri katerih ni prišlo do kršitev, so obarvane z zeleno; vrednosti, pri katerih pride do kršitev, so obarvane z rdečo, pri čemer je velikost krogcev sorazmerna s številom kršitev. Večji krogi pomenijo več kršitev. Izračuni so narejeni za poletje. Analize kažejo, da je v večini primerov glavna omejitev pri vključevanju PV maksimalna dovoljena napetost v NNO.



Slika 53: Rezultati simulacij (U_{\max} v NNO).

Slika 54 prikazuje maksimalne napetosti na SN vodu za vsako simulacijo. Pri simulacijah, ko na izvod ni priključenih dovolj PV, da bi bila najvišja napetost na izvodu višja od tiste fiksne na SN zbiralkah VN/SN transformatorja je najvišja napetost vedno enaka 104 % U_n . Vidimo, da se pri cca. 2500 kW skupne penetrirane moči PV na izvod začnejo napetosti na SN vodu zviševati.



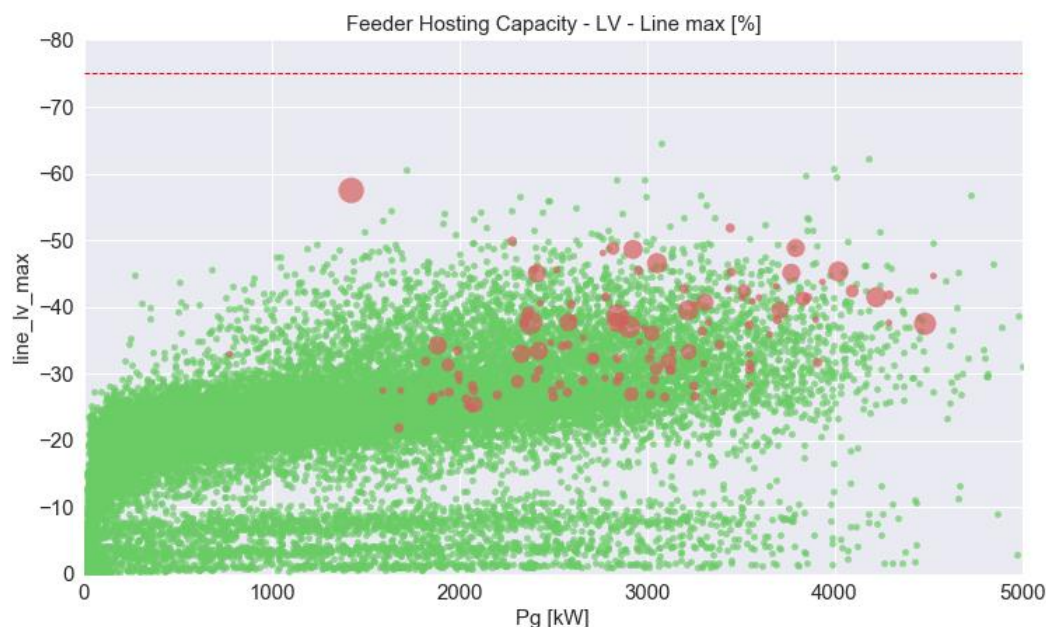
Slika 54: Rezultati simulacij (U_{\max} v SNO).

Slika 55 prikazuje odvisnost maksimalne obremenitve transformatorjev od skupne inštalirane moči PV na izvod. Vidimo, da v skoraj nobeni simulaciji ne pride do preseganja nazivnih obremenitev transformatorjev, saj so ostali kriteriji kršeni prej. To velja zato, ker so vse kršitve (označene z rdečo barvo) pod nazivno obremenitvijo transformatorjev. Os y prikazuje obremenitev transformatorjev, ki je pri veliki penetraciji PV negativna, saj pretoki moči tečejo od porabnikov v omrežje.



Slika 55: Rezultati simulacij (obremenitve SN/NN TR).

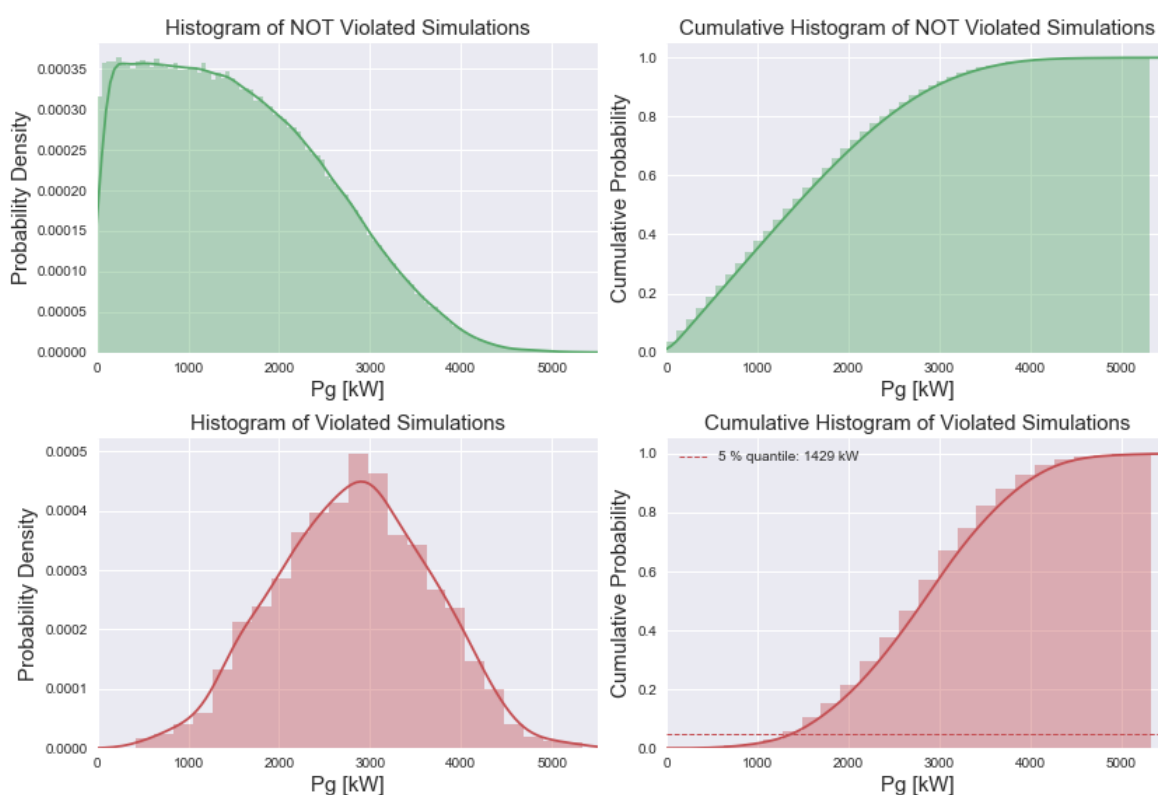
Slika 56 prikazuje odvisnost maksimalne obremenitve NN vodov od skupne inštalirane moči PV na izvod. Vidimo, da v nobeni simulaciji ne pride do preseganja nazivnih obremenitev, saj so ostali kriteriji kršeni prej. Os y prikazuje vrednost maksimalno obremenjenega NN voda za vsako simulacijo. Rdeča črta je označena pri 75 %, saj se skladno s kriteriji, opisanimi v poglavju 3.1, dopušča maksimalno obremenjevanje kablovodov do 75 % S_n .



Slika 56: Rezultati simulacij (obremenitev NN vodov).

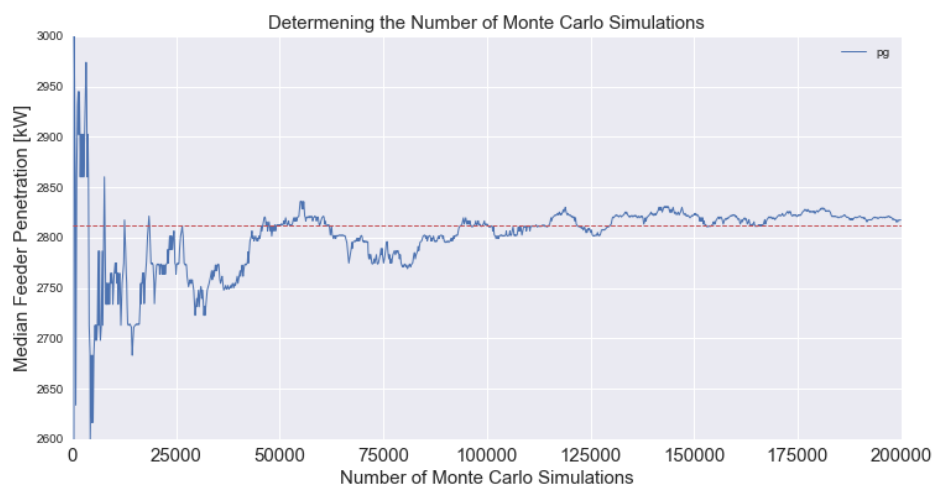
Slika 57 prikazuje statistiko simulacij. Ko govorimo o statistiki simulacij, mislimo na vse simulacije, ki jih je bilo treba izvesti za določitev maksimalnega možnega deleža PV in ne samo tistih, pri katerih je prišlo do kršitev. Izračuni so narejeni za poletje. V zgornjem delu slike so

zabeležene vrednosti brez kršitev, na spodnjem delu slike pa so zabeležene vrednosti, ko pride do kršitev. Simulacije, ko ne pride do kršitev, so dejansko rezultati posameznih Monte Carlo poskusov pred dosegom kršitve oz. maksimalne penetracije PV na izvod. Spodnji del slike prikazuje porazdelitve vrednosti skupne inštalirane moči PV na izvod, ko pride do kršitev. Vidimo, da večinoma pride do kršitev šele pri okoli 2900 kW. Obstajajo pa tudi simulacije, ko pride do kršitev že pri dosti manjših vrednostih (npr. pri 500 kW), vendar je verjetnost take kršitve zelo majhna. Kumulativni histogram kršitev na desnem spodnjem delu slike nam pove, da bo do kršitev prišlo pod cca. 1429 kW le v 5 % najslabše izbranih lokacij PV (označeno z rdečo črtkano črto). Treba je poudariti, da je slika 57 namenjena samo statistični predstavitvi rezultatov simulacij in se ne upošteva pri določanju FHC.



