

**UNIVERZITET CRNE GORE
ELEKTROTEHNIČKI FAKULTET**

Spec. Sci. Vladimir Kostić

**POVEZIVANJE TRŽIŠTA ELEKTRIČNE ENERGIJE METODOM
ZASNOVANOM NA TOKOVIMA SNAGA
- Magistarski rad -**

Podgorica, 2017. godine

PODACI I INFORMACIJE O MAGISTRANDU

Ime i prezime

Vladimir Kostić

Datum i mjesto rođenja

07.09.1991. godine, Podgorica

Naziv završenog osnovnog studijskog programa i godina završetka studija

Energetika i automatika, 2014

INFORMACIJE O MAGISTARSKOM RADU

Naziv postdiplomskog studija

Energetika i automatika

Naslov rada

**Povezivanje tržišta električne energije
metodom zasnovanom na tokovima
snaga**

Fakultet/Akademija na kojem je rad odbranjen

Elektrotehnički fakultet, Podgorica

UDK, OČJENA I ODBRANA MAGISTARSKOG RADA

Datum prijave magistarskog rada

08.07.2016.

Datum sjednice Vijeća na kojoj je prihvaćena tema

20.12.2016.

Komisija za ocjenu teme i podobnosti magistranda

**Prof. emeritus Ilija Vujošević
Doc. dr Zoran Miljanić
Prof. dr Vladan Radulović**

Mentor

Doc. dr Zoran Miljanić

Komisija za ocjenu rada

**Prof. emeritus Ilija Vujošević
Doc. dr Zoran Miljanić
Prof. dr Vladan Radulović**

Komisija za odbranu rada

**Prof. emeritus Ilija Vujošević
Doc. dr Zoran Miljanić
Prof. dr Vladan Radulović**

Datum odbrane

____.____.____.

Datum promocije

____.____.____.

PREDGOVOR

Tokom posljednje dvije decenije, u svim zemljama širom Evrope, vlade, regulatori, operatori mreže i operatori tržišta zajednički rade na razvoju rješenja za jedinstveno unutrašnje tržište električne energije kako bi uspostavili optimalan tržišni model koji će osigurati konkurentnost, održivost i efikasno korišćenje postojećih proizvodnih i prenosnih kapaciteta. Glavna motivacija za rad na ovoj temi bila je razumijevanje i davanje doprinosa ovom složenom reformskom procesu čiji će završetak obezbjediti sigurnije snabdjevanje potrošača električnom energijom po fer tržišnoj cijeni i olakšati integraciju obnovljivih izvora.

Fokus u radu je na alternativnoj metodi za proračun slobodnih prenosnih kapaciteta koji sa jedne strane omogućavaju, ali i ograničavaju povezivanje tržišta električne energije. Unaprijeđenjem postojećeg mehanizma proračuna, želi se postići efikasnije iskorišćenje postojećih prenosnih kapaciteta i povećati mogućnost razmjene električne energije, što će dovesti do povećanja sveukupne dobiti i ujednačenja cijena među tržištima.

Metoda za proračun prenosnih kapaciteta, kao i čitav tržišni mehanizam kontinuirano evoluiraju. Stoga, ovom tezom se želi obezbjediti i bolji uvid u funkcionisanje aktuelnog modela jer je njegovo razumjevanje od strane svih subjekata koji se bave elektroenergetskim sektorom ključno, kako bi se zajednički došlo do optimalnog tržišnog mehanizma, koji bi se zatim implementirao i time dovršio dugo vođeni proces formiranja jedinstvenog tržišta.

Autor se zahvaljuje svom mentoru Doc. dr Zoranu Miljaniću na razumjevanju, uloženom vremenu i nesebičnoj pomoći u izradi ove teze.

IZVOD RADA

Povezivanje berzi električne energije trenutno predstavlja jednu od najvažnijih aktivnosti u procesu razvoja i integracije organizovanih evropskih elektroenergetskih tržišta. Ono omogućava efikasnije iskorišćenje elektroenergetske mreže, ujednačenje cijene među povezanim oblastima i maksimizovanje sveukupne dobiti. U ovom radu je istražena alternativna metoda za proračun raspoloživih prenosnih interkonektivnih kapaciteta, jer vrijednost tog kapaciteta predstavlja ulazni podatak za tržišni algoritam i najvažniju informaciju koja definiše stepen povezanosti susjednih berzi.

Akcenat je na poređenju alternativne metode za proračun kapaciteta koja je zasnovana na tokovima snaga (Flow – Based) sa konvencionalnom metodom koja se temelji na usklađenom mrežnom prenosnom kapacitetu. Fokus je takođe i na poboljšanju Flow - Based mehanizma kroz modifikaciju uticajnih veličina. Evaluacija je konceptualna i stoga nije zasnovana na stvarnim podacima, međutim sve analize i komparacije raspoloživih metoda su izvršene na IEEE modelima mreže kako bi se postigla opštost i praktična primjenljivost donesenih zaključaka.

Na praktičnim primjerima, korišćenjem *IEEE 14* i *IEEE 57 bus* sistema pokazano je koliko će i u kojim uslovima korišćenje alternativne metode zasnovane na tokovima snaga omogućiti efikasnije iskorišćenje prenosnog kapaciteta, odnosno povećati mogućnost razmjene energije među tržištima. Identifikovani su parametri koji utiču na tačnost te metode i predloženo je diferenciranje pojedinih na više kategorija što za rezultat ima manju vremenski promjenjivu metodu. Takođe, predloženo je i uvrštavanje korektivnih tokova u osnovnom izrazu, što vodi ka manjim gubicima u tačnosti prilikom pravljenja određenih pretpostavki i prognoza koje su sastavni dio ove metode.

Istraživanjem je pokazano da bi se primjenom alternativne metode dobio jednak ili veći stepen povezanosti organizovanih tržišta u poređenju sa konvencionalnom metodom. Uvažavanje međusobne zavisnosti svih povezanih tržišta smanjuje nesigurnost pri proračunu, dok direktna veza između komercijalne razmjene i fizičkih tokova snaga čini da se proračunata ograničenja po pitanju korišćenja prenosnog kapaciteta u velikom obimu poklapaju sa realnim. Time se povećava sigurnost mreže i omogućava smanjenje neophodnih sigurnosnih margina, što posledično vodi ka efikasnijem iskorišćenju preostalog kapaciteta. Stoga, rad na unaprijeđenju metode za proračun raspoloživih međuzonskih kapaciteta ima tehničku i ekonomsku vrijednost.

Ključne riječi: raspoloživi prenosni kapacitet - povezivanje berzi električne energije – metoda promjene proizvodnje - faktor raspodjele prenosa snage

ABSTRACT

Market coupling is currently one of the most important activities in the process of development and integration of organized European electricity markets. It allows efficient use of the electricity grid, uniform prices among the coupled areas and maximization of the social welfare. This paper deals with an alternative calculation method of available transmission interconnection capacity, because the value of that capacity is the input data for the market algorithm and the most important information that defines the degree of integration of the neighboring bidding areas.

Comparison of the alternative flow – based capacity calculation method with a conventional method based on a coordinated net - transmission capacity is emphasised. The focus is also on improvements regarding the flow – based mechanism through the modification of influential variables. Evaluation is conceptual and therefore not based on actual data, however, all analyzes and comparisons of methods have been carried out on IEEE models to achieve the generality and practical applicability of conclusions.

In practical examples, using IEEE 14 and IEEE 57 bus systems, it is shown how much and under what conditions the use of alternative flow-based methods will allow more efficient utilization of transmission capacity, and increase the energy exchange volume between markets. Parameters that influence the accuracy of this method have been identified and it is proposed to differentiate a certain parameter into several categories, which will result in a lesser time dependent method. Also, it is proposed to include corrective flows in the basic expression, which will lead to smaller losses in accuracy due to certain assumptions and forecasts that are an integral part of this method.

Research shows that using the alternative method would result with an equal or greater extent of market coupling compared to the conventional method. Taking interdependence of all related markets into consideration reduces calculation uncertainties, while the direct connection between commercial exchange and the physical power flow match calculated restrictions, regarding the use of transmission capacity, to a large extent with the real ones. This increases the security of the network and enables the reduction of the required security margins, which leads to more efficient use of the remaining capacity. Therefore, the work on improving the method for calculating the available cross-zonal capacities has a technical and economic value.

Key words: Available Transfer Capacity – Market Coupling – Generation Shift Key – Power Transfer Distribution Factor

SADRŽAJ:

PREDGOVOR.....	1
IZVOD RADA	2
ABSTRACT.....	3
LISTA SKRAĆENICA I AKRONIMA	6
LISTA SLIKA I TABELA.....	7
UVOD.....	9
1 Elektroprenosni sistem i elektroenergetsko tržište	11
1.1 Elektroprenosni sistem i upravljanje zagušenjem	11
1.2 Tržište električne energije.....	14
1.3 Povezivanje dnevnog tržišta električne energije	16
2 Proračun međuzonskih prenosnih kapaciteta kod povezivanja tržišta zasnovanom na neto – prenosnom kapacitetu	21
2.1 Uopšteno o proračunu međuzonskih kapaciteta	21
2.2 Osnovne veličine u metodi zasnovane na neto – prenosnom kapacitetu.....	22
2.3 Postupak sprovođenja metode zasnovane na netoprenosnom kapacitetu.....	23
3 Proračun međuzonskih kapaciteta kod povezivanja tržišta zasnovanom na tokovima snaga	27
3.1 Osnovni model	27
3.2 Kritične grane	30
3.3 Faktor raspodjele prenosa snage	30
3.4 Metoda promjene proizvodnje	34
3.5 Zonalni faktor raspodjele prenosa snage.....	37
3.6 Sigurnosna margina	38
3.7 Finalno podešavanje i korektivne aktivnosti	39
3.8 Preostali raspoloživi kapacitet	40
3.9 Sigurnosni domen metode zasnovane na tokovima snaga	41
4 Proračun međuzonskih kapaciteta na primjeru IEEE 14 i IEEE 57 Bus System-a.....	43
4.1 IEEE 14 Bus System	43
4.2 Proračun raspoloživih kapaciteta nodalnom aproksimacijom tržišne oblasti.....	45
4.2.1 Proračun raspoloživih kapaciteta neto – prenosnom metodom.....	46
4.2.2 Proračun raspoloživih kapaciteta metodom zasnovanom na tokovima snaga	47
4.3 Proračun raspoloživih kapaciteta bez nodalne aproksimacije	49
4.3.1 Proračun raspoloživih kapaciteta neto – prenosnom metodom.....	50
4.3.2 Proračun raspoloživih kapaciteta metodom zasnovanom na tokovima snaga	50
4.4 Proračun raspoloživih kapaciteta na primjeru 57 IEEE bus System-a.....	56
5 Ograničenja metode zasnovane na tokovima snaga	59
5.1 Metoda promjene proizvodnje	59
5.2 Mogućnost unaprijeđenja metode promjene proizvodnje	63

5.2.1 Korišćenje detaljnije GSK metode.....	64
5.2.2 Korišćenje korektivnih tokova	66
5.3 Neintuitivnost	68
6 Zaključak.....	71
7 Literatura:.....	72