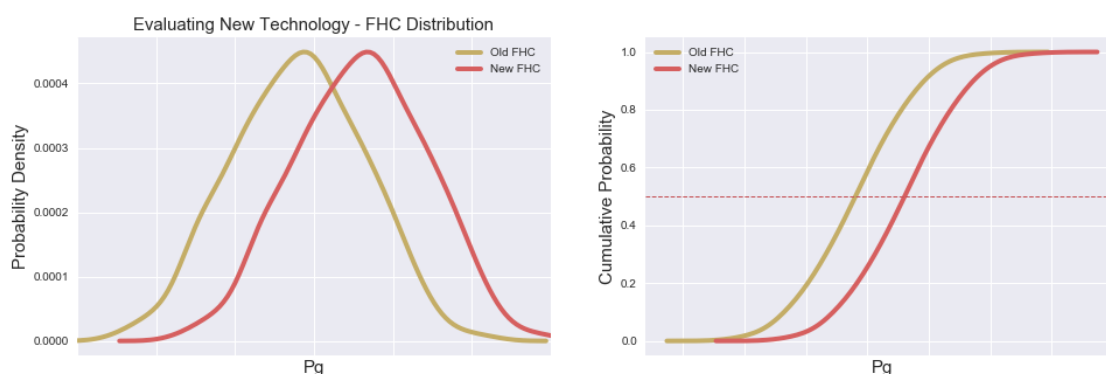
Slika 57: Statistika simulacij.

Slika 58 prikazuje odvisnost mediane maksimalne inštalirane moči PV na izvod od števila simulacij. Vidimo, da mediana že po 100.000 simulacijah odstopa samo za cca. 20 kW. Naredili smo 200.000 simulacij. Mediana se s številom simulacij spreminja zato, ker z vsako novo kršitvijo v omrežju izračunamo novo točko iz množice kršitev. S številom simulacij se število izračunanih kršitev veča in s tem natančnost dobljene mediane.



Slika 58: Določanje števila Monte Carlo simulacij.

Opisana metoda omogoča ocenjevanje vpliva nove tehnologije na povečanje FHC. Rezultati se podajajo kot razlika mediane maksimalne inštalirane moči PV z obstoječo tehnologijo in mediane maksimalne inštalirane moči PV z novo tehnologije. Primer ponazoritve rezultatov je prikazan na sliki 59.



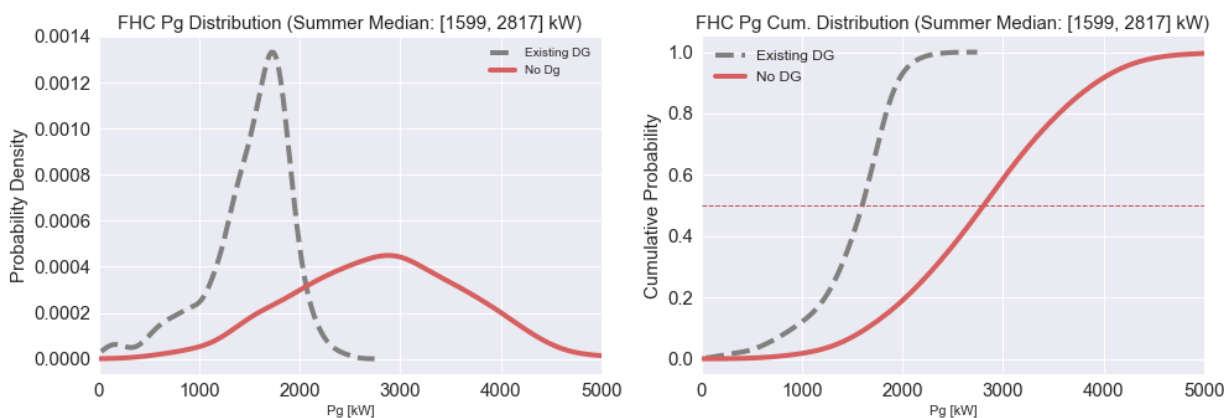
Slika 59: Ocenjevanje učinka nove tehnologije.

3.3.2.1 Upoštevanje že obstoječe proizvodnje v omrežju

Vse dosedanje analize smo naredili ob predpostavki, da v omrežju ni obstoječih proizvodnih virov. V nadaljevanju bomo predstavili še primer z že nekaj obstoječimi proizvodnimi viri v omrežju. Predpostavili smo, da imamo v omrežju že skupno inštalirano moč RV 1000 kW. Od tega imamo eno kogeneracijo nazivne moči 500 kW, ki dela s konstantno močjo in nekaj večjih PV, s skupno močjo 500 kW. Vse izračune smo naredili za poletje ob 12. uri.

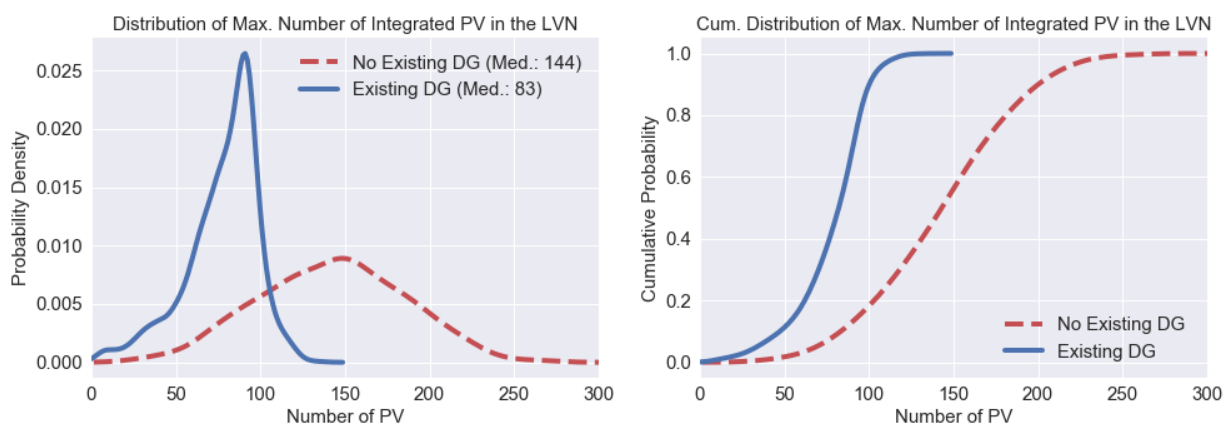
Slika 60 prikazuje primerjavo porazdelitev maksimalnih moči, inštaliranih PV v omrežju. V primeru že obstoječih RV, lahko v omrežje vključimo manj novih elektrarn. Analize se izvedejo tako, da se upoštevajo časovne serije proizvodnje električne energije iz že obstoječih proizvodnih virov. Pri simulacijah PV se morajo upoštevati inštalirane moči že obstoječih PV, dnevne diagrame pa treba reproducirati skupaj z ostalimi stohastičnimi modeli PV, tako da se

upoštevajo različna možna stanja vremena. V primeru upoštevanja že obstoječih RV v omrežju je mediana maksimalne možne inštalirane moči novih PV enaka 1599 kW.