LISTA SKRAĆENICA I AKRONIMA

AAC - Iskorišćeni dio prenosnog kapaciteta

ATC - Raspoloživi prenosni kapacitet

CGM – Zajednički model mreže

DACF – Dokument prognoze zagušenja dan unaprijed

D-2CF – Dokument dvodnevne prognoze zagušenja

EES – Elektroenergetski sistem

ENTSO-E – Evropska mreža operatora prenosnih sistema električne energije

FAV - Finalno podešavanje

FBMC – Povezivanje tržišta metodom zasnovanom na tokovima snaga

FRM - Sigurnosna margina

GSK - Metoda promjene proizvodnje

IEEE – Institut inženjera elektrotehnike i elektronike

NTC – Neto prenosni kapacitet

OPS – Operator prenosnog sistema

PTDF – Faktor raspodjele prenosa snage

RAM - Preostali raspoloživi kapacitet

SCADA – Sistem za mjerenje, praćenje i kontrolu industrijskih sistema

TRM - Rezerva pouzdanosti prenosa

TTC - Ukupan prenosni kapacitet

UCTE – Unija za koordinaciju prenosa električne energije

LISTA SLIKA I TABELA

Slika 1.1 Razlika između komercijalnog i fizičkog toka kroz prenosnu mrežu [4].....	12
Slika 1.2 Alternativne opcije metoda za upravljanje zagušenjem	13
Slika 1.3 Elektroenergetsko tržište	15
Slika 1.4 Krive ponude i potražnje u određenom satu za jednu tržišnu oblast [11].....	16
Slika 1.5 Grafička predstava dobiti potrošača i proizvođača	18
Slika 1.6 Povezivanje tržišta pri dovoljno velikom međuzonskom kapacitetu [4].....	18
Slika 1.7 Povezivanje tržišta pre nedovoljno velikom međuzonskom kapacitetu [4]	19
Slika 1.8 Koncept formiranja izvozne neto – krive [15]	19
Slika 1.9 Koncept spajanja tržišta u situacijama kada ne postoji i kada postoji zagušenje [15].....	20
Slika 2.1 Raspored veličina koje definišu prenosni kapacitet u NTC metodi.....	25
Slika 2.2 NTC sigurnosni domen koji određuje moguću razmjenu među tržišnim zonama	25
Slika 3.1 Linearizacija GSK u belgijskom sistemu (Elia)	37
Slika 3.2 Nodalni (lijevo) i zonalni (desno) prikaz sistema od tri tržišne oblasti.....	38
Slika 3.3 Postupak dobijanja preostalog raspoloživog kapaciteta	41
Slika 3.4 Sigurnosni domen FB metode sa svim (lijevo) i sa najstrožijim (desno) ograničenjima	42
Slika 4.1 IEEE Bus Sistem	43
Slika 4.2 IEEE Bus System izdjeljen na tri tržišne oblasti i graf mreže sa vrijednostima induktansi svih prenosnih kapaciteta	44
Slika 4.3 Nodalna aproksimacija tržišnih oblasti sa agregiranim međuzonskim kapacitetima	46
Slika 4.4 Sigurnosni domen i maksimalna dozvoljena razmjena korišćenjem neto - prenosne metode.....	47
Slika 4.5 Sigurnosni domen sa fiksnim vrijednostima neto-prenosnog kapaciteta koristeći NTC metodu	47
Slika 4.6 Sigurnosni domen i maksimalne dozvoljene promjene neto - pozicije korišćenjem metode zasnovane na tokovima snaga	48
Slika 4.7 Graf mreže sa ref. tokovima snage na vodu	49
Slika 4.8 Sigurnosni domen i maksimalna dozvoljena razmjena korišćenjem neto - prenosne metode.....	50
Slika 4.9 Poređenje sigurnosnih domena dobijenih neto - prenosnom metodom	51
Slika 4.10 Graf mreže sa prikazanim (podebljano) kritičnim elementima.....	53
Slika 4.11 Sigurnosni domen korišćenjem metode zasnovane na tokovima snaga	54
Slika 4.12 FB sigurnosni domen korišćenjem samo vodove koji su najviše ugroženi.....	54
Slika 4.13 Ograničenja prenosnih vodova koji nijesu odabrani u grupi kritičnih elemenata ..	55
Slika 4.14 Prikaz ugrožavanja domena internim vodom	56
Slika 4.15 Poređenje sigurnosnih domena dobijenih FB metodom	56
Slika 4.16 (lijevo) IEEE 57 Bus System izdjeljen na tri tržišne oblasti.....	57
Slika 4.17 Sigurnosni domen i maksimalna dozvoljena razmjena korišćenjem NTC metode .	57
Slika 4.18 NTC domen sa fiksnim vrijednostima raspoloživog prenosnog kapaciteta	58
Slika 4.19 Sigurnosni domen dobijen metodom zasnovanom na tokovima snaga u poređenju sa sigurnosnim domenom dobijen neto – prenosnom metodom.....	58

Slika 5.1 Različiti faktori raspodjele pranosu snage u zavisnosti od odabrane GSK strategije	60
Slika 5.2 Prikaz potencijalne realne situacije u mreži, označene tačkom koja, iako se nalazi van sigurnosnog domena, ne ugrožava sigurnost mreže	61
Slika 5.3 Prikaz potencijalne realne situacije u sistemu, označene crnom tačkom, koja je u ovom slučaju obuhvaćena sigurnosnim domenom koji je dobijen koristeći proporcionalnu metodu promjene proizvodnje	62
Slika 5.4 Prikaz potencijalne realne situacije u mreži, označene tačkom koja, iako se nalazi unutar sigurnosnog domena, ugrožava sigurnost mreže	62
Slika 5.5 Novi postupak dobijanja preostalog raspoloživog kapaciteta koristeći korektivni tok	68
Slika 5.6 Ilustracija FB domena i neituitivnog rješenja (crna tačka)	69
Slika 5.7 Ilustracija neituitivnog rješenja (lijevo) i intuitivnog ograničenja (desno)	70
Tabela 4.1 Parametri prenosnih vodova IEEE Bus System-a	44
Tabela 4.2 Parametri transformatora IEEE Bus System-a.....	44
Tabela 4.3 Podaci o trenutnoj snazi proizvodnih jedinica i potrošača u osnovnom modelu ..	44

UVOD

Liberalizacija elektroenergetskog sektora i razvoj tržišta su značajno uvećali obim trgovine električne energije u Evropi i promovisali osnivanje organizovanih tržišta električne energije u svakoj zemlji, gdje je omogućena trgovina nezavisno za svaki sat susretanjem ponude i potražnje. Takvo tržište je brzo zaživjelo, prvenstveno kod trgovaca električnom energijom, a zatim i kod proizvođača i velikih potrošača koji su do tada svoje potrebe uglavnom zatvarali bilateralnim putem.

Naredni korak u razvoju tržišta se odnosio na povezivanje nacionalnih berzi električne energije sa ciljem povećanja obima trgovine, kako bi se prevazišla nedovoljna likvidnost pojedinih berzi i uvećala sveukupna dobit. Takođe, cilj je formirati jedinstveno evropsko tržište za kratkoročnu trgovinu električnom energijom koje će imati što je više moguće sličnu cijenu u svakom njenom dijelu. Aktivnosti na povezivanju tržišta ubrzo su postale prioritet energetske politike u Evropskoj uniji. Proces povezivanja dan - unaprijed tržišta je započeo 2006. godine i do danas (2017) dvadeset tri zemlje su međusobno povezane.

Ono što definiše stepen povezanosti susjednih berzi električne energije jeste dnevni međuzonski kapacitet prenosnih vodova. Obračun i alociranje tog kapaciteta jedan je od osnovnih zadataka operatora prenosnog sistema (OPS) na tržištu električne energije. OPS time omogućava učesnicima na tržištu da izvoze i uvoze električnu energiju na veleprodajnom nivou čime baštine beneficije liberalizacije i omogućavaju efikasno snabdijevanje svakog potrošača u evropskim zemljama, bez obzira na varijacije u nacionalnoj ponudi i potražnji.

Uvećan obim dnevne trgovine je, međutim, počeo da iziskuje sve više dnevnog prenosnog kapaciteta koji je danas prepoznat kao glavno ograničenje tržišnih aktivnosti i razmjene energije između zemalja. Sa druge strane, stvarna raspodjela kapaciteta je u prosijeku znatno ispod dozvoljene vrijednosti [1], tj. prekogranična prenosna infrastruktura je u većini zemalja Evrope nedovoljno iskorišćena, iako je potražnja za njima velika. Kao osnovni uzrok su uočene velike vrijednosti sigurnosnih margina koje se koriste kako bi se, usled nedovoljno dobre metodologije, izbjegla zagušenja i osigurala sigurnost sistema.

Usled takvog stanja, operatori sistema konsultuju nove metodologije i razvijaju efikasnije i transparentnije mehanizme za proračun raspoloživih kapaciteta, uz uslov da, usled ograničenog broja interkonektivnih dalekovoda, rad njihove prenosne mreže ne bude ni na koji način ugrožen. Postoji više metoda za proračun raspoloživih dnevnih kapaciteta za međuzonsku trgovinu energijom. Odluka koju će operatori koristiti, najviše zavisi od karakteristika njihovog sistema, koliko su dobro upoznati sa pojedinim metodama i koliko je razvijena koordinacija između njih i susjedih operatora.

Metoda koja je u Evropi najzastupljenija za proračun raspoloživih međuzonskih kapaciteta, kako dugoročnih (godišnjih, mjesečnih), tako i dnevnih, je zasnovana na koordinisanom neto prenosnom kapacitetu (NTC metoda) čija su rješenja daleko od optimalnih i često rezultuju sa podopterećenim prenosnim vodovima. Međutim, usled dobrog poznavanja metode od strane evropskih operatora sistema, koji je smatraju najpouzdanijom kada je sigurnost mreže u pitanju, odlučeno je da se projekat povezivanja berzi upravo oslanja na raspoložive kapacitete proračunate ovom metodom. S obzirom da su nedostaci NTC metode u pogledu neefikasnog iskorišćenja postojećih međuzonskih vodova, usled intenzivnije trgovine i sve češćih komercijalnih zagušenja između zona, postajali izraženiji, razvoj poboljšanih metoda za proračun kapaciteta je bio neophodan.

Osim određenih poboljšanja postojeće metode na individualnom nivou, neke zemlje su se okrenule alternativnoj metodi zasnovanoj na tokovima snaga (Flow - Based metoda). Osnovna karakteristika ove metode je da se za proračun, osim informacije o fizičkom kapacitetu, pruža i informacija o fizičkim tokovima snaga na svim ključnim mrežnim elementima tzv. kritičnim granama.

Iako je nova metoda pružila određena poboljšanja u odnosu na konvencionalnu, i sama sadrži nedostatke uzrokovane velikim brojem prognoza i pretpostavki, što za posledicu ima da danas najveći broj evropskih zemalja i dalje povezivanje tržišta vrši koristeći NTC metodu. Osim nedostataka koje posjeduje, razlog za neprimjenjivanje alternativne je i nedovoljno poznavanje iste, usled čega se operatori rađe odlučuju za poznatiju i dobro izučenu, ne želeći da rizikuju sigurnost mreže, pa i po cijenu niže efikasnosti. Takođe, da bi se implementirala nova metoda neophodno je da koordinacija među operatorima bude na veoma visokom nivou, kao i koordinacija između operatora i berze električne energije jer su algoritmi za povezivanje tržišta i algoritmi za proračun dnevnog raspoloživog kapaciteta spregnuti.

Stoga, u radu će akcent biti stavljen na evaluaciji alternativne Flow – Based metode, gdje će se kroz pet poglavlja izvršiti njena elaboracija, poređenje sa konvencionalnom metodom i unaprijeđenje, što će doprinjeti još preciznijem proračunu i efikasnijem iskorišćenju mrežnih kapaciteta.

U Uvodu je obrazloženo zbog čega su prenosni kapaciteti vrlo bitna karika u funkcionisanju i razvoju evropskih tržišta električne energije i kako će rad biti koncipiran.

U prvom poglavlju su definisani i pojašnjeni pojmovi vezani za elektroprenosni sistem, upravljanje zagušenjima, međuzonsku trgovinu električnom energijom i organizovano tržište električne energije. Opisano je zbog čega i na koji način se vrše povezivanje berzi električne energije u Evropi, kakvi se benefiti ostvaruju i koja su ograničenja kod tog postupka.

U drugom poglavlju se detaljno opisuje metoda zasnovana na neto prenosnom kapacitetu. Pažnja je posvećena teoretskom objašnjenju svih osnovnih veličina koje figurišu u metodama, njihovi međusobni odnosi, i važnost istih na tačnost same metode. Zatim je obrađen postupak sprovođenja ove metode, kao i koje su postojeće varijacije i alternative.

U trećem poglavlju je, kao i u prethodnom, pažnja posvećena na teoretskom objašnjenju osnovnih veličina, ali u ovom djelu, metode zasnovane na tokovima snaga. Pojedinačno se, u potpoglavljima, obradila svaka veličina koja učesvuje u ovom mehanizmu za proračun raspoloživih prenosnih kapaciteta. Detaljno su izvedeni i objašnjeni svi izrazi pomoću kojih se definiše FB sigurnosni domen koji zatim određuje fizička ograničenja prenosa pojedinačnih vodova.

U četvrtom poglavlju ove teze su iskorišćeni teoretski IEEE modeli mreže, kako bi se na njima demonstrirao proračun dnevnih raspoloživih kapaciteta za potrebe dan – unaprijed tržišta koristeći obje metode. Proračun je izveden na pojednostavljenom i cjelokupnom modelu, a zatim su se dobijeni sigurnosni domeni uporedili, što je izdvojilo jednu metodu kao napredniju i pokazalo sve njene prednosti u odnosu na drugu.

U posljednjem, osmom, poglavlju ovog rada je pažnja posvećena glavnim nedostacima metode zasnovane na tokovima snaga. Kao glavne mane su se prepoznale metoda za promjenu proizvodnje i neintuitivnost ove metode. U nastavku ovog poglavlja su dati predlozi za poboljšanje načina za njihovo izračunavanje, kao i kako bi se ta poboljšanja mogla implementirati u postojeće izraze kojima se opisuje metoda zasnovana na tokovima snaga.

U zaključku su ukratko iznešeni rezultati dokazani kroz konkretnu implementaciju, i istaknute prednosti i mane obje metode kao i mogućnosti unaprijeđenja.

U literaturi su navedeni svi radovi iskorišćeni kao polazne osnove za rad na ovoj temi.

1 Elektroprenosni sistem i elektroenergetsko tržište

1.1 Elektroprenosni sistem i upravljanje zagušenjem

Elektroenergetski sistem (EES) predstavlja tehnički sistem za proizvodnju, prenos, distribuciju i potrošnju električne energije. Zadatak EES-a je da obezbijedi zahtijevanu isporuku električne energije potrošačima, uz propisani kvalitet, neophodne nivoe sigurnosti i pouzdanosti isporuke i to na najekonomičniji način [2].

Podsistem prenosa povezuje izvore i udaljena potrošačka područja i vrši prenošenje električne energije putem visokonaponskog prenosnog sistema od proizvodnih objekata do distributivnog sistema, ili do instalacija krajnjih kupaca koji su direktno priključeni na prenosni sistem (direktni potrošači), ili do drugog prenosnog sistema [2].

Operator prenosnog sistema (OPS) je odgovoran za bezbjednu eksploataciju mreže, što podrazumjeva balansiranje sistema i onemogućavanje preopterećenja mreže. Na elektroenergetskom tržištu, operator sistema mora obezbijediti da tržišni ishodi budu u skladu sa mrežnim mogućnostima.

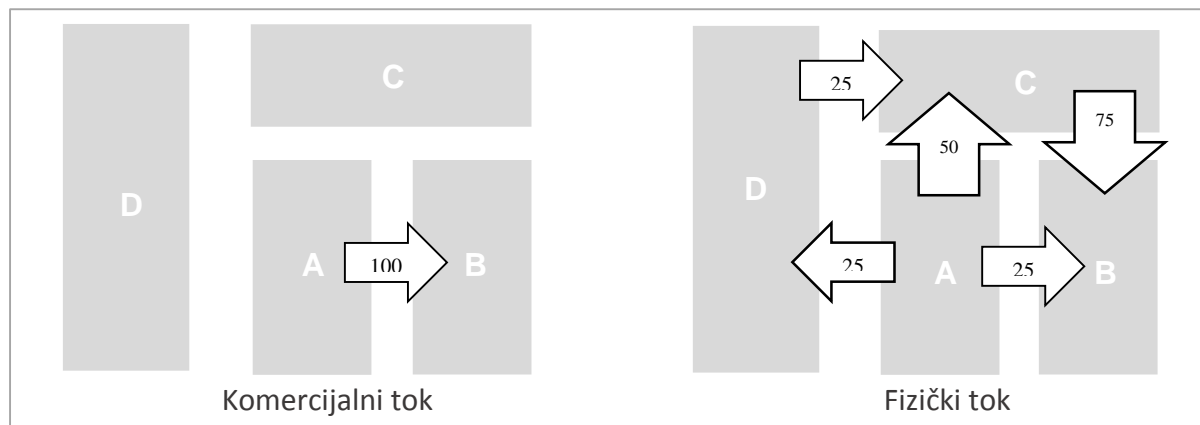
Prenosni vodovi koji povezuju sisteme između dvije susjedne države nazivaju se prekogranični vodovi ili interkonektori. Oni omogućavaju, ali i ograničavaju prekograničnu razmjenu električne energije. Za razliku od prekograničnih vodova, međuzonski vodovi povezuju tržišne zone, odnosno oblasti unutar kojih nema pojave komercijalnog zagušenja i u kojima se formira jedinstvena cijena na organizovanom spot tržištu (stoga se još i nazivaju cjenovnom zonom). Iako se tržišne zone obično poklapaju sa administrativnim granicama država, kada se i međuzonski vodovi poistovjećuju sa prekograničnim, postoje izuzeci kao što je slučaj kod Njemačke i Austrije koje čine jednu tržišnu zonu, ili kod Italije, Švedske i Norveške unutar kojih ima više tržišnih zona.

Fizički kapacitet međuzonskog voda nije direktno i međuzonski komercijalni prenosni kapacitet između dvije oblasti, jer fizički tokovi električne energije između proizvođača i potrošača ne prate njihove komercijalne tokove već se šire kroz mrežu prema fizičkim zakonima. Ovo implicira da potrošač ne dobija direktno električnu energiju koja je proizvedena kod proizvođača od koga ju je otkupio, već to može biti bilo koji drugi proizvođač. Takođe, ukoliko između dva čvora, koji razmjenjuju energiju, postoji dva ili više puteva javiče se paralelni tokovi, dok su komercijalne transakcije sa druge strane opisane jedinstvenom putanjom.

Slika 1.1 ilustruje tok električne energije između tržišnih oblasti. Ukoliko se još jedan tok (kao posledica dodatne trgovine) superponira sa već postojećim, to će imati posledice na sve fizičke tokove u tom sistemu, jer se dodati tok takođe rasprostire preko svih mogućih paralelnih puteva, utičući na onaj koji je već bio prisutan. Dakle tok snage u jednoj oblasti će uticati na postojeće, u toj, ali i u drugim oblastima zauzimajući određeni dio kapaciteta međuzonskih vodova. Posledično, tokovi na svim vodovima su pod uticajem trgovine u svim tržišnim oblastima, što čini proračun međuzonskog prenosnog kapaciteta za komercijalne tokove dosta kompleksnim [3].

Kada postojeća prenosna mreža ne može da zadovolji sve zahtjeve za transakcijama električne energije u određenom režimu rada takva pojava se naziva zagušenje. I dok se u operativnom smislu zagušenje odnosi na stanje nezadovoljenosti određenih sigurnosnih

kriterijuma (npr. N-1), u tržišnom smislu zagušenje se definiše kao pojava kada postoji zahtjev za više prenosnog kapaciteta nego što je ponuđeno na aukciji [4].



Slika 1.1 Razlika između komercijalnog i fizičkog toka kroz prenosnu mrežu [3]

Kako bi se sprovela međuzonska trgovina ili povezivanje tržišta bez bojazni od preopterećenja mreže, neophodno je upravljati zagušenjem. Upravljanje zagušenjem obuhvata sve aktivnosti koje imaju za cilj da se postigne najisplativiji dispečing snage uzimajući u obzir sva mrežna ograničenja. Ove aktivnosti treba da spriječe situacije kada snabdijevanje električnom energijom prevazilazi kapacitete mreže. Kako bi se efikasno upravljalo ponudom i potražnjom bez preopterećenja regionalnih i internacionalnih vodova metode upravljanja zagušenjem se implementiraju kroz tržišni mehanizam i tržišna pravila [5].

Za trgovinu unutar zone (interna trgovina) mrežna ograničenja su manje obavezujuća i obično se ne razmatraju. Interno tržište se smatra da je zona bez zagušenja, odnosno da mreža ima dovoljno kapaciteta da omogući sve interne transakcije bez uvođenja ograničenja. U situacijama kada bi se moglo pojaviti preopterećenje na nekom od internih vodova, operator sistema može spriječiti zagušenje redispečingom proizvodnje. Ovo se naziva pasivno upravljanje zagušenjem [6].

U procesu razvoja elektroenergetskih tržišta usmjerenog ka njihovom međusobnom povezivanju sa ciljem formiranja jedinstvenog evropskog tržišta, akcenat je upravo stavljen na upravljanje zagušenjima i razvoju međuzonske interkonekcije, odnosno na prenosne vodove koji povezuju elektroenergetska tržišta. Akcenat je stavljen još od EU Uredbe 1228/2003 (kasnije zamjenjena Uredbom 714/2009), koja se odnosi na pristup mreži za međuzonsku trgovinu gdje je utvrđeno korišćenje nediskriminatornih tržišno - orjentisanih rješenja koja trebaju dati ekonomski signal tržišnim učesnicima i operatoru prenosnog sistema koji su uključeni. To je vodilo do konstantnog razvoja metoda upravljanja zagušenjem [4].

Alternative upravljanja zagušenjem u Evropi proističu iz tri osnovna izbora, prikazana na Slici 1.2 koji se odnose na [7]:

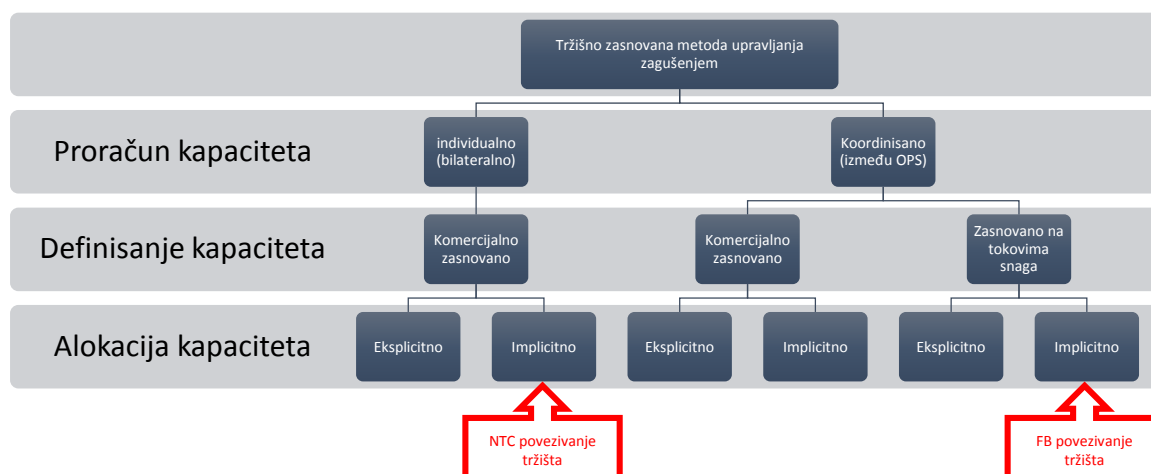
- način na koji se determiniše prenosni kapacitet raspoloživ za tržište,
- metoda koja se koristi za proračun vrijednosti raspoloživog međuzonskog kapaciteta i
- način na koji se vrši alokacija.

Određivanje međuzonskog kapaciteta raspoloživog za tržište se trenutno u najvećem dijelu Evrope determiniše na individualnoj (bilateralnoj) osnovi. Operator prenosnog sistema simulira razmjenu između dvije oblasti povećavajući proizvodnju u jednoj, i smanjujući odgovarajuće injektiranje snage u drugoj. Svaki operator prenosnog sistema koristi svoje

pretpostavke i metodologije, a raspoloživi kapacitet se određuje nezavisno po granicama, ne uzimajući u obzir uticaj koji definisanje raspoloživog kapaciteta na jednoj granici može imati na određivanje raspoloživog kapaciteta na drugim. Ukoliko vrijednosti između operatora sistema na zajedničkoj granici odstupaju, uobičajeno se uzima niža dobijena vrijednost.

Povećan nivo koordinacije između operatora u postupku utvrđivanja kapaciteta je neophodan kako bi se došlo do više tačnih rezultata. Štaviše, visok nivo koordinacije je važan preduslov za uvođenje alternativnih metoda za upravljanje zagušenjima kao što je slučaj sa metodama zasnovanim na tokovima snaga.

Alokacija prenosnog kapaciteta za tržište se trenutno zasniva na komercijalno raspoloživom kapacitetu. Odnosno, dok je dovoljno kapaciteta dostupno na komercijalnom putu predložene transakcije, ponuda će biti prihvaćena. Stvarni fizički tokovi koji proističu iz komercijalne transakcije nijesu uzeti u obzir. U stvarnosti, međutim, svaka transakcija se fizički prostire preko cijele mreže, usled čega je preporučeno da se alternativnim metodama kombinuju komercijalne transakcije sa fizičkom realnošću koristeći faktore raspodjele prenosa snage (PTDF) koji izražavaju odnos između komercijalne transakcije i rezultujućih fizičkih tokova na mreži. Optimalna upotreba mreže (sa ciljem dobijanja najveće sveukupne dobiti), u smislu dozvoljenih transakcija, može se zatim izračunati dok se u obzir uzimaju, zajednički definisana, tehnička ograničenja.



Slika 1.2 Alternativne opcije metoda za upravljanje zagušenjem

Poslednji izbor se odnosi na način na koji se međuzonski kapacitet alokira na tržištu, što predstavlja veoma važan aspekt upravljanja zagušenjem. Za razliku od redišpećinga proizvodnje koji spada u pasivno upravljanje zagušenjem, alokacija kapaciteta je mnogo efikasniji način da se aktivno inkorporiraju ograničenja mreže u procesu međuzonske trgovine i povezivanja spot tržišta.

Prvi i jednostavniji koncept koji se javio jeste alokacija međuzonskih kapaciteta na eksplicitnim aukcijama. Kod eksplicitne alokacije se razdvaja tržište električne energije i tržište prenosnih kapaciteta. Tržišni učesnici unaprijed kupuju prenosne kapacitete kako bi se mogle realizovati previđene energetske transakcije. Kapacitet se izdjeljeno dobija kroz godišnje, mjesečne i dnevne aukcije. Mana ovakvog pristupa je što se tokom učestvovanja na aukcijama za kapacitete ne posjeduje nikakva informacija o cijenama električne energije. Ovaj nedostatak informacije može rezultovati neefikasnim korišćenjem međuzonskih kapaciteta,

nižom sveukupnom dobiti, velikom razlikom među cijenama na susjednim tržištima i suprotnim tokovima.