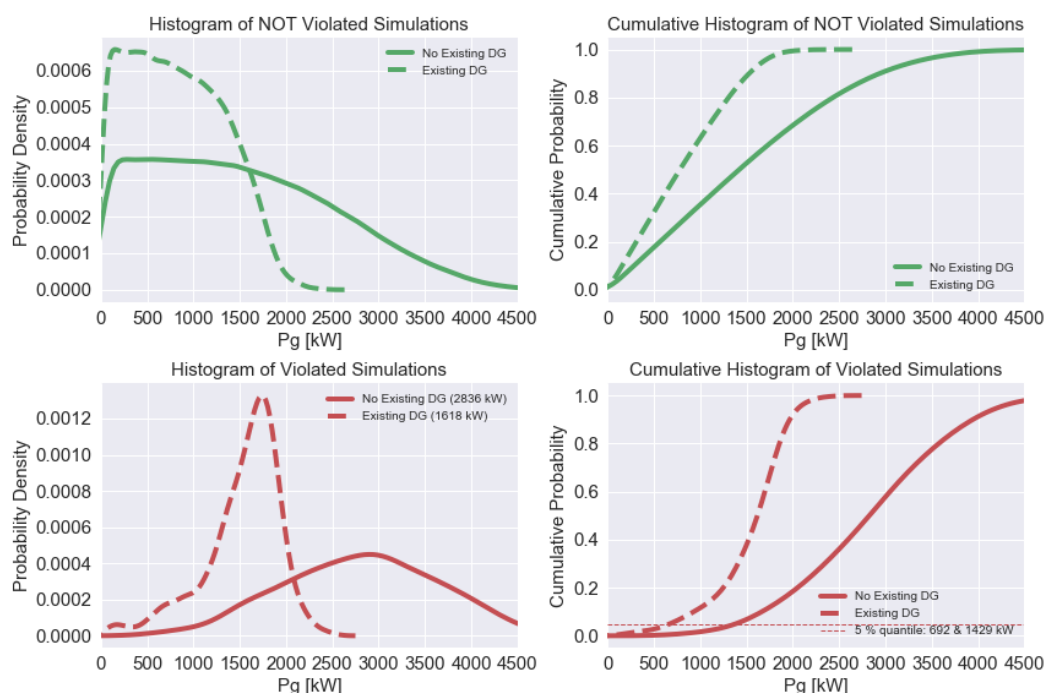
Slika 60: Primerjava porazdelitev maksimalne inštalirane moči PV.

Na sliki 61 vidimo primerjavo obstoječe porazdelitve maksimalnega možnega števila novih PV z novo porazdelitvijo, kjer smo upoštevali tudi obstoječe RV. Mediana maksimalnega možnega števila vključenih PV v omrežje znaša 83.



Slika 61: Primerjava maksimalnega števila PV v omrežju.

Slika 62 kaže statistiko simulacij za oba obravnavana primera. Kumulativni histogram kršitev na desnem spodnjem delu slike nam pove, da bo do kršitev prišlo pod cca. 692 kW le v 5 % najslabše izbranih lokacij PV (označeno z rdečo črtkano črto). Vrednost se zmanjša iz 1429 kW na 692 kW.



Slika 62: Primerjava statistike simulacij.

3.3.2.2 Povzetek metode

Glede na naše izračune je predlagana metoda najbolj primerna za ocenjevanje novih tehnologij. Metoda omogoča ponazoritev vseh možnih obratovalnih stanj pri vseh možnih izbranih lokacijah PV, pri čemer se upoštevajo predvidene oz. dejanske porazdelitve inštaliranih moči elektrarn in dejanski obratovalni diagram proizvodnje PV. Metoda je primerna predvsem za ocenjevanje vpliva PV manjših moči, ki naj bi jih porabniki inštalirali doma, saj upoštevamo naključne lokacije. Pri večjih PV je treba elektrarne na podlagi ekspertne ocene simulirati samo na določenih delih omrežja. V primeru analize tudi drugih tipov proizvodnih virov je smiselno simulirati več različnih ur v dnevu.

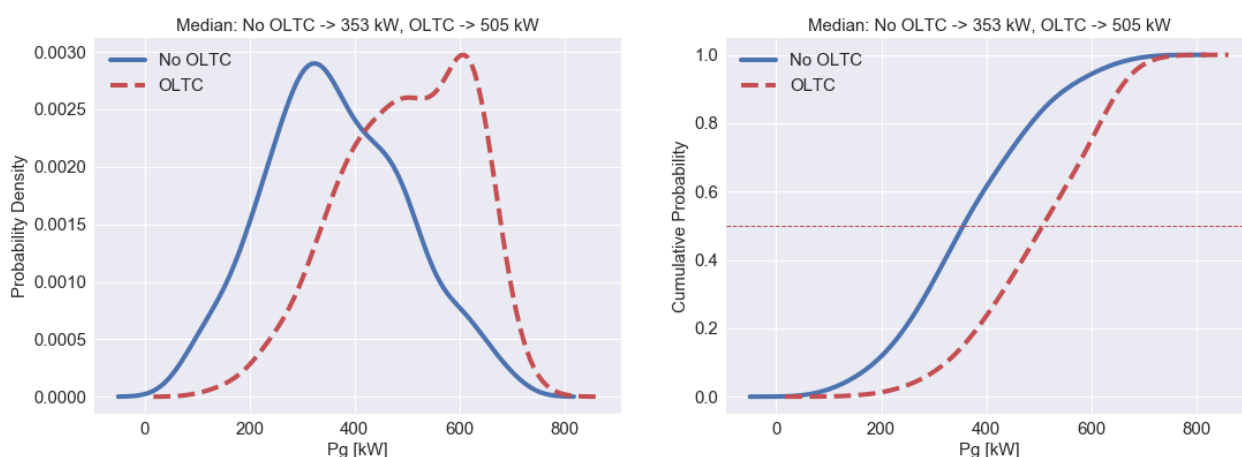
V prihodnje v Sloveniji pričakujemo več PV manjših moči, zato menimo, da je obravnavana metodologija primerna za ocenjevanje vpliva novih tehnologij na povečanje maksimalne inštalirane moči obnovljivih virov energije.

3.4 Izračun Network HC s statistično metodo za eno NNO in vrednotenje novih tehnologij

Za analize maksimalne možne penetracije PV v NNO (ang. Network Hosting Capacity) smo izbrali primestno omrežje, opisano v poglavju 2.2.1. V tem primeru smo naključno izbirali samo lokacije v izbranem NNO, v prejšnjem poglavju pa smo upoštevali celotno obravnavano omrežje (SN in NN). Analize nam pokažejo porazdelitev maksimalne možne inštalirane moči PV v določenem NNO, ker v tem primeru PV vstavljamo samo v izbrano NN omrežje, ki se napaja z eno transformatorsko postajo.

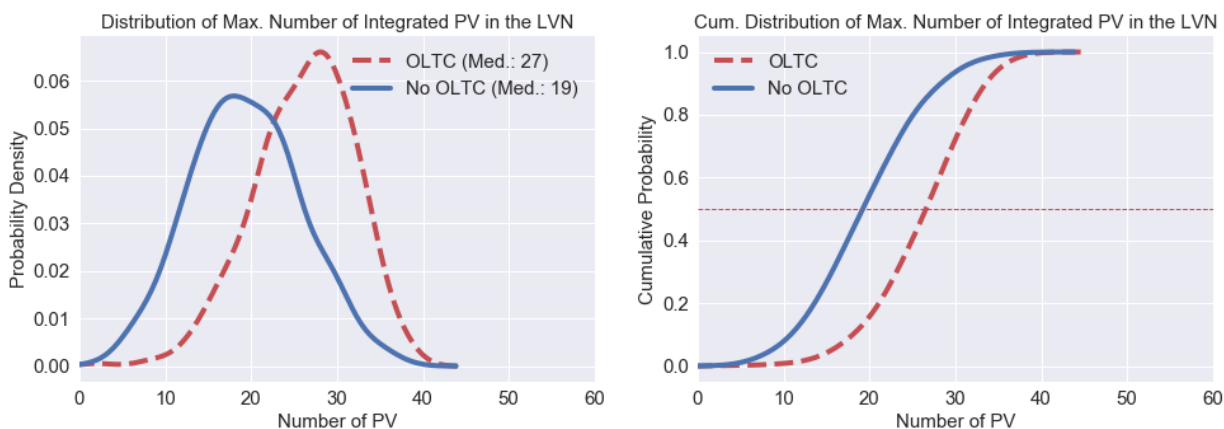
Zmodelirali smo tudi SN/NN regulacijski transformator (ang. On Load Tap Changer – OLTC), ki ima 9 odcepov in je zmožen regulirati napetost v koraku po 1,5 %. Izbrani transformator lahko zniža oz. poviša napetost za maksimalno 6 % U_n . Algoritem delovanja regulatorja transformatorja smo sprogramirali tako, da meri vse točke v NN omrežju in izbere tisti odcep, pri katerem so napetosti porabnikov in elektrarn najbližje nazivni vrednosti. Odstopanje posameznih napetostnih vrednosti od nazivne napetosti se določi z minimizacijo kvadrata (ang. Ordinary Least Squares, [16]) odstopanja posameznih merilnih točk od nazivne vrednosti. V primerih visokih penetracij algoritem izbere najbolj optimalen odcep tako, da so napetosti še znotraj dovoljenih meja.

Slika 63 prikazuje primerjavo porazdelitev maksimalne penetracije PV pri uporabi obstoječega transformatorja in zamenjavi z regulacijskim transformatorjem enake nazivne moči. Ob uporabi obstoječega transformatorja je mediana maksimalne penetracije 353 kW, v primeru uporabe OLTC transformatorja pa ta znaša 505 kW.



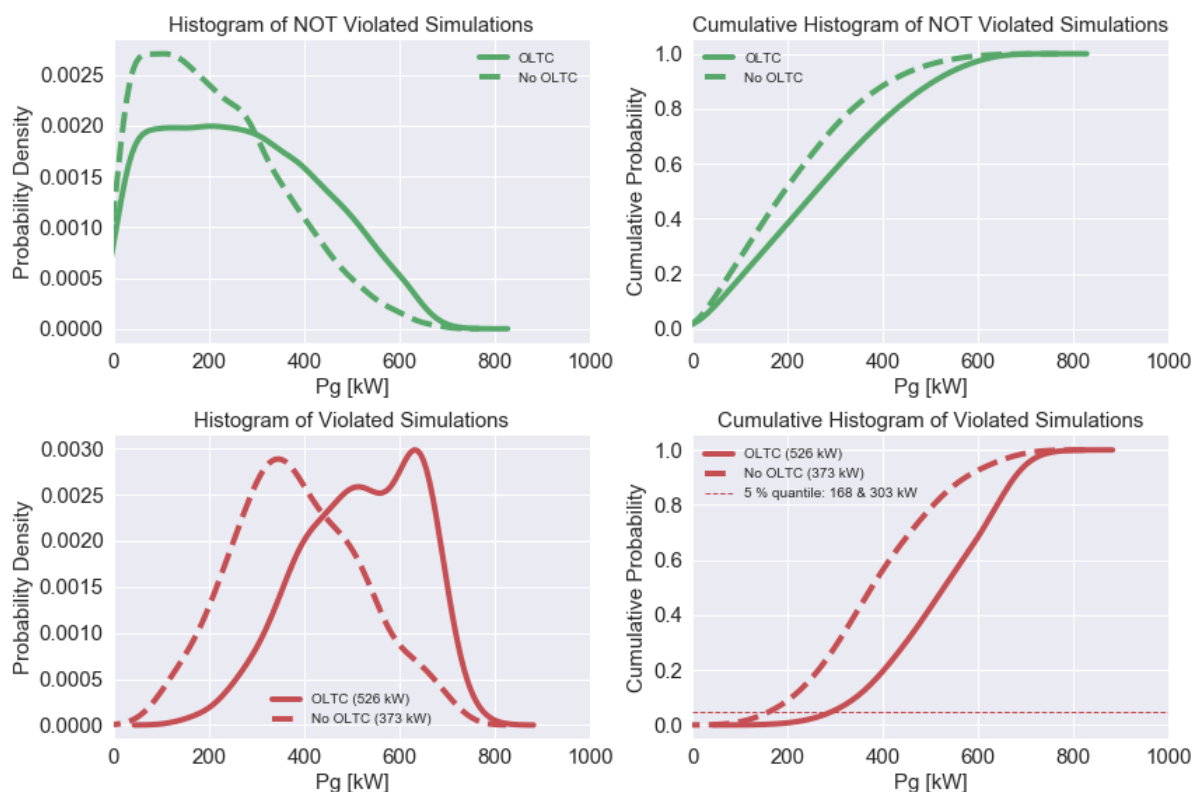
Slika 63: Povečanje HC NNO v primeru inštalacije OLTC transformatorja.

Slika 64 kaže porazdelitev maksimalnega števila vključenih elektrarn. Z uporabo OLTC se mediana poveča iz 19 na 27.



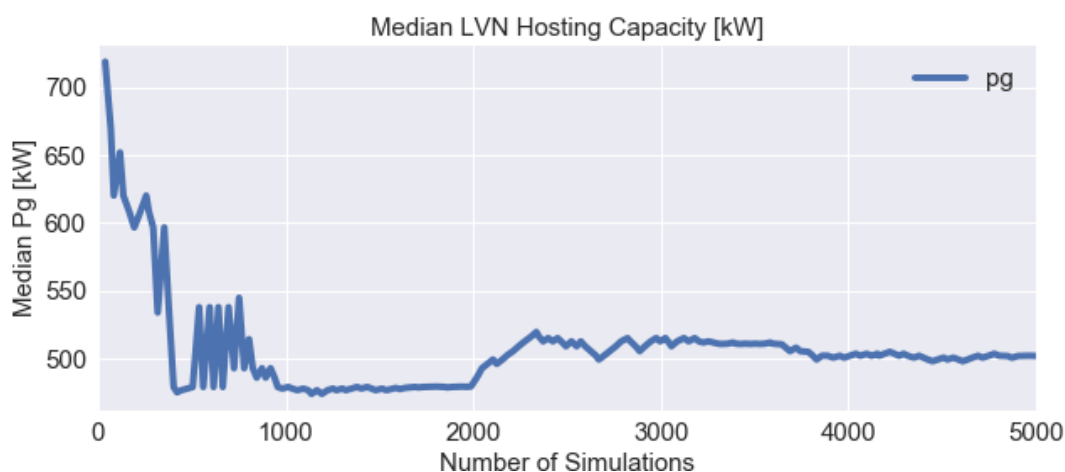
Slika 64: Povečanje maksimalnega števila elektrarn vključenih v NNO v primeru inštalacije OLTC transformatorja.

Slika 65 prikazuje statistiko simulacij pri uporabi obstoječega SN/NN transformatorja in pri zamenjavi z regulacijskim. Na spodnjem levem delu slike vidimo, da se mediana maksimalnih inštaliranih moči PV, pri katerih pride do kršitev v primeru uporabe OLTC transformatorja zviša iz 373 kW na 526 kW. Kumulativna histograma kršitev na desnem spodnjem delu slike nam povesta, da se 5-% kvantil zviša iz 168 kW na 303 kW ob uporabi OLTC transformatorja.



Slika 65: Statistika simulacij.

Na sliki 66 je mediana maksimalne penetracije PV v odvisnosti od Monte Carlo simulacij. Vidimo, da se vrednosti ustalijo po cca. 4000 simulacijah.

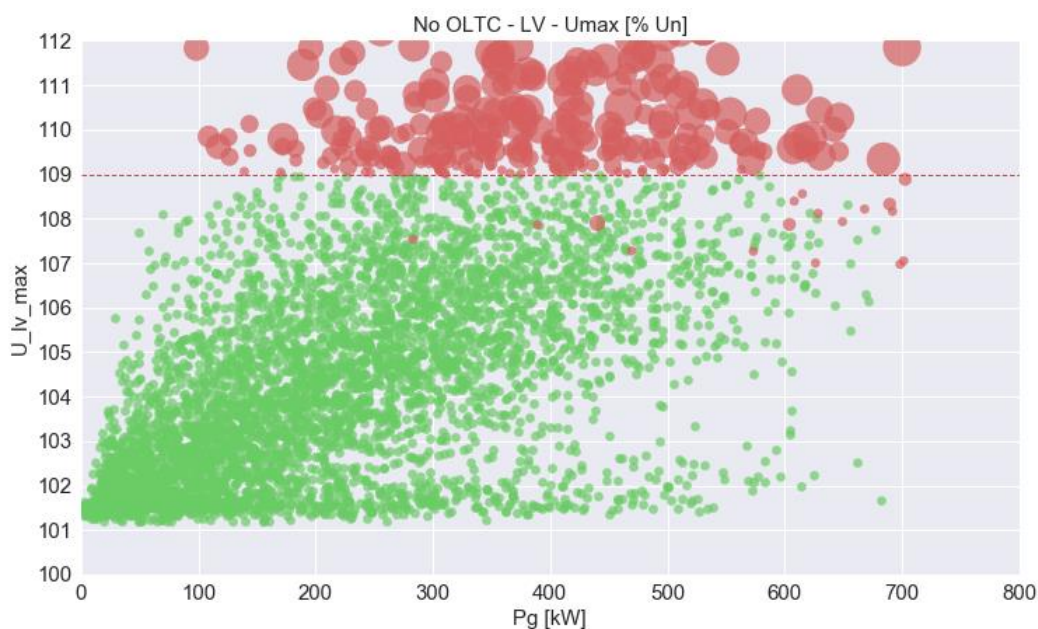


Slika 66: Določanje maksimalnega števila Monte Carlo poskusov.

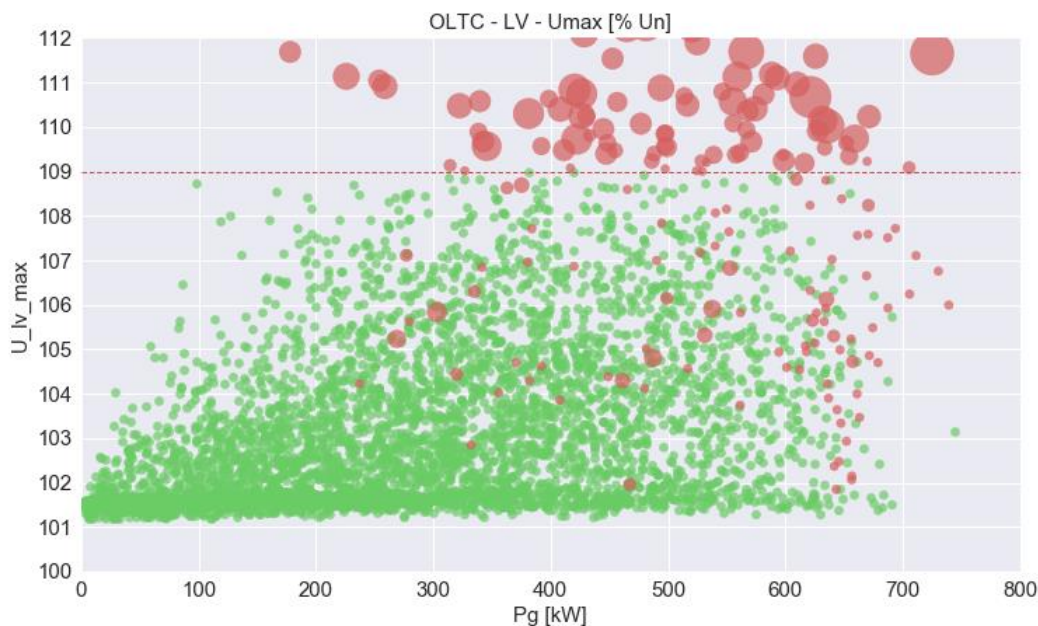
Sliki 67 in 68 prikazujeta maksimalne napetosti v analiziranem NNO v odvisnosti od P_g v primeru uporabe obstoječega transformatorja in zamenjave z regulacijskim transformatorjem.