Alternativa eksplicitnim aukcijama predstavlja implicitna dodjelu kapaciteta. Kod implicitne alokacije, učesnici ne kupuju prenosne kapacitete unaprijed. Aukcija za prenosni kapacitet je već uključena (implicitno) u aukcijama za električnu energiju na spot tržištu i raspoloživi kapaciteti se automatski koriste (dodjeljen implicitno) kako bi se izvršile najisplativije ponude na berzi. Kod implicitnih aukcija, dnevni kapaciteti se koriste da integrišu spot tržišta u cilju maksimizacije sveukupne dobiti u svim povezanim tržištima. Tok snage nastao kao posledica dnevne trgovine se na međuzonskim vodovima dobija na osnovu cijena u tim povezanim tržištima i to uvijek tako da tok bude u smjeru od tržišta sa nižom ka tržištu sa većom cijenom, čime je konvergencija cijena uvijek obezbjeđena. Kako je kod implicitnih aukcija prenosni kapacitet između zona uključen u tržišni mehanizam zajedno sa ponudama za kupovinu i prodaju, time rezultujuće cijene u zonama pored cijene energije u sebi uključuju i troškove zagašenja [8].

1.2 Tržište električne energije

Tržište je mehanizam koji omogućava kupcima i prodavcima da se u međusobnoj interakciji dogovore o određenoj transakciji. Tržište električne energije se razlikuje od ostalih jer električna energija ima osobenosti koje značajno utiču na funkcionisanje tog tržišta. Specifičnost se ogleda u tome što se u svakom trenutku mora osigurati balans proizvodnje i potrošnje energije, bez obzira na cijenu, kako bi se osigurala stabilnost sistema. Takođe, nemoguće ju je uskaditi pa potražnja za električnom energijom kontinuirano fluktuiraju.

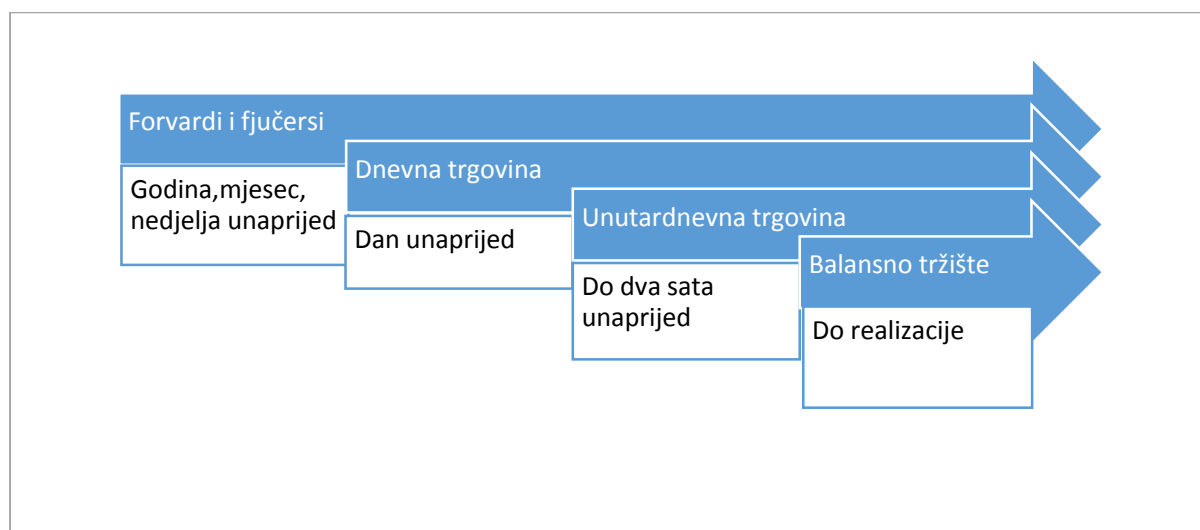
Do prije dvadesetak godina na tržištu električne energije postojao je monopol. Zbog specifičnosti električne energije i tehnoloških ograničenja za njenu proizvodnju monopol se smatrao optimalnim rješenjem za snabdijevanje električnom energijom krajnjih korisnika. Tada su sve nacionalne privrede organizovale svoj elektroenergetski sektor u okviru jedne kompanije, koja se bavila proizvodnjom, prenosom, distribucijom i snabdijevanjem električnom energijom svih korisnika. Posljedica monopola u elektroenergetskom sektoru bila je nerealna cijena električne energije koju je plaćao krajnji kupac. Nedostaci starog regulatornog okvira, kao što su skupe greške planiranja, dovele su do viška proizvodnih kapaciteta u mnogim zemljama. Zbog toga, jedan od ciljeva uvođenja konkurencije u elektroenergetskom sektoru je da se izvrši pritisak u cilju efikasnijeg snabdjevanja električnom energijom i da se obezbijedi da cijene električne energije budu na bazi troškova proizvodnje, ali i u zavisnosti od ponude i potražnje [9].

Kao zamjena neefikasnom monopolu javlja se uspostavljanje konkurentnog tržišta električne energije. Konkurencija na elektroenergetskom tržištu osigurava postizanje realnih cijena, odnosno daje mogućnost krajnjem kupcu da bira snabdjevača od kojeg će kupovati električnu energiju po realnoj cijeni. Uvođenje konkurencije na tržište je dio složenog reformskog procesa elektroenergetskog sektora. Ovaj proces se počeo dešavati pomjeranjem infrastrukturnih industrija od centralizovanih organizacija u državnom vlasništvu, ka deregulisanim, restrukturiranim i tržišno orijentisanim strukturama. Liberalizacija u mnogim evropskim tržištima električne energije je dovela do fundamentalne reforme u cilju sprovođenja konkurentnosti u elektroenergetskom sektoru i povećanja efikasnosti u industriji, i do uvođenja tržišno zasnovane cijene električne energije [10].

Elektroenergetsko tržište može biti bilateralno ili organizovano. Bilateralno tržište električne energije podrazumjeva tržišni mehanizam koji se zasniva na bilateralnim ugovorima između učesnika na tržištu. Pregovori se vrše direktno između uključenih strana ili preko brokerskih platformi, ugovori nijesu regulisani, a detalji koji se tiču cijene, uslova isporuke i dr. su poznati samo potpisnicima. Vremenski opseg koji se može trgovati bilateralnim ugovorima je u dijapazonu od jednog sata do nekoliko godina.

Nasuprot bilateralnom tržištu, došlo je do formiranja organizovanog tržišta električne energije koje predstavlja tržišni mehanizam gdje su procedura trgovanja i uslovi za rad uspostavljeni tržišnim pravilima. Trgovina se obavlja ili putem aukcija ili kontinualno, gdje se dostavljaju ponude za kupovinu i prodaju. Učešće može biti dobrovoljno ili obavezno u zavisnosti od regulatornog okvira. Dostavljanje ponuda je anonimno, a produkt su jedinstvene transparentne cijene formirane na principima ponude i potražnje [11].

Organizovano tržište se sastoji od dugoročnog fizičkog ili finansijskog tržišta gdje se trguje na nedeljnom, mjesečnom, kvartalnom i godišnjem nivou, i od kratkoročnog fizičkog tržišta, gdje se trguje na satnom nivou. Prema vremenskom periodu, Slika 1.3, u kojem se energija trguje, kratkoročno fizičko tržište je podjeljeno na dnevno, unutar dnevno i balansno.

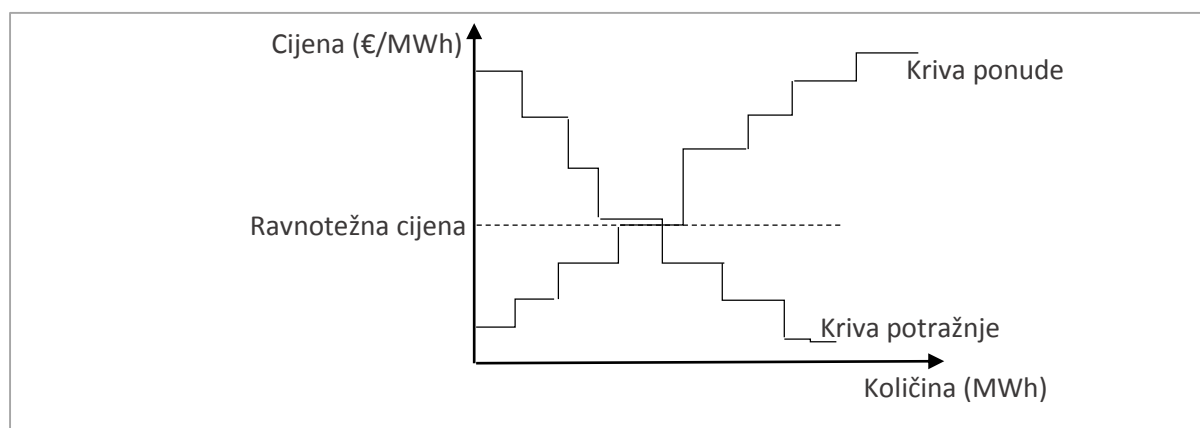


Slika 1.3 Elektroenergetsko tržište

Fizičko spot tržište električne energije predstavlja organizovano tržište gdje se vrši konkurentna veleprodajna trgovina za jedan dan unaprijed ili unutar dana. Učešće je dobrovoljno, a učesnici mogu biti proizvođači, snabdijevači, trgovci i kvalifikovani potrošači koji podnose ponude za kupovinu ili prodaju električne energije. Spot tržišta ili berze električne energije predstavljaju čisto energetska tržišta jer ne uzimaju u obzir druge tehničke aspekte kao npr. prenosna ograničenja i raspoloživost proizvodnih jedinica.

Dugoročno tržište električne energije se sastoji od fizičkog tržišta (forvardi) ili finansijskih derivata (fjučersi, opcije...) kojima se trguje za određeni vremenski period u budućnosti (mjesec, kvartal, godina). Na ovom tržištu promjene cijena su mnogo manje nego na kratkoročnom jer su raspoloživost elektrana, količina potražnje i vremenske prilike još uvijek nepoznate. Finansijsko tržište omogućava učesnicima da upravljaju rizikom i da se zaštite od nestabilnosti cijena na fizičkom tržištu, tako što će napraviti ugovore i fiksirati cijenu za kupovinu ili prodaju električne energije nedjeljama, mjesecima, kvartalima, sezonama ili čak godinama unaprijed [12].

Na dan - unaprijed tržištu električne energije, učesnici šalju ponude za energiju koju mogu plasirati ili kupiti u određenom satu narednog dana. Platforma za razmjenu energije prikuplja ove ponude za određenu grupu tržišnih učesnika. Svaka berza električne energije prikuplja ponude samo od učesnika iz svoje tržišne oblasti ili cjenovne zone, koja se obično poklapa sa državnim granicama. Ono što je specifično za dnevno tržište jeste da u vrijeme kada se ponude dostavljaju, stvarna električna potrošnja, ali i proizvodnja su i dalje nepoznati. Ponuda na dnevnom tržištu se sastoji od količine, cijene i vremenskog perioda na koji se ponuda odnosi. Individualne ponude tržišnih učesnika se kombinuju stvarajući krive ponude i potražnje, što prikazuje Slika 1.4. Cijena koja se dobija na presjeku ove dvije krive se naziva ravnotežna cijena. Količina energije koja se dobija na presjeku ove dvije krive odgovara količini energije koja je trgovana između tržišnih učesnika [10].



Slika 1.4 Krive ponude i potražnje u određenom satu za jednu tržišnu oblast [10]

Ukoliko prognoza potražnje i proizvodnja iz obnovljivih izvora, koja se plasirala na dnevnom tržištu nije potpuno tačna, javiće se razlika u snabdjevanju i potrošnji tj. debalans. Tokom dana (nakon što se završi trgovina na dnevnom tržištu) postoji i dalje mogućnost da se trguje električnom energijom, na tzv. unutar-dnevnom tržištu. Sve do dva sata prije vremena isporuke mogu se vršiti transakcije.

Ukoliko nakon zatvaranja i unutar-dnevnog tržišta postoji debalans, tijelo koje je zduženo za izbalansiranost sistema, Operator prenosnog sistema (OPS), rješava se debalansa na balansnom tržištu. Tržišni učesnici mogu ponuditi da smanje ili povećaju njihovu proizvodnju ili potrošnju na tom tržištu, što se zove kapacitet rezerve. Cijena za koju tržišni učesnici žele da povećaju ili smanje proizvodnju odnosno potrošnju je OPS-u poznata unaprijed. Obračun debalansa strani koja ga je izazvala biće proračunata na osnovu cijene ponuđene na ovom tržištu [13].

1.3 Povezivanje dnevnog tržišta električne energije

Velike razlike u cijenama električne energije na tržištima u Evropi i težnja za njihovom integracijom dovela je do ideje povezivanja berzi električne energije. Povezivanje predstavlja agregiranje ponuda za kupovinu i prodaju sa svih povezanih tržišta kako bi se izvršilo uparivanje najisplativijih transakcija. Ponude za prodaju sa nižim cijenama se uparuju sa skupljim ponudama za kupovinu iskorišćavajući višak učesnika na pojedinim berzama. Time

se omogućava da jeftinije proizvedena električna energija na jednom tržištu zadovoljava potražnju i smanjuje cijenu na drugom. Osim toga vrši se i implicitna alokacija međuzonskih raspoloživih prenosnih kapaciteta. Kao posljedica ovih aktivnosti dolazi do ujednačavanja cijena među tržištima i maksimizacije sveukupne dobiti [14].