Zelene vrednosti prikazujejo točke, pri katerih ni prišlo do kršitev v omrežju, rdeče pa tiste s kršitvami, pri čemer je velikost kroga sorazmerna s številom kršitev. Če primerjamo točke na slikah, lahko vidimo, da so tiste pri uporabi regulacijskega transformatorja večinoma nižje, saj ta transformator omogoča nižanje napetosti za kar 6 % U_n . Regulacijski transformator omogoča vključevanje večjega števila oz. večjih skupnih inštaliranih moči PV v omrežje zaradi zmožnosti nižanja napetosti na zbiralkah transformatorja. Pri večji inštalirani moči PV v omrežju pa problem začnejo predstavljati preobremenitve NN vodov. Na sliki 67 vidimo, da se kršitve (rdeči krogi) začnejo pojavljati pri cca. 100 kW skupne inštalirane moči PV v NNO. Pri uporabi OLTC transformatorja, na sliki 68, pa kasneje pri cca. 180 kW skupne inštalirane moči PV v omrežje. Omenjeni vrednosti 100 kW brez uporabe OLTC in 180 kW z uporabo OLTC sta dejansko skrajni vrednosti, ki bistveno ne vplivata na določitev Network HC, saj tam primerjamo mediane maksimalnih deležev PV v omrežju.

Na prekoračitev zmogljivosti vodov vplivajo previsoki pretoki moči v smeri od porabnikov proti SN/NN transformatorju, ki jih v našem primeru povzročijo visoke vrednosti inštaliranih moči PV v omrežju. Z uporabo OLTC transformatorja lahko reguliramo napetosti na NN zbiralkah, kar nam omogoča nižanje previsokih napetosti, ne moremo pa vplivati na zmanjšanje pretokov moči, ki jih te PV povzročijo v omrežju. Rezultati kažejo, da je pri uporabi OLTC transformatorja v analiziranem omrežju možno znatno večje vključevanje inštaliranih moči PV (v povprečju cca. 150 kW), za razliko od uporabe klasičnega transformatorja s fiksnimi odcepi. To potrjujejo tudi rezultati analiz na slikah 69 in 70.

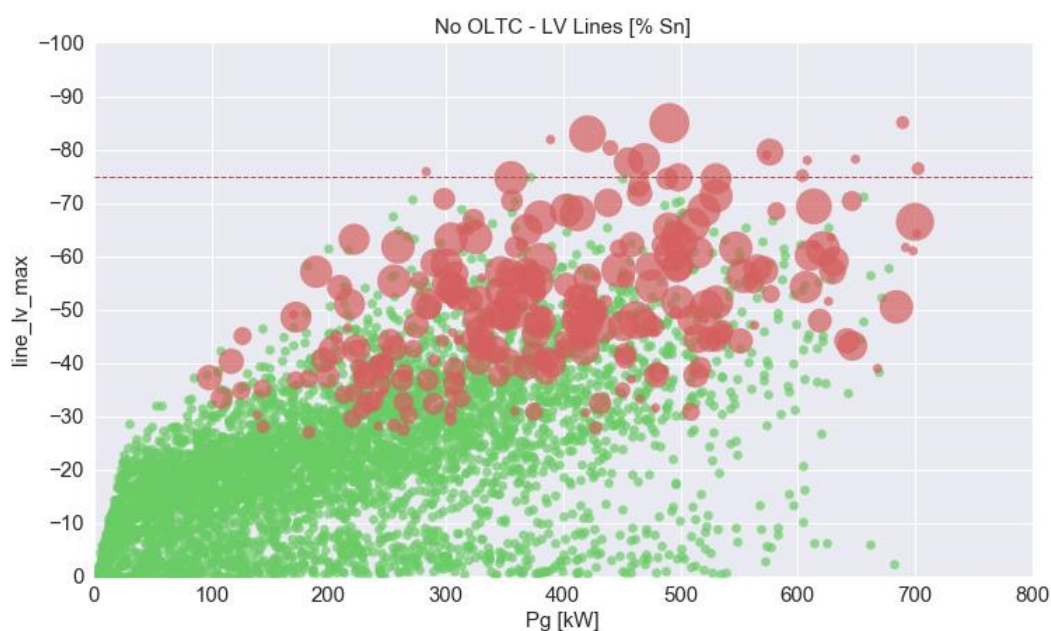


Slika 67: Maksimalne napetosti v NNO glede na P_g – brez OLTC.

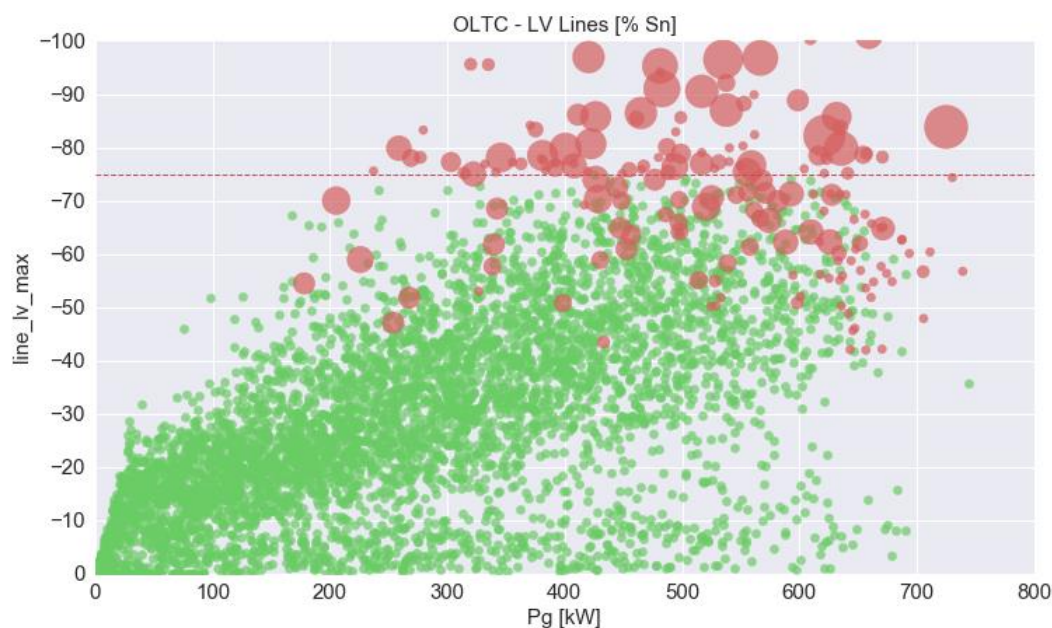


Slika 68: Maksimalne napetosti v NNO glede na Pg – OLTC.

Sliki 69 in 70 prikazujeta maksimalno obremenitev vodov pri vseh simulacijah v odvisnosti od skupne inštalirane moči PV v omrežje. Pri vsaki simulaciji zabeležimo vrednost najvišje obremenjenega NN voda v omrežju. Rdeče vrednosti se premaknejo desno in prekoračijo dovoljenih 75 % S_n . Na sliki brez uporabe OLTC transformatorja vidimo, da je veliko rdečih vrednosti že pod rdečo črto, kar je posledica previsokih napetosti v omrežju. Se pravi, da pride do napetostnih kršitev pred kršitvami prenosnih zmogljivosti vodov. V primeru uporabe OLTC transformatorja, nam ta zniža napetosti in s tem omogoči dosti večje skupne inštalirane moči PV v omrežju. Posledično predstavljajo omejitev zmogljivosti vodov, na katere ne moremo vplivati z uporabo OLTC transformatorja. To na sliki lahko opazimo tako, da se rdeči krogi premaknejo navzgor proti rdeči črti.

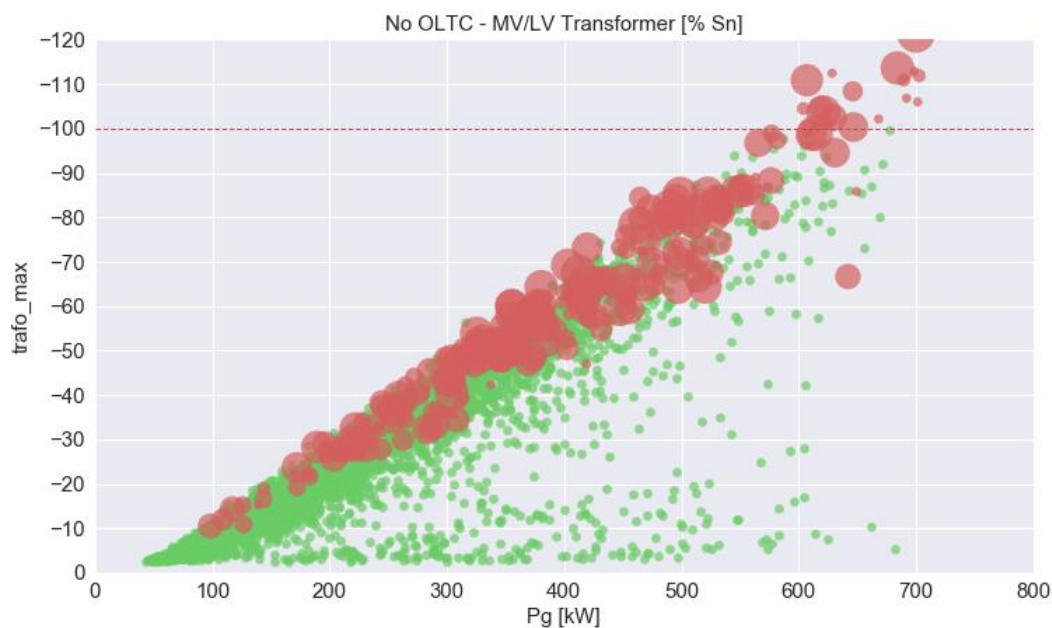


Slika 69: Maksimalne obremenitve NN vodov glede na Pg – brez OLTC.

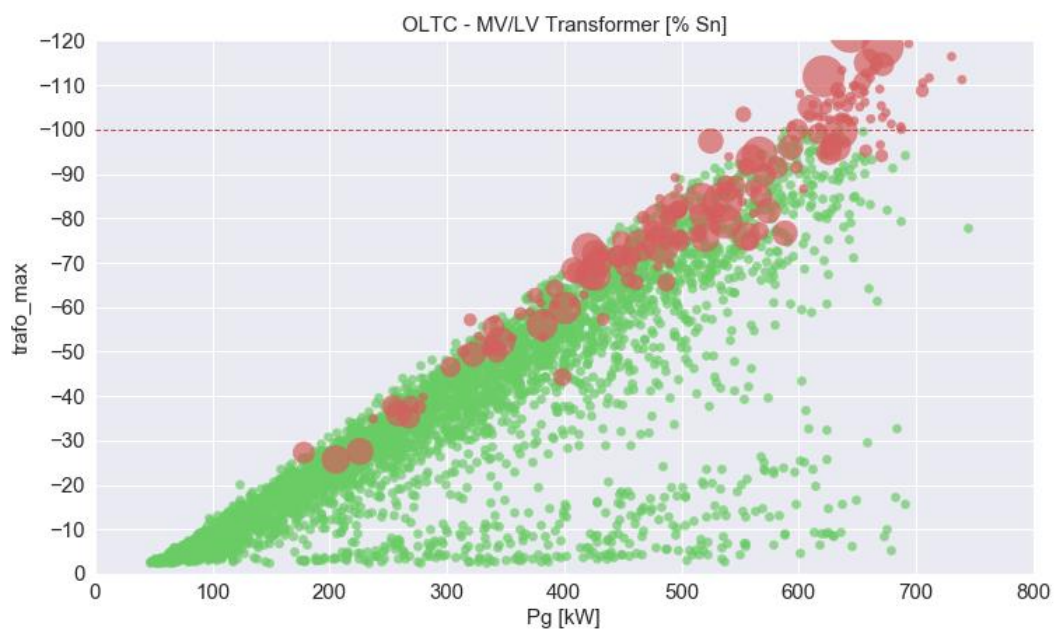


Slika 70: Maksimalne obremenitve NN vodov glede na Pg – OLTC.

Sliki 71 in 72 prikazujeta maksimalno obremenitev transformatorja v obeh analiziranih primerih. Do prekoračitve nazivne obremenitve transformatorja skoraj nikoli ne pride, saj so pred tem kršeni že vsi ostali kriteriji. Rdeče točke so pomaknjene v desno zato, ker lahko v primeru uporabe OLTC transformatorja, vključimo v omrežje večje skupne inštalirane moči PV.



Slika 71: Maksimalne obremenitve transformatorja glede na Pg – brez OLTC.



Slika 72: Maksimalne obremenitve transformatorja glede na Pg – OLTC.

3.4.1 Povzetek

V poglavju smo predstavili način ocenjevanja vpliva nove tehnologije (regulacijski SN/NN transformator) na povečanje maksimalnega deleža PV v NNO. S predlagano statistično metodo za ocenjevanje maksimalnega deleža PV v omrežju (opisano v poglavju 3.3.2) je možno statistično oceniti, koliko več PV bi lahko vključili v omrežje, če bi uporabili neko novo pametno tehnologijo. Pri uporabi obstoječega transformatorja je mediana maksimalne penetracije 353 kW, v primeru uporabe OLTC transformatorja pa ta znaša 505 kW.

Regulacijski transformator omogoča vključevanje večjih skupnih inštaliranih moči PV v omrežje zaradi zmožnosti nižanja napetosti na NN zbiralkah transformatorja. Pri večji inštalirani moči PV v omrežju pa problem začnejo predstavljati preobremenitve NN vodov.

Na prekoračitev zmogljivosti vodov vplivajo previsoki pretoki moči v smeri od porabnikov proti SN/NN transformatorju, ki jih v našem primeru povzročijo visoke vrednosti inštaliranih moči PV v omrežju. Z uporabo OLTC transformatorja ne moremo vplivati na zmanjšanje pretokov moči, ki jih PV povzročijo v omrežju. Rezultati kažejo, da je pri uporabi OLTC transformatorja v analiziranem omrežju možno znatno večje vključevanje inštaliranih moči PV (v povprečju cca. 150 kW), za razliko od uporabe klasičnega transformatorja s fiksnimi odcepi.

3.5 Povzetek izračuna (F)HC in potrebni vhodni podatki

Za izračun HC in FHC so potrebni naslednji vhodni podatki za celoten obravnavan SN izvod:

1. Letne časovne serije meritev obremenitev iz pametnih števecv vseh porabnikov.
2. Letne časovne serije meritev obstoječih proizvodnih virov.
3. Celotno SN in NN omrežje in podatki o transformatorjih.
4. Predvidena porazdelitev inštaliranih moči prihodnjih PV (lahko se uporabi Weibullova porazdelitev iz poglavja 2.1).

Odjemalci s priključno močjo nad 43 kW so zakonsko obvezani k beleženju meritev. Glede na to, da v Sloveniji vsi odjemalci še niso opremljeni s pametnimi števci se lahko za odjemalce manjših moči (pod 43 kW; mali poslovni odjem in gospodinjstva) predpostavijo tipični stohastični modeli gospodinjstev, ki veljajo za Slovenijo. Stohastično modeliranje NN odjemalcev v Sloveniji in analize velikih količin podatkov (ang. Big Data) iz pametnih števecv s sodobnimi metodami podatkovnega rudarjenja (ang. Data Mining) je opisano v [1] in [2]. Predvsem bo v prihodnje treba temu posvetiti več pozornosti, če bomo želeli statistično ocenjevati vpliv pametnih tehnologij na omrežje. Več o tem v poglavju 4.1.1.

Za potrebe določanja maksimalne penetracije PV v omrežje je potreben tudi celoten model SN in NN omrežja. SN omrežje je mogoče pridobiti za celotno Slovenijo, modeli NN omrežij pa še niso na voljo za vsa območja. V takšnih primerih se lahko upoštevajo nadomestni modeli omrežij, ki jih je treba predhodno določiti z analizami. Več o tem v poglavju 4.1.1.

Za ocenjevanje vpliva nove pametne tehnologije na povečavo HC ali FHC je potrebno tudi natančno modeliranje izbrane tehnologije.

3.6 Tehnologije pametnih omrežij (Smartgrids), ki jih lahko uporabimo pri izračunavanju FHC in KPI FHC

Navedeno metodologijo za izračun FHC oziroma KPI FHC lahko uporabimo za vse vrste tehnologij, ki jih uporabljamo v okviru pametnih omrežij (Smartgrids) v distribucijskem omrežju. Mednje sodijo zagotovo (in ne izključno) naslednje tehnologije, ki pa morajo seveda biti ustrezno informacijsko podprte in kot celota izkazovati ustrezne značilnosti pametnih omrežij in so bile podrobneje predstavljene v študiji EIMV št. 2345 *Reguliranje na področju pametnih omrežij: analiza stanja in priprava izhodišč za uvajanje reguliranja*, ki je bila opravljena leta 2016 [25]:

- Napredna regulacija jalove moči RV;
- Regulacija delovne moči RV;
- Omejevanje delovne moči RV;
- Demand Side Management / Demand Response;
- Regulacija napetosti na transformatorju SN/NN;
- Regulacija napetosti v SN omrežju;
- Hranilniki energije v distribucijskem omrežju;
- Distribution Management Systems (DMS).