Prepuštanje zadatka alociranja dnevnog interkonektivnog kapaciteta tržišnim učesnicima (eksplicitna aukcija), ponekad ne vodi ka optimalnim (ili čak dobrim) alokacionim odlukama. Razlog je nesigurnost u prognoziranju cijena električne energije koje su po prirodi veoma promjenjive, a time i razlike cijena među tržištima. Učesnici moraju konstantno vršiti prognozu razlike među cijenama, kako bi procijenili vrijednost međuzonskih kapaciteta između tih tržišnih oblasti, koje zatim moraju tražiti na aukcijama koje su nekoliko sati prije aukcija na berzama električne energije [3]. Kako bi se unaprijedio mehanizam, alociranje se vrši implicitno, u sklopu aukcija za energiju na povezanim tržištima. Implicitne aukcije nude određene prednosti koje promovišu razvoj i nesmetano funkcionisanje tržišta. Od učesnika na tržištu se ne zahtjeva da zakupe prenosni kapacitet, bez informacija o njegovoj tržišnoj vrijednosti čime se vrši poboljšanje efektivnog korišćenja dnevnih prekograničnih kapaciteta između različitih oblasti. Ovo omogućava da se značajno smanji izloženost riziku čime se olakšava tržišnim učesnicima da ostvare korist od pristupa prekograničnoj mreži. Time trgovina električnom energijom postaje manje kompleksna, pomenute neefikasnosti su izbjegnute i prenosni kapacitet se koristi ekonomičnije. Tržišna vrijednost prava prenosa je jednaka razlici u cijenama između oblasti. Stoga se prihod operatoru prenosnog sistema javlja samo kada postoji zagušenje u prenosnoj mreži [15].

Povezivanje tržišta se može formulisati kao optimizacioni problem. U tom slučaju cilj je da se maksimizuje sveukupna dobit. Razlika između ravnotežne cijene i minimalne cijene po kojoj proizvođač hoće da proda energiju pomnoženo sa količinom zove se proizvođačka dobit, dok razlika između maksimalne cijene koju ponudi potrošač i ravnotežne cijene pomnožene sa količinom se naziva potrošačka dobit. Slika 1.5 prikazuje oblasti proizvođačke i potrošačke dobiti. Suma cijene zagušenja, dobiti proizvođača i potrošača daje tzv. sveukupnu dobit.

Povezivanjem tržišta se zapravo maksimizuje sveukupna dobit spajanjem ponude i potražnje iz različitih oblasti. Problem matematički može biti prikazan jednačinom 1.1 [3].

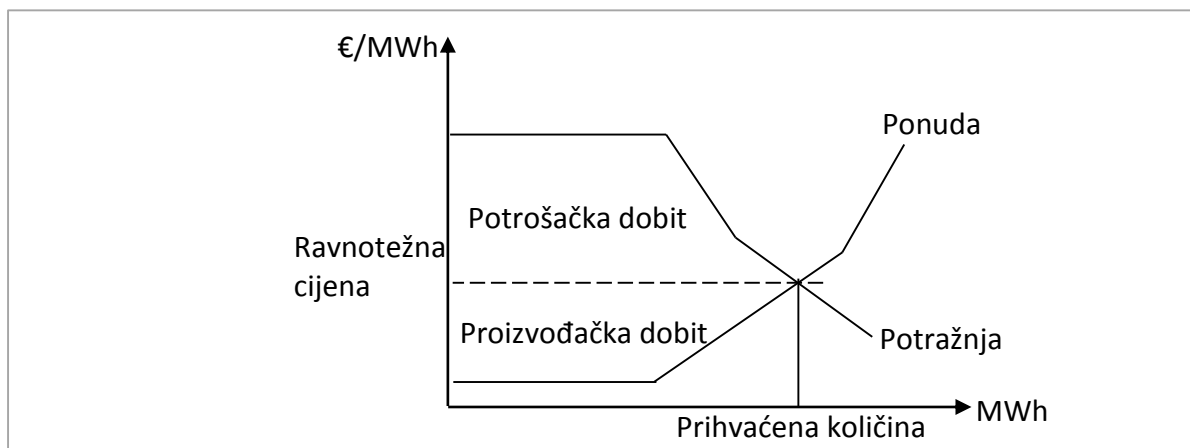
$$\max \sum_{z \in Z} \left[\sum_{i \in I_z} k_i C_i - \sum_{j \in J_z} k_j C_j \right] \quad (1.1)$$

$z \in Z$ – tržišne oblasti koje se razmatraju, $i \in I_z$ – ponude za kupovinu u zoni z , $j \in J_z$ – ponude za prodaju u zoni z , $C_{i,j}$ – odgovarajuće cijene, $k_{i,j}$ – količina prihvaćenih ponuda

Rješenje ovog optimizacionog problema vodi ka optimalnom korišćenju međuzonskih kapaciteta. Konačne cijene se dobijaju uzimajući cijenu poslednje ponude koja je prihvaćena, tzv. ravnotežnu cijenu.

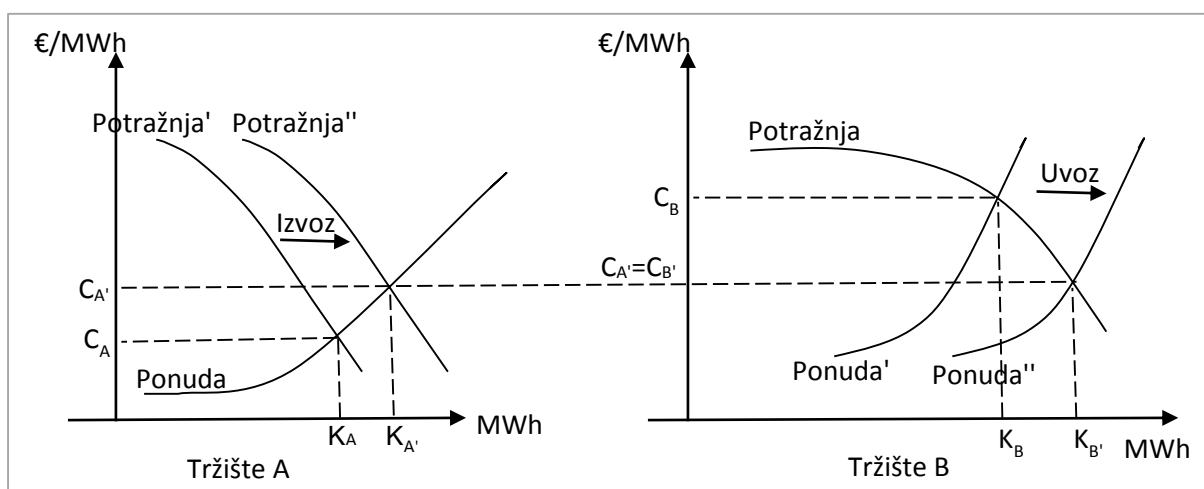
Povezivanje tržišta električne energije se odvija nakon što se obezbjedi informacija o raspoloživim prenosnim kapacitetima od strane operatora prenosnog sistema. Prvi dio procesa povezivanja jeste publikacija ovih kapaciteta na tržište. Nakon publikacije, sakupljaju se ponude od učesnika na tržištu i ubacuju se u tržišni algoritam, a zatim se rezultujuće cijene i neto pozicije objavljuju učesnicima. Proces povezivanja tržišta ostaje isti za bilo koju metodu proračuna kapaciteta. Jedina razlika je informacija o kapacitetima koju berzi i učesnicima na

tržištu obezbeđuje operator. Algoritam određuje koje su ponude za prodaju i kupovinu prihvaćene u svakoj od zona, a zatim i neto-pozicije učesnika. Nakon završetka, operator sistema proračunava preostali raspoloživi međuzonski prenosni kapacitet za untardnevno tržište.



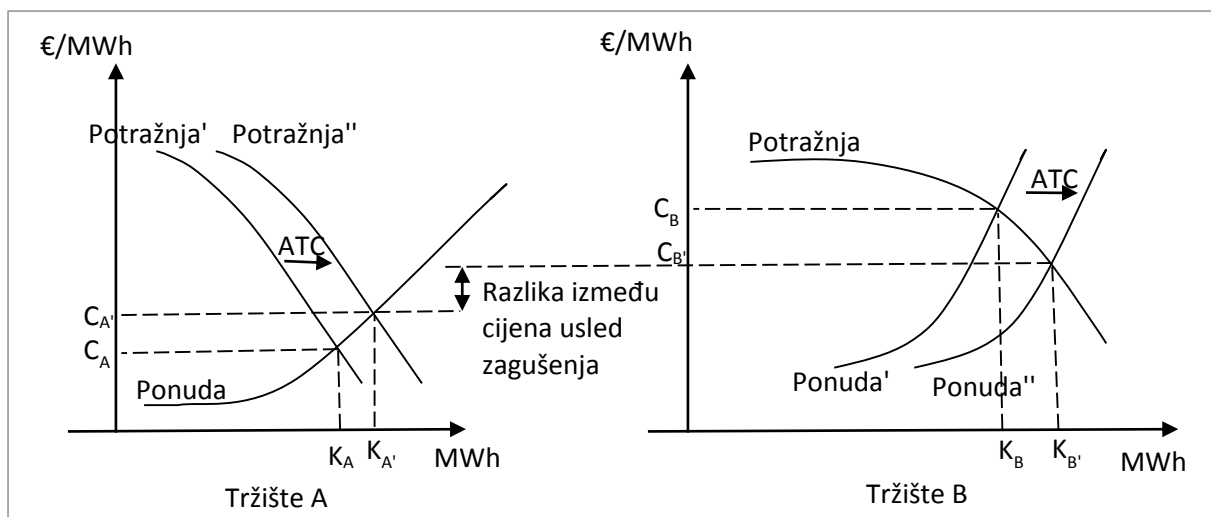
Slika 1.5 Grafička predstava dobiti potrošača i proizvođača

Tokom procesa povezivanja tržišta mogu se pojaviti dva slučaja: raspoloživi prenosni kapacitet je dovoljno veliki, a cijene na oba tržišta su izjednačene, Slika 1.6, ili raspoloživi prenosni kapacitet je nedovoljan i cijene ne mogu biti u potpunosti izjednačene Slika 1.7 [16].



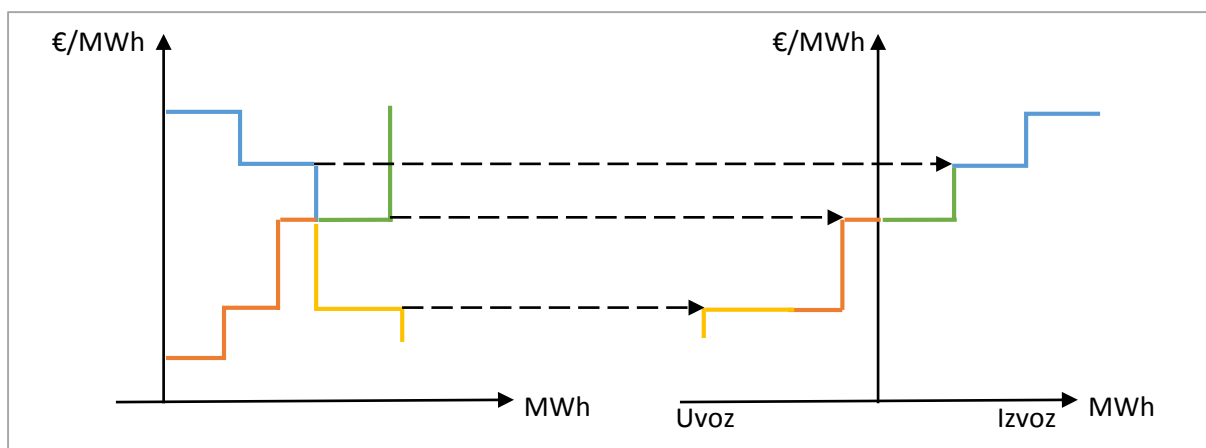
Slika 1.6 Povezivanje tržišta pri dovoljno velikom međuzonskom kapacitetu [3]

Prvi uslov je da je cijena na jednom tržištu niža od cijene na drugom. Tada će između njih doći do razmjene električne energije. Ovo će dovesti do povećanja cijena na tržištu električne energije koje izvozi, dok će se cijena na tržištu koje uvozi energiju smanjiti. Ako je raspoloživi prenosni kapacitet između njih dovoljno veliki, konvergencija cijena može biti postignuta, tako da nijedno tržište ne teži da više izvozi ili uvozi na drugo. U drugom slučaju prenosni raspoloživi kapacitet nije dovoljno veliki i zato se zadržava određena razlika u cijenama.



Slika 1.7 Povezivanje tržišta pre nedovoljno velikom međuzonskom kapacitetu [3]

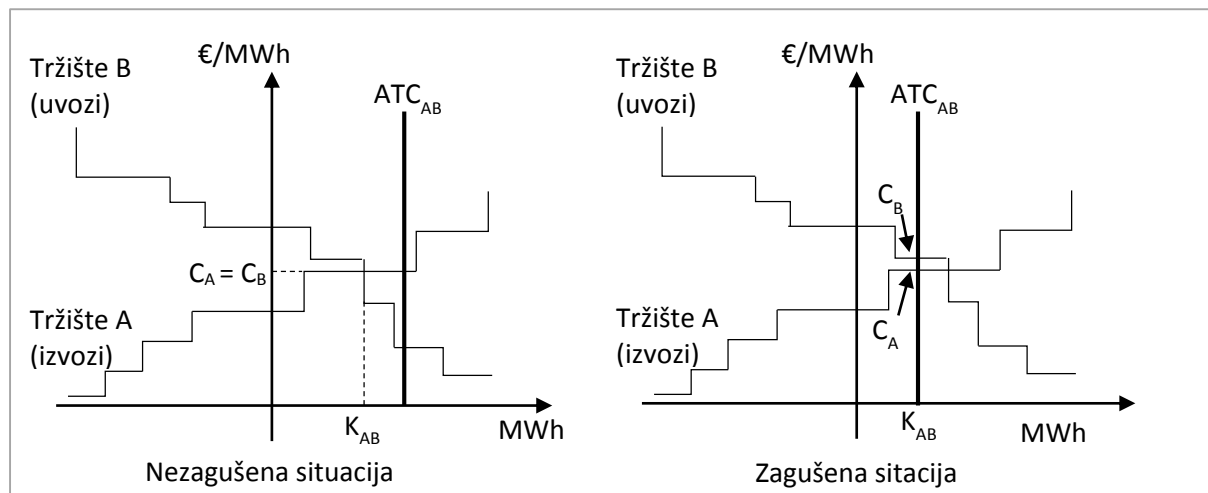
Marginalna prodajna cijena za izvoz iz jedne berze do druge se može predstaviti krivom neto izvoza koja se izvodi iz ponuda učesnika za kupovinu i prodaju na berzanskom tržištu. Slika 1.8 prikazuje princip pravljenja neto krive izvoza. Na strani izvoza se nalazi količina energije koja se nije uspjela prodati i količina energije koja se kupila, dok je na strani uvoza ona količina energije koju se nije uspjela kupiti i količina energije koja se prodala [14].



Slika 1.8 Koncept formiranja izvozne neto – krive [14]

U primjeru dva tržišta, izvozna strana jednog tržišta jednaka je uvoznoj drugog. U tom smislu mogu se razlikovati dvije situacije, zagušena i nezagušena situacija, koje prikazuje Slika 1.9. Prva situacija omogućava izjednačavanje cijena na tržištima, dok drugi slučaj pokazuje situaciju kada je došlo do zagušenja što dovodi do razlika u cijeni. Vrijednosti neto razmjene kod povezanih tržišta moraju biti u skladu sa mogućnostima mreže koju definišu operatori sistema uključenih država. Stoga, operatori moraju da procjene vrijednosti raspoloživih kapaciteta koje mogu ponuditi tržišnom algoritmu, kako bi se transakcije realizovale na najekonomičniji način i očuvala sigurnost sistema. Time tržišni algoritam rješava i optimizacioni problem zagušenja, s ciljem maksimizacije sveukupne dobiti poštujući bezbjednosna ograničenja postavljena od strane operatora. Kada se jedno ili više zagušenja javi kod tržišnog algoritma, rezultat su različite cijene kod povezanih tržišta. U tom slučaju OPS ubira prihod jer, usled nedostatka kapaciteta, naplaćuje od učesnika razliku između cijena

na povezanim tržištima koja se naziva cijena zagušenja. Sa druge strane, kada nema zagušenja, tržišne cijene su identične za sve zemlje i nema prihoda za zagušenje.



Slika 1.9 Koncept spajanja tržišta u situacijama kada ne postoji i kada postoji zagušenje [14]

Povezivanje tržišta uključuje interakciju krivih ponude i potražnje različitih berzi električne energije u cilju maksimizovanja ukupne dobiti od trgovine električnom energijom. Ovaj slučaj je sličan sa optimizacionim problemom samostalne berze, gdje se najjeftinija ponuda za prodaju usklađuje sa najvišom cijenom potražnje. Jedina razlika kod povezivanja tržišta je da se krive agregiraju sa različitih berzi i da rezultat optimizacije zavisi od ograničenih raspoloživih kapaciteta mreže.

Mehanizam za povezivanje tržišta funkcioniše širom Evrope sa konstantnim uspjehom, omogućavajući koordinisano i efikasno formiranje dnevnih cijena na svim participirajućim tržištima. Svako tržište električne energije ima koristi od smanjenja nestabilnosti cijena kod kratkoročne trgovine. Zbog toga je veoma bitno omogućiti da se odobri što veći prenosni kapacitet za prekograničnu trgovinu na međuzonskim vodovima, odnosno da se što preciznije odredi koliko je tog prenosnog kapaciteta ostalo slobodno. Time se javljaju dva optimizaciona problema, prvi je odrediti maksimalni dozvoljeni kapacitet rezervisan za tržište, a drugi, da se tržišnim algoritmom odredi najekonomičniji tokovi snaga na tim vodovima. U radu je obrađen prvi optimizacioni problem, odnosno što tačnije odrediti koliko slobodnog kapaciteta, koje je raspoloživo za tržišne transakcije je ostalo.

2 Proračun međuzonskih prenosnih kapaciteta kod povezivanja tržišta zasnovanom na neto – prenosnom kapacitetu

2.1 Uopšteno o proračunu međuzonskih kapaciteta

Otvaranje i povezivanje nacionalnih tržišta dovodi do povećanja dnevne međuzonske trgovine koju, međutim, ograničava prenosna infrastruktura. Ranije izgrađeni kapaciteti postaju neadekvatni za povećanu aktivnost trgovine. Javlja se nekoliko uskih grla i stvara se ograničenje u razmjeni. Raspoloživi prenosni kapacitet time postaje važan indikator za učesnike na tržištu odnosno za planiranje njihovih aktivnosti.

U 2001. godini, Evropska mreža operatora prenosnih sistema za električnu energiju (ENTSO-E) je objavila dokument pod nazivom *Postupci za procjenu prenosnih prekograničnih kapaciteta*. Taj dokument ima za cilj da uskladi metodologije izračunavanja prenosnih kapaciteta između evropskih operatora sistema kroz definisanje osnovnih pretpostavki i procedura za obračun tokova snaga između različitih zemalja. Svi operatori koriste UCTE i ENTSO-E procedure u njenom originalnom ili izmjenjenom obliku. Većina njih su zadovoljni ovim postupkom, međutim, neki operatori su pokazali zabrinutost u vezi njegove primjenjivosti i efikasnosti, naročito u veoma složenim, ali manjim, energetske sistemima [17].

Pristup za proračun kapaciteta koji je trenutno najviše zastupljen je pristup temeljen na neto - prenosnom kapacitetu tj. metoda proračuna kapaciteta koja se temelji na načelu procjenjivanja i predeterminisanja maksimalne energije razmjene između susjednih zona trgovanja. Alternativa ovoj metodi je pristup temeljen na tokovima snaga tj. metoda proračuna kapaciteta u kojoj su razmjene energije između zona trgovanja ograničene faktorima raspodjele prenosa snage i raspoloživim granicama kritičnih grana mreže [13].

Obje metode imaju za polaznu tačku fizički maksimalni kapacitet svakog voda električne mreže. Tokovi snaga na svakom vodu u mreži su drugačije pogođeni promjenom snage razmjene između tržišta. Ovaj uticaj u kombinaciji sa fizički maksimalnim kapacitetom vodova određuje da li je određena promjena u prenosu energije između tržišta moguća ili ne, što se predstavlja kao ograničenje. Ograničenja vodova u određenoj tržišnoj oblasti zajedno prikazuju fleksibilnost oblasti za promjenu prenosa energije između tog tržišta i susjednog. Taj fleksibilni dio se naziva sigurnosni domen.

Osim ove dvije metode u nekim zemljama se koristi tzv. nodalni model koji je najprecizniji za proračun prenosnog kapaciteta. Kod nodalnog modela čitava električna mreža se detaljno razmatra. Svaki vod, proizvodni i potrošački čvor se uzima u obzir. Čvorovi se smatraju različitim tržišnim oblastima što znači da je svaka ponuda adresirana na konkretni proizvodni ili potrošački čvor. Posledično, svaki čvor ima svoju ravnotežnu cijenu. Ovaj model proračunavanja prenosnog kapaciteta je veoma tačan, ali postoji i nekoliko mana kod korišćenja ovog modela. Ponude se moraju davati posebno za svaki čvor, tj. svaki čvor predstavlja jednu tržišnu oblast. Takođe dobijaju se različite cijene za različite proizvodne objekte i mjesta potrošnje, a ne iste za cijelu državu što je u slučaju Evropskog kontinenta nepoželjno. Na evropskim tržištima ponude nijesu vezane za čvorove već za zone, tako da se ne zna koja ponuda kojem čvoru pripada, pa time i nodalni sistem nije primjenjiv. Ne

obavezujući ponuđače da obavještavaju za koje su im čvorove ponude vezane, daje se veća fleksibilnost učesnicima na tržištu, ali se gube informacije o preciznim injeckcijama po čvorovima, koje se sada mogu samo pretpostaviti. Takođe usled političkih i socijalnih zahtjeva, zonalno povezivanje tržišta, gdje su granice zone granice jedne ili više država, je poželjnije rješenje [6].

2.2 Osnovne veličine u metodi zasnovane na neto – prenosnom kapacitetu

Određivanje prenosnog kapaciteta metodom zasnovanom na neto - prenosnom kapacitetu počiva na predeterminisanom stanju elektroenergetskog sistema za razmatrani period definisano topologijom mreže, proizvodnim i potrošačkim obrascem, kao i programom razmjene između susjednih zona. To stanje sistema se naziva osnovni model i prilagođava se dogovorenim nizu prognoziranih sistemskih uslova tipičnih za određeno vrijeme u budućnosti za koje se proračunava raspoloživi kapacitet.

Najveći broj evropskih zemalja trenutno koriste ovu metodu. NTC metoda tretira kompletnu tržišnu oblast kao jedan čvor, a ukoliko se između zona nalazi više prenosnih veza, one se agregiraju u jedno ograničenje, koje predstavlja zapravo vrijednost raspoloživog prenosnog kapaciteta (ATC). Ovo ograničenje se odnosi na jedan od vodova koji se nalaze između dvije zone, u zavisnosti od toga koji je najugroženiji prilikom razmjene energije među tržištima koje taj vod povezuje [13]. Osim toga vrši se i zanemarivanje uticaja kružnih tokova snaga kod petljastih interkonekcija što se kasnije mora kompenzovati velikim sigurnosnim marginama koje smanjuju raspoloživi prenosni kapacitet.

Udruženje evropskih operatora prenosnih sistema je definisalo pojmove koji se koriste za proračune međuzonskih prenosnih kapaciteta između evropskih operatora sistema ovom metodom [18]:

- Ukupan prenosni kapacitet (TTC)
- Neto prenosni kapacitet (NTC)
- Rezerva pouzdanosti prenosa (TRM)
- Raspoloživi prenosni kapacitet (ATC)
- Iskorišćeni dio prenosnog kapaciteta (AAC)

Ukupan prenosni kapacitet (TTC) predstavlja maksimalno mogući program razmjene između dvije regulacione oblasti, kompatibilan sa standardima pogonske sigurnosti koji se primjenjuju u svim sistemima interkonekcije, ukoliko su buduća stanja mreže i dijagrami proizvodnje i potrošnje unaprijed perfektno poznati.

Neto prenosni kapacitet (NTC) je program maksimalne razmjene energije na interkonektivnim vodovima između dva susjedna područja koja su kompatibilna sa bezbjednosnim standardima koji važe u obje oblasti i uzimajući u obzir tehničke neizvjesnosti o budućim uslovima mreže.

Rezerva pouzdanosti prenosa (TRM) definiše se kao dio ukupnog prenosnog kapaciteta, potrebnog da se obezbjedi sigurnost prenosne mreže, uz razuman nivo neizvjesnosti u uslovima rada sistema. Sigurnost mreže se mora obezbjediti usled neizvjesnosti pri proračunu TTC zbog: nenamjernih odstupanja fizičkih tokova snaga tokom eksploatacije, odstupanja od programa između operatora pojedinih sistema u slučaju

poremećaja ravnoteže između proizvodnje i potrošnje u nekoj od povezanih oblasti ili zbog netačnosti koje su prisutne u podacima i mjerenjima iz sistema.

Raspoloživi prenosni kapacitet (ATC) je neangažovani dio NTC-a, koji stoji na raspolaganju u svrhu budućih komercijalnih aktivnosti.

Iskorišćeni dio prenosnog kapaciteta (AAC) je dio već zauzetog ukupnog prenosnog kapaciteta, do momenta kada se određuje raspoloživi prenosni kapacitet.

2.3 Postupak sprovođenja metode zasnovane na netoprenosnom kapacitetu

Proračuni prenosnih kapaciteta se sprovode korišćenjem klasične metodologije za proračun snaga i naponskih prilika, tj. Njutn-Rapsonove metode (AC proračun tokova snaga). Kao podloga za proračun se koristi zajednički model dijela evropske interkonekcije koji je usaglašen na nivou operatora prenosa u regionu. Tokom proračuna vrši se promjena proizvodnje između kontrolnih oblasti u okviru interkonekcije, uz poštovanje N-1 kriterijuma sigurnosti. Način promjene proizvodnje odnosi se na način na koji se cjelokupna promjena razmjene dijeli na različite proizvodne jedinice, npr. prema preostalom raspoloživom proizvodnom kapacitetu generatora njihova aktivna snaga se povećava u jednoj, a smanjuje u drugoj oblasti, za istu vrijednost, istovremeno. Generatori koji učestvuju moraju biti označeni svojim minimalnim granicama snage. Nakon odabira načina promjene proizvodnje, ista se povećava postepeno, u koracima, sve dok se ne naruši N-1 princip sigurnosti. Svaki operator sistema mora da odluči koji elementi treba da budu uzeti u obzir u analizi sigurnosti. Preporučuje se da se uzmu u obzir i neki elementi susjednih sistema kao i oni u vlastitoj mreži. U svakom slučaju, detaljni aspekti sigurnosti moraju biti razmjenjeni između susjednih operatora. Suština proračuna je simuliranje razmjena električne energije između susjednih oblasti. Ukoliko dva operatora sistema dobiju različite vrijednosti, niža vrijednost će biti objavljena kao konačna [5].

Osnovno polazište metode zasnovane na neto – prenosnom kapacitetu je dato u jednačini 2.1.

$$\sum_{z \in Z} NP_z = 0; \quad NR_z \leq NR_{max,z} \quad (2.1)$$

NP_z – neto-pozicija svih tržišnih oblasti koje se razmatraju, $NR_{max,z}$ – maksimalna neto-razmjena uslovljena raspoloživim kapacitetom

Maksimalnu razmjenu između dvije oblasti, bez uzimanja u obzir neizvjesnosti i nepreciznosti, predstavlja ukupni prenosni kapacitet (TTC) koji se, prikazano jednačinom 2.2, obračunava tako što se proizvodnja postepeno povećava u jednoj i smanjuje u drugoj kontrolnoj zoni. Ovaj proces se odvija do tačke u kojoj se krše pravila bezbjednosti u razmatranim ili u nekom od susjednih sistema.

$$TTC = NR_{ref} + \Delta E_{max} \quad (2.2)$$

TTC – ukupni prenosni kapacitet, NR_{ref} – razmjena u osnovnom modelu, ΔE_{max} – dodatna razmjena

Razmjena u osnovnom modelu predstavlja polaznu tačku za proračune. Ovaj model obuhvata topologiju mreže, ulazne podatke koji opisuju prognozu potrošnje i proizvodnog obrasca u posmatranom vremenskom periodu. Formiranje osnovnog modela je detaljnije obrađeno u poglavlju 3.1.

Dodatna razmjena predstavlja maksimalnu razmjenu električne energije između oblasti koja je kompatibilna sa standardima bezbjednosti definisanim nacionalnim kodeksima mreže. Dodatna razmjena se vrši povećanjem proizvodnje na izvoznoj i smanjenjem iste na uvoznoj strani. Operator sistema obavlja promjenu proizvodnje korak-po-korak sve dok se ne ugrozi bezbjednost rada mreže. Svaki OPS će pojedinačno odrediti koje će proizvodne jedinice biti uzete u obzir prilikom promjene proizvodnje. U postupku se definišu i mogući načini distribuiranja povećanja ili smanjenja proizvodnje. Može se koristiti proporcionalno povećanje/smanjenje proizvodnje prema ranije posmatranom ponašanju generatora ili prema tzv. listi prioriteta, tj. da prioritet imaju jeftiniji ili fleksibilniji proizvodni kapaciteti.

ENTSO-E procedura objašnjava da ukoliko se dostigne maksimalna promjena proizvodnje između dvije razmatrane zemlje ili zone a da nije došlo do narušavanja bezbjednosnih ograničenja, onda ne postoje realna ograničenja na prekograničnim prenosnim kapacitetima i TTC je jednak promjeni snage raspoloživih generatora [17].

Maksimalna vrijednost koja ne ugrožava statičku sigurnost sistema se zatim smanjuje za vrijednost rezerve pouzdanosti prenosa ili tzv. sigurnosne margine, kao što je prikazano jednačinom 2.3, kako bi se mogli nositi sa kružnim tokovima i nepredviđenim situacijama. Rezultat koji se dobija predstavlja neto prenosni kapacitet, odnosno maksimalni program razmjene između dvije oblasti uzimajući u obzir tehničke nesigurnosti u budućim uslovima mreže.

$$NTC = TTC - TRM \quad (2.3)$$

NTC – neto-prenosni kapacitet, TTC – ukupni prenosni kapacitet, TRM – rezerva pouzdanosti prenosa

Sigurnosna margina se nosi sa nesigurnostima za izračunati TTC vrijednosti usled nenamjernih odstupanja od fizičkih tokova u toku rada, zbog funkcionisanja kontrole opterećenja-frekvencije, hitne razmjene između operatora usled neočekivanih situacija neizbalansiranosti u realnom vremenu ili usled propusta npr. u prikupljanju podataka i mjerenja. U praksi, vrijednosti sigurnosne margine su obično dogovorene i fiksne za duži vremenski period. Mogu biti definisati kao fiksni broj ili kao procenat TTC-a.

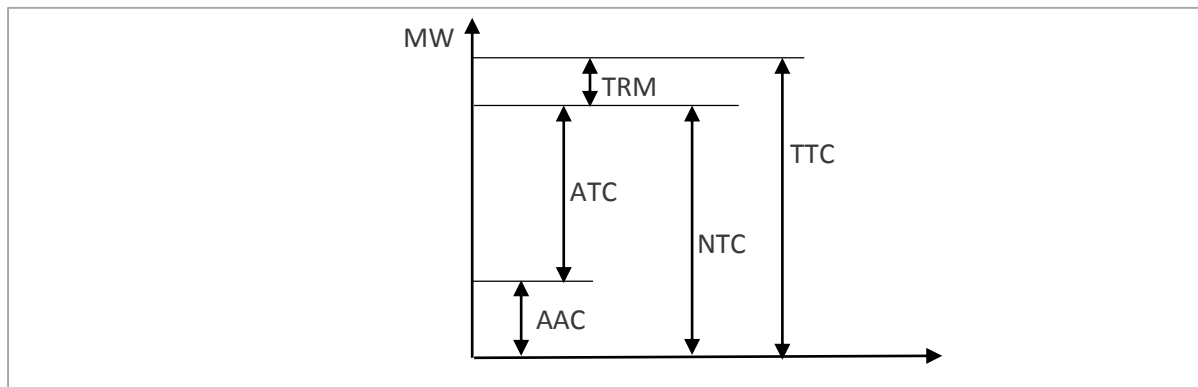
Imajući u vidu da se interkonektivni kapacitet obično alokira i na dugoročnim (godišnjim i mjesečnim) aukcijama, od NTC se oduzima vrijednost koja odgovara već alociranom djelu prenosnog kapaciteta i dobija se raspoloživi prenosni kapacitet koji se može ponuditi tržištu, jednačina 2.4.

$$ATC = NTC - AAC \quad (2.4)$$

ATC – raspoloživi prenosni kapacitet, NTC – neto-prenosni kapacitet, AAC - unaprijed alocirani kapacitet

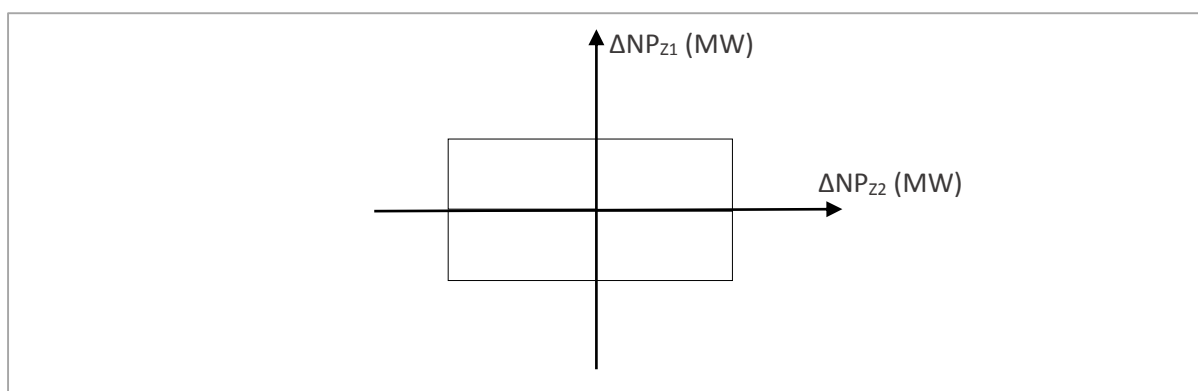
Unaprijed alocirani kapacitet je, zapravo, dio NTC vrijednosti na koju se već polaže pravo od strane nekog tržišnog učesnika učestvovanjem na nekoj od prethodnih aukcija (godišnje ili mjesečne).

ENTSO-E objavljuje godišnju platformu indikativnih NTC vrijednosti, a operatori sistema izračunavaju ove vrijednosti za svaku granicu između povezanih energetske sistema, koristeći osnovni model cijelog ili dijela ENTSO-E regiona. Nakon godišnjih aukcija vrši se dodatni obračun i evaluacija da se utvrdi NTC vrijednost ako se očekuje da kritični vodovi budu van pogona u određenom mjesecu, nakon čega se dio nudi na mjesečnim aukcijama, a dio se ostavlja za dnevne aukcije ili za implicitno alociranje ukoliko su tržišta povezana. Slika 2.1 grafički pokazuje raspored veličina u NTC metodi.



Slika 2.1 Raspored veličina koje definišu prenosni kapacitet u NTC metodi

Proračun ATC-a kod metode zasnovane na neto-prenosnom kapacitetu je čisto bilateralne prirode, tj. ne razmatra se uticaj promjene snage na trećem tržištu i posledice po razmjenu između sagledavana dva. ATC domen je jako zavisn od kvaliteta najbolje procijene tržišnog ishoda kada se uzimajući u obzir takav ishod definišu paralelni tokovi i njihov uticaj na raspoloživi prenosni kapacitet. Vrijednost raspoloživog međuzonskog kapaciteta se definiše prije sprovođenja algoritma za povezivanje tržišta čime se dobija sigurnosni domen koji je pravougaonog oblika. Granice međuzonske trgovine su fiksne vrijednosti i time su tačne samo ukoliko je tržišni ishod u potpunosti jednak kao i predviđanje. Slika 2.2 prikazuje takav domen, za tri povezana tržišta. Razmjena električne energije između zona je predstavljeno pozitivnim, a suprotan smjer negativnim djelom ose. Razmjena između preostale dvije zone koje nijesu prikazane slikom je poznata uzimajući u obzir da suma svih neto pozicija tih tržišta mora biti nula kako bi se održao balans.



Slika 2.2 NTC sigurnosni domen koji određuje moguću razmjenu među tržišnim zonama

Sve pozicije unutar ovih granica su mogući ishodi berzi električne energije, dok pozicije van tih granica nisu moguće za ishode jer ugrožavaju stabilnost sistema. Cilj operatora sistema je da nađu najveći pravougaonik koji je sadržan u sigurnosnom domenu, jer tada prave najviše raspoloživog kapaciteta a da ne ugrožavaju stabilnost mreže. Kako tačnost metode uveliko zavisi od predviđanja potrebne su velike sigurnosne margine kako bi se nosile sa nesigurnošću metode. Time se unutar ATC domena prenosni kapacitet ne koristi na optimalni način jer van domena ostaju tržišni ishodi koji ne ugrožavaju sigurnost mreže, a sveukupna dobit na tržištu je daleko od maksimalne. Iz tog razloga se podstiču Operatori sistema da razmatraju bolje metode koje u obzir uzimaju fizičke tokove snaga svake potencijalne transakcije. Kasnije će biti pokazano da, za razliku od ove, alternativna metoda zasnovana na tokovima snaga za sigurnosni domen dobija neodređen konveksni oblik koji okružuje NTC domen, i upravo ti djelovi koji su izvan NTC domena predstavljaju glavnu prednost alternativne metode u odnosu na NTC.

3 Proračun međuzonskih kapaciteta kod povezivanja tržišta zasnovanom na tokovima snaga

Metodom zasnovanom na tokovima snaga se određuje raspoloživi međuzonski prenosni kapaciteti kod složenih mreža uvažavajući uticaj trgovine na svim participirajućim tržištima na fizičke tokove snaga. Konkretnije, metoda opisuje međuzavisnost komercijalnih transakcija između i unutar regionalnih tržišta električne energije i fizičkih tokova energije koji se pojavljuju na međuzonskim interkonekcijama u povezanom regionu, što na kraju omogućava efikasnije korišćenje kapaciteta [19].

Osnovni uslovi koji definišu metodu zasnovanu na tokovima snaga su prikazani jednačinom 3.1. Prvi uslov kod ove metode se odnosi na izbalansiranost proizvodnje i potrošnje koja mora uvijek biti ispoštovana u sistemu, tj. da suma neto pozicija svih zona bude jednaka nuli. Drugo najbitnije ograničenje jeste da tokovi snaga ne smiju preći maksimalni dozvoljeni kapacitet rezervisan za tržište [20].

$$\sum_{z \in Z} NP_z = 0; \quad -F_{l_max} \leq F_l \leq F_{l_max} \quad (3.1)$$

NP_z – neto pozicija tržišnih oblasti, F_l – tok snage po vodu, F_{l_max} – maksimalni kapacitet rezervisan za tržište

Kako bi se proračunao sigurnosni domen u ovoj metodi, operator sistema mora da obradi veliki broj podatka koje koristi kao ulazne veličine u modelu [21]:

- Kritične grane
- Osnovni model/Referentni program tokova snaga
- Maksimalna struja na kritičnim granama
- Maksimalna dozvoljena snaga
- Faktori raspodjele prenosa snage
- Metoda promjene proizvodnje
- Kružni tokovi
- Sigurnosna margina
- Finalno podešavanje
- Spoljna ograničenja
- Korektivne akcije

3.1 Osnovni model

Osnovni model predstavlja procjenu očekivanog stanja mreže u realizaciji. Koristi se kao polazna tačka za dobijanje sigurnosnog domena kod obje metode. Osnovni model definišu:

- očekivana proizvodnja,

- prognozirana potrošnja,
- topologija mreže i
- već prijavljeni programi razmjene.

Početni model koji se modifikuje prognoziranim aktivnostima je baziran na presjecima stanja u datom trenutku preuzetih sa SCADA sistema gdje je prikazan uživo stvarni rad EES-a. Sva predviđanja se agregiraju u jedan model. Rezultat ovog agregiranja se naziva dvodnevna prognoza zagušenja (D-2CF) odnosno osnovni model. Dakle D-2CF je predviđanje injektiranja u svakom čvoru nakon što su sve transakcije izvršene [22].

Osnovu procesa proračuna međuzonskog kapaciteta čini tzv. Zajednički model mreže (CGM), koji predstavlja najbolju prognozu odgovarajućeg sata u razmatranom danu (dan realizacije). Pravljanje ovog modela mora se započeti dva dana prije dana realizacije. Svaki operator daje ekvivalentan model svog sistema kontrolnoj oblasti, a spajanjem svih kontrolnih područja dobija se zajednički regionalni model. Ovaj model sadrži [21]:

- jedinstveni D-2CF dokument kojeg su formirali svi participirajući operatori sistema
- i dokument u kome se nalazi Prognoza zagušenja dan unaprijed (DACF) koji formiraju operatori sistema koji ne učestvuju u povezivanju tržišta

DACF dokument kojeg formiraju operatori čija tržišta nijesu povezana sa ostalim, su neophodna kako bi se na pravi način procijenio uticaj ovih zona pri izračunavanju međuzonskog kapaciteta unutar povezane oblasti.

Proces formiranja zajedničkog modela se sastoji iz nekoliko faza:

1. Formiranje individualnih modela svakog operatora prenosnog sistema (bez obzira da li je njegova oblast među povezanim ili ne)
2. Provjera izbalansiranosti. U cilju dobijanja izbalansiranog zajedničkog modela mreže važno je da se individualni presjeci kod sistema, koji se preuzimaju sa SCADA-e, izvrše istovremeno. Vremenska razlika između bilo kog presjeka može izazvati razliku u pozicijama i tokovima rezultujući neizbalansiranim modelom mreže. U slučaju neizbalansiranosti vrši se prepodešavanje.
3. Formiranje zajedničkog modela
 - provjera stanja interkonektora i prepodešavanje ako je potrebno,
 - svi kontrolni blokovi će biti prilagođeni korišćenjem odgovarajuće metode za promjenu proizvodnje u cilju postizanja neto – pozicije koja je u referentnom danu.

D2CF dokument mora sadržati sledeće podatke [21]:

- najbolju procijenu programa neto – razmjene,
- najbolju procjenu razmjene na međuzonskim kablovima sa jednosmjernim naponom,
- najbolju procjenu toplogije cjelokupne mreže, kao i procjenu planiranih mrežnih isključenja,
- najbolju procjenu potrošnje,
- najbolju procjenu proizvodnje iz obnovljivih izvora (vjetroturbin i solarni parkovi) i
- najbolja procjena ispada proizvodnih jedinica, zasnovano na poslednjim informacijama o raspoloživosti jedinica.

Osnova D2CF dokumenta su presjeci stanja mreže iz referentnog dana. U prvom koraku se vrši prepodešavanje topologije mreže prema očekivanom stanju za razmatrani sat.

Nakon toga podešava se plan proizvodnje prema planu razmjene tržišta. U narednom koraku se u dokumentu uključuju prognoze proizvodnje iz vjetroelektrana i solarnih elektrana koristeći njima pripadajuće koeficijente za metodu promjene proizvodnje (GSK).

U sledećem potezu se prilagođava neto – razmjena kao što je bila u danu kada se napravio presjek stanja mreže. Pojava debalansa između proizvodnje i potrošnje se zatim raspoređuje na sve generatore koristeći njima pripadajuće GSK koeficijente.

Gornji postupak predstavlja jedan od načina pravljenja D2CF dokumenta. Njegovo formiranje ima više varijanti u zavisnosti od pristupa. Jedna od varijacija može biti u zavisnosti od neto razmjene između zona prilikom formiranja D-2CF dokumenta:

- nulta razmjena – prva opcija je pretpostavka da će neto razmjena između svake zone biti nula. Ovo je prost metod koji se znatno razlikuje od stvarne situacije kada postoji znatna razmjena među zonama,
- referentna razmjena – u drugoj metodi neto razmjena između zona se može fiksirati na određenu vrijedost determinisanim u referentnom scenariju koji je već bio. Ovo je trenutno dogovoreni metod među operatorima,
- prognoza razmjene – poslednja opcija je korišćenje modela prognoze da bi se odredila očekivana razmjena između zemalja. Ovo bi iziskivalo jaku kolaboraciju između operatora sistema u cilju dobijanja izbalansiranog osnovnog modela.

Dodavanje informacija o prognoziranoj proizvodnji i potrošnji osnovnom modelu takođe može imati više varijanti. S obzirom da je pozicija neto razmjene već fiksirana na određenu vrijednost to znači da zapravo samo jedna varijabla može biti odabrana:

- prognoza potrošnje tj. da se odredi potrošnja prognozom i da se na osnovu toga odredi i proizvodnja,
- prognoza proizvodnje,
- prognoza potrošnje i proizvodnje kada se simultano prognozira i potrošnja i proizvodnja.

Iz prethodnih koraka ukupna proizvodnja i potrošnja svih čvorova unutar zone je poznata. Ova proizvodnja i potrošnja se moraju podijeliti pa čvorovima mreže, opet po različitim metodama:

- uniformna raspodjela kada se podjednako raspoređuju po čvorovima,
- raspodjela prema referentnom danu kada se ponuda ili potražnja raspoređuju proporcionalno raspodjeli u referentnom danu,
- raspodjela prema prognozi proizvodnje ili potrošnje, kada su prognoza proizvodnje i potrošnje svakog čvora skalirane da se zadovolji ukupna proizvodnja i potrošnja.

Jednom kada svi operatori naprave njihov D-2CF fajl, isti se sakupljaju i agregiraju u jedan model koji reprezentuje najbolju prognozu za svaki sat u danu realizacije. Rezultat ovog agregiranja je kompletan zajednički model za tržišnu oblast.

Nedostatak pri određivanju osnovnog modela može biti činjenica da predviđanje programa balansno odgovornih subjekata, odnosno stanje u mreži se vrši dva dana prije realizacije kada je mali dio informacija poznat. Teoretski, bilo bi optimalno ukoliko bi jedna organizacija koja je iznad svih nacionalnih operatora sistema pravila predviđanje za čitavo tržište koristeći informacije iz različitih zona. U praksi bi ovo prognoziranje od strane jedne organizacije moglo biti otežano jer su informacije razruđene po operatorima. Problem takođe

moгу predstavljati topologija mreže koja još nije fiksirana i može biti promjenjena tokom predstojećih dana kao rezultat npr. neplaniranog održavanja. Operator nema uvijek dobre informacije kako će raditi sve elektrane i kolika će biti razmjena jer je rad pojedinih (fleksibilnih) elektrana zapravo posledica ishoda cijena na tržištu. Ono što se može dosta precizno predvidjeti je potrošnja koja nije toliko fleksibilna i nije zavisna od cijena. Uticaj obnovljivih izvora energije takođe se može predvidjeti ukoliko postoji dobra prognoza vremenskih prilika.

3.2 Kritične grane

Kritične grane predstavljaju elemente mreže prenosa koji su izuzetno pogodeni međuzonskom razmjenom povezanih tržišnih oblasti. Odnosno predstavljaju najugroženije djelove tzv. uska grla mreže.

Njihova ograničenja su definisana maksimalnom dozvoljenom strujom (I_{max}). Maksimalna dozvoljena struja je definisana fizičkim (termalnim) limitom prenosnog voda. Kako termalni limit može varirati u funkciji od vremenskih uslova, I_{max} je obično fiksiran u jednoj sezoni.

Maksimalna struja definiše maksimalni tok snaga (F_{max}) na granama mreže. Formula kojom se izračunava maksimalni tok snage je data u jednačini 3.2 [23]:

$$F_{max} = \sqrt{3} * I_{max} * U * \cos(\varphi) \quad (3.2)$$

F_{max} – maksimalni prenosni kapacitet voda, I_{max} – maksimalna permanentno dozvoljena struja, U – referentni linijski napon

Odabir kritičnih grana je zasnovan na uticaju međuzonske razmjene kod povezanih tržišta na mrežne elemente. Proces odabira kritičnih grana se vrši, kako koristeći faktore raspodjele prenosa snage koji definiše uticaj neto – pozicije bilo koje zone na elemente prenosa, tako i koristeći istorijske podatke o najopterećenijim djelovima prenosne mreže prilikom karakterističnog stanja sistema (uvoz/izvoz). Proces odabira kritičnih grana se vrši na dnevnom nivou od strane svakog operatora sistema koji provjeravaju adekvatnost njihovih ograničenja uvažavajući operativne uslove. Za vodove se smatra da su značajno pod uticajem međuzonske razmjene, ukoliko je njegov faktor raspodjele prenosa snage veći od zadatog limita (npr. 10%) [24].

3.3 Faktor raspodjele prenosa snage

Faktor raspodjele prenosa snage izražava linearnu zavisnost neto pozicije i toka snage po vodu. Ovi faktori su striktno u funkciji od elemenata mreže i topologije. Za njihovo određivanje koristi se pojednostavljena linearna metoda za proračun tokova aktivnih snaga.

Problem tokova snaga sastoji se u određivanju modula i faznih stavova napona čvorova i tokova aktivnih i reaktivnih snaga u vodovima pri konkretnim uslovima u pogledu

snaga potrošača, aktivnim snagama generatora i modulima napona na njima. Problem rješavanja tokova snaga se zapravo svodi na matematički problem numeričkog rješavanja sistema algebarskih jednačina. Metode za rješavanje ovih jednačina se mogu grubo kvalifikovati u dvije grupe direktne ili egzaktne ili, indirektno ili iterativne metode.

Iako se direktnim metodama dolazi do rješenja konačnim brojem računskih operacija i nazivaju se egzaktnim, potrebno je napomenuti da one ne daju tačnije rezultate od iterativnih metoda jer zbog korišćenja konačnog broja decimala dolazi do nagomilavanja tzv. greške zaokruživanja, što kod iterativnih metoda nije slučaj jer u svakoj iteraciji dobijamo tačnije rješenje. Nakon razvoja procesorski moćnih računara iterativne metode se zapravo češće koriste [25].

Njutn – Rapsonova (AC) metoda je najbrža metoda rješavanja nelinearnih jednačina iterativnim putem, koja je prikladna u onim slučajevima kada su početne vrijednosti blizu rješenjima i temelji se na razvoju funkcije u Taylor-ov red. Koristeći se ovom metodom za rješavanje sistema nelinearnih j-na omogućeno nam je da riješimo problem tokova snaga, iterativno, izražavajući aktivnu i reaktivnu snagu u funkciji napona čvorova. U slučaju FB metode NR metoda je usled nelinearnosti i velikog broja mrežnih elemenata nepraktična jer zahtjeva obradu velike količine podataka što za posledicu ima korišćenje puno memorije i sporost metode. Zbog toga, iako su potpuno nelinearni AC tokovi snaga najtačnija mrežna prezentacija u modelovanju, često su poželjniji DC tokovi snaga koji daju linearnu relaciju između injektiranja i tokova snaga pomoću faktora raspodjele prenosa snage.

Linearni