4 OCENJEVANJE MAKSIMALNEGA DELEŽA RV V SLOVENSКИH NN OMREŽJIH

V nadaljevanju bi bilo smiselno oceniti, kakšen je potencial slovenskih omrežij za vključitev čim večjega deleža obnovljivih virov energije in novih tehnologij, primernih za Slovenijo.

V študiji smo obravnavali primer izračuna, ko imamo na voljo vse podatke. Se pravi podatke o NN omrežjih in meritvah pametnih števecov. Kljub temu da distribucijska podjetja zelo intenzivno popisujejo NN omrežja, ta še vedno niso na voljo za vsa območja. Prav tako se pametni števeci vgrajujejo zelo intenzivno, a podatki niso na voljo še za vse odjemalce.

Treba se je zavedati, da za izračun HC Slovenije ne potrebujemo vseh podatkov o omrežjih in odjemalcih, saj pri analizah ni treba simulirati vseh omrežij. Osnova za pridobitev statistične ocene je izdelava tipičnih modelov slovenskih NN omrežij, tipičnih modelov odjemalcev in modeliranje obnovljivih virov. Statistične analize HC se nato ocenijo samo za te vnaprej izbrane modele (izračuni se izvedejo s predlagano metodo v tej študiji).

4.1.1 Določitev tipičnih modelov NN omrežij

Za Slovenijo bi bilo treba najprej določiti tipična NN omrežja. V grobem vemo, da se npr. mestna omrežja ločujejo od podeželskih, ne vemo pa natančno, koliko tipov struktur bi bilo treba upoštevati, da bi lahko še dovolj natančno statistično ocenili HC za celotno Slovenijo.

V tujini se čedalje bolj uvajajo principi, ki temeljijo na obdelavi velikih količin podatkov (ang. »Big Data«). Metode in algoritmi strojnega učenja (ang. Machine Learning) omogočajo določanje optimalnega števila skupin na podlagi analizirane populacije. Ta populacija so v našem primeru NN omrežja. Optimalna omrežja se določijo s pomočjo nevedenega strojnega učenja (ang. unsupervised machine learning). Na Nizozemskem so optimalno število NN omrežij določili z razvrstilno metodo (ang. clustering) Fuzzy k-medians, [3]. V Nemčiji so število lastnosti, ki definirajo posamezna omrežja, zmanjšali s Principal Component Analysis (PCA) in nato z algoritmom k-means določili optimalno število skupin [4].

Rezultati, pridobljeni s takšnimi analizami, so zelo uporabni pri ocenjevanju različnih scenarijev.

4.1.2 Določitev tipičnih modelov odjemalcev in obnovljivih virov

Distribucijska podjetja že danes hranijo veliko količino podatkov pametnih števec, ki se lahko uporabijo kot osnova za določanje tipičnih modelov odjemalcev. Skladno z direktivo EU (EU 2009/72/EC) bo moralo do leta 2020 imeti vsaj 80 % odjemalcev pametne števce. Zato distribucijska podjetja trenutno množično zamenjujejo stare indukcijske števce s pametnimi števci. Ko bo sistem dograjen, bo omogočal pridobitev zelo podrobnih podatkov o odjemu vsakega odjemalca. Uporaba tako podrobnih podatkov pa nam omogoča natančne analize SN in NN omrežij.

Za potrebe analiz SN in NN omrežij na EIMV razvijamo nov metodološki pristop, ki s pomočjo podatkovnega rudarjenja (ang. big data mining) in metod strojnega učenja (ang. machine learning) omogoča analizo velikih količin podatkov iz pametnih števec. Take analize nam dajejo podroben vpogled v obnašanje odjemalcev. S strojnim učenjem dnevne diagrame odjemalcev, ki navidezno delujejo naključno, razvrstimo v nekaj povprečnih diagramov. Nato s proučitvijo verjetnostnih porazdelitev obremenitev naredimo stohastične modele odjemalcev. Z metodo Monte Carlo lahko nato reproduciramo "kvazi" originalne dnevne diagrame, kar nam omogoča simulacije vseh obratovalnih stanj v omrežju [1], [2].

Poleg modeliranja obstoječih odjemalcev iz podatkov pametnih števec pa je pri analizah prihodnjih scenarijev treba analizirati tudi gospodinjstva z npr. toplotnimi črpalkami, hranilniki energije in električnimi vozili.

Pomembno je tudi natančno modeliranje obnovljivih virov energije. V študiji smo obravnavali samo PV. Eden od možnih scenarijev je tudi povečanje obnovljive energije iz vetrnih elektrarn. Modeliranje vetrnih elektrarn je dosti bolj komplicirano od PV, saj je odvisno od hitrosti vetra, ki je na različnih lokacijah in ob različnih urah drugačen. Osnova za izdelavo takšnih modelov je določanje tipičnih dnevnih diagramov hitrosti vetra z uporabo razvrstilnih algoritmov za časovne serije. Stohastični modeli se nato izdelajo na osnovi ARMA modelov (ang. Autoregressive–Moving–Average model), [11].

4.1.3 Povzetek

Za kakovostno ocenitev maksimalnega deleža obnovljivih virov energije za Slovenijo je treba najprej na podlagi analize velikih količin podatkov določiti:

- optimalne strukture NN omrežij in optimalno število uporabljenih struktur omrežij,
- tipične modele odjemalcev in obnovljivih virov.

Statistične analize HC se nato ocenijo z metodo, predlagano v tej študiji, samo za te vnaprej izbrane modele.

Šele nato lahko kakovostno izdelamo analizo za celotno Slovenijo in predlagamo, katere novodobne tehnologije pametnih omrežij bi najbolj pripomogle k povečanju deleža obnovljivih virov v Sloveniji. V nadaljnjih raziskavah bi bilo smiselno podati tudi predlog, katere novodobne tehnologije pametnih omrežij so najbolj primerne za posamezen tip NN omrežij.

5 PREDLOG SPREMEMBE ZAKONODAJE

Glede na opisano metodologijo predlagamo naslednje spremembe v *Aktu o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje* [22]. Predlagane spremembe v nadaljevanju omogočajo uporabo KPI FHC v reguliranju na podlagi uspešnosti na področju spodbujanja uvajanja pametnih omrežij.

5.1 Spodbujanje naložb v pametna omrežja

Predlagamo, da se 70. člen obstoječega *Akta o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje* [22] dopolni na način, da uvede v reguliranje novo spodbudo na podlagi izbranih KPI-jev. Gre za finančno spodbudo na podlagi učinka projektov, ki se vrednotijo s specifičnimi ΔKPI in so odvisni od uspešnosti izvedbe projekta.

Obstoječa finančna spodbuda, opredeljena v 1. odstavku 70. člena¹, se trenutno dodeljuje kvalificiranim projektom vnaprej (»ex-ante«) in ni povezana z uspešnostjo projektov. Agencija lahko z novo »ex-post« spodbudo popolnoma nadomesti obstoječo ali pa jo uvede kot dodatni stimulativen mehanizem. Dodatno spodbudo na podlagi KPI prizna na podlagi metodologije, ki je za KPI FHC opisana v nadaljevanju.

Spodbuda oziroma finančna nagrada naj bo stimulativen, dejansko metodologijo izračuna finančne nagrade pa določi Agencija.

Shemo spodbud je mogoče razširiti še na nekatere druge KPI, ki jih opredeljuje študija [25].

5.2 Metodologija dodelitve dodatne finančne spodbude na podlagi povečanja FHC

1. Podjetje mora ob prijavi dokazovati potrebo po uvedbi določenega ukrepa. Agenciji mora predložiti dokumentacijo, ki vsebuje:

¹ Enkratna spodbuda v višini treh odstotkov od neodpisane vrednosti sredstva na dan 31. decembra leta, v katerem je bilo sredstvo aktivirano.

- a. opis projekta, časovnica;
- b. analiza začetnega stanja;
- c. izračun FHC – začetno stanje v skladu s standardno metodologijo Agencije in uporabo statističnih metod (metodologija EIMV);
- d. podroben opis predvidenega ukrepa za izboljšanje FHC z uporabo novih tehnologij (pametna omrežja);
- e. podroben opis primerljivega ukrepa za izboljšanje FHC na podlagi klasičnega razvoja omrežja;
- f. rezultate simulacij stanja po izvedbi klasičnega ukrepa in ukrepa pametnih omrežij;
- g. izračun predvidenega KPI FHC, ki se za ukrepe v NN omrežju izračuna samo za zadevno NN omrežje za obe vrsti ukrepov, klasičnega in pametnih omrežij.

Izračun KPI za obe vrsti ukrepov in ΔKPI :

$$KPI_{klasičen\ ukrep} = \frac{FHC_{klasičen\ ukrep} [kW]}{Vrednost\ investicije_{klasičen\ ukrep} [EUR]}$$

$$KPI_{ukrep\ pametnih\ omrežij} = \frac{FHC_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [kW]}{Vrednost\ investicije_{ukrep\ pametnih\ omrežij} [EUR]}$$

$$\Delta KPI = \frac{KPI_{ukrep\ pametnih\ omrežij}}{KPI_{klasičen\ ukrep}}$$

Če je vrednost ΔKPI večja od 1, je investicija v ukrep pametnih omrežij smiselna.

2. Agencija na podlagi informacij iz točke 1. in validaciji izračuna ΔKPI odloči o kvalifikaciji projekta².
3. Po zaključku kvalificiranega projekta podjetje predloži poročilo, ki obsega:
 - a. primerjalna analiza začetnega in doseženega stanja;
 - b. izračun FHC (za ukrepe v NN omrežju samo za zadevni del NN omrežja) - stanje po aktivaciji ukrepa v skladu s standardno metodologijo Agencije in uporabo statističnih metod (metodologija EIMV).
4. Izračun dejanskega ΔKPI .
5. Če je dejanski ΔKPI večji od 1, Agencija prizna dodatno finančno nagrado.

Ker se lahko stanje v omrežju relativno hitro spreminja (novi uporabniki omrežja, nove nepredvidene investicije v omrežje), se utegne zgoditi, da po daljšem času od izvedbe projekta

² Agencija tudi ugotavlja, ali je prijavljena vrednost projekta za rešitev s klasičnimi metodami v okviru pričakovanega zneska, kot je znano za podobne projekte. Če je prijavljena vrednost nerealna, lahko Agencija zavrne dodelitev finančne nagrade prijavitelju projekta.

vrednotenje učinka določenega projekta ne bo več mogoče oziroma ne bo reprezentativno ali celo regularno.

Zaradi tega priporočamo, da se opravi vrednotenje učinka ukrepa najkasneje ob koncu prvega leta po izvedbi projekta.

5.3 Spodbujanje raziskav na področju uvajanja novih tehnologij in storitev

Vrednotenje učinka posameznega ukrepa na KPI FHC oziroma druge KPI je lahko uporabljeno tudi kot eden izmed kriterijev za ocenjevanje celovitosti projektov v fazi kvalifikacije pilotnih projektov v shemo spodbud Agencije s ciljem spodbujanja raziskav na področju pametnih omrežij (po trenutno veljavnem aktu gre za izvedbene spodbude na področju uvajanja dinamičnih omrežninskih tarif – KKT). Npr. dokazovanje doseganja $\Delta KPI > 1$ bi lahko prinašalo točke v sistemu sedanjega točkovanja [22].

Presojajo, ali se naj tako kompleksna metodologija, kot je predlagana metodologija za izračun FHC vključi tudi na področje pilotnih projektov, prepuščamo regulatorju.

ZAKLJUČKI

Regulatorni organi nekaterih držav članic EU že izvajajo izračune za določitev zmožnosti omrežja za priključevanje razpršenih virov. V tej študiji predlagana metoda je bolj napredna od trenutno uporabljenih v EU in temelji na statističnih podatkih o odjemalcih in razpršenih virih, priključenih v omrežje. Na podlagi poznavanja trendov pri priključevanju elektrarn v omrežje lahko te podatke prilagodimo tako, da čim bolj ustrezajo dejanskemu predvidenemu stanju v omrežju.

Metoda omogoča izračun za določitev kazalnika FHC (Feeder Hosting Capacity) oziroma zmožnost priključitve razpršenih virov, ki ga lahko uporabi Agencija neposredno v naslednjem regulatornem obdobju kot merilo zmožnosti priključevanja razpršenih virov v slovenska distribucijska omrežja. Ta podatek je uporaben tako za statistične potrebe na nivoju Slovenije kakor tudi za namene benchmarkinga na nivoju Evropske skupnosti. Najbolj pomembna možnost uporabe pa je v t. i. »output based« regulaciji, ki jo ta metodologija omogoča: metodologija je namreč neposredno uporabna tudi kot merilo za izračun uspešnosti izvedbe ukrepov pametnih omrežij. Hkrati lahko rezultati služijo tudi kot vodilo drugim zakonodajnim organom o zmožnosti priključevanja razpršenih virov za potrebe postavljanja nacionalne strategije na tem področju.

Navedena metodologija je z določenimi modifikacijami uporabna tudi za namene proučevanja zmožnosti priključevanja toplotnih črpalk in električnih avtomobilov v distribucijska omrežja, prav tako pa tudi aktivnih odjemalcev.

LITERATURA

- [1] Grabner M., Z. Bregar, Š. Ivanjko, L. Valenčič: *Nadgradnja analiz SN in NN omrežij s podatki pametnih števecov*, 13. Konferenca SLOKO CIGRE-CIRED, Maribor 2017.
- [2] Grabner M., Z. Bregar, Š. Ivanjko, L. Valenčič: *The Improved Model for the Spatial Load Forecasting of the Slovenian Distribution Network*. CIRED, 24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow 2017.
- [3] Nijhuis M., Gibescu M., Cobben S.: *Clustering of Low Voltage Feeders From a Network Planning Perspective*. 23th International Conference on Electricity Distribution, Lyon 2015.
- [4] Dickert J., M. Domagk, P. Schegner: *Benchmark Low Voltage Distribution Networks Based on Cluster Analysis of Actual Grid Properties*, Institute of Electrical Power Systems and High Voltage Engineering TU Dresden, Dresden, Germany.
- [5] Bertini D., D. Moneta, J. Silva de Assis Carneiro, D. Falabretti, M. Merlo, A. Silvestri: *Hosting Capacity of Italian LV Distribution Networks*. 21th International Conference on Electricity Distribution, Lyon 2015.
- [6] Kolenc M., I. Papič, B. Blažič: *Načrtovanje distribucijskih omrežij z upoštevanjem vpliva razpršenih virov*. 12. Konferenca SLOKO CIGRE-CIRED, Portorož 2015.
- [7] Kolenc M.: *Koordinirana regulacija napetosti v distribucijskih omrežjih z razpršeno proizvodnjo ob različnih kriterijih regulacije jalove moči*. Doktorska disertacija, Univerza v Ljubljani, Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana, 2015.
- [8] Kolenc M., I. Papič, B. Blažič: *Assessment of maximum distributed generation penetration levels in low voltage networks using a probabilistic approach*. Electrical Power and Energy Systems 64 (2015) 505–515.
- [9] Thurner L., A. Scheidler, F. Schafer, J.-H. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke, M. Braun: *pandapower – an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems*. 2017.
- [10] Thurner L., A. Scheidler: *An Open Source Framework for Automated Evaluation of Future Power Systems*. pandapower.
- [11] Chen P.: *Stochastic Modeling and Analysis of Power System with Renewable Generation*. Disertation, Department of Energy Technology Aalborg University, Denmark, January, 2010.
- [12] Antonakopoulos A.: *Investigation of the distribution grid hosting capacity for distributed generation and possible improvements by SmartGrid technologies*. Master Thesis, PSL1226, EEH – Power System Laboratory, ETH Zurich 2016.
- [13] W. McKinney: *pandas: a foundational python library for data analysis and statistic, Python for High Performance and Scientific Computing*. pp. 1-9, 2011.

- [14] Hunter J.D.: *Matplotlib: A 2D graphic environment*. Computing in Science & Engineering, vol. 9, 90 – 95.
- [15] El-Khattam, W., Hegazy, Y.G., Salama, M.M.A.: *Investigating distributed generation systems performance using Monte Carlo simulation*. Power Systems, IEEE Transactions, vol. 21, no. 2, pp. 524- 532, 2006.
- [16] Bollen M.H.J. and F. Hassan *Integration of Distributed Generation in the Power System*, IEEE Press. Wiley, 2011).
- [17] Klonari V., J-F. Toubeau, J. Lobry, F. Vallee: *Estimating the Photovoltaic Hosting Capacity of a Low Voltage Feeder Using Smart Meters' Measurements*, INTECH, <http://www.intechopen.com/books/smart-metering-technologyand-services-inspirations-for-energy-utilities>
- [18] Rylander M.: *Computing Solar PV Hosting Capacity of Distribution Feeders*, IEEE PES, EPRI.
- [19] Bertini D., D. Moneta, S. Carneiro, D. Falabretti, M. Merlo, A. Silvestri: *Hosting Capacity Of Italian LV Distribution Networks*, CIRED, 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt 2011.
- [20] *SIST EN 61000-4-15:2011 - Elektromagnetna združljivost (EMC) - 4-15. del: Preskusne in merilne tehnike - Flikermeter - Specifikacije funkcij in zasnove (IEC 61000-4-15:2010*
- [21] Matvoz D.: *Zmanjševanje kolebanja napetosti s statičnim kompenzatorjem*. Magistrsko delo. Fakulteta za elektrotehniko, Ljubljana, 2004.
- [22] *Akt o metodologiji za določitev regulativnega okvira in metodologiji za obračunavanje omrežnine za elektrooperaterje* (neuradno prečiščeno besedilo št. 2). http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=AKT_944
- [23] Navarro A, Ochoa LF, Randles D. *Monte Carlo-based assessment of PV impacts on real UK low voltage networks*. In: Power and energy society general meeting (PES), 2013 IEEE, 21–25 July 2013. p. 1, 5.
- [24] Dostopno na: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/pr/Stream_E/Session_E2/PR_Aigner.pdf
- [25] *Reguliranje na področju pametnih omrežij: analiza stanja in priprava izhodišč za uvajanje reguliranja*, Elektroinštitut Milan Vidmar, Ljubljana, 2016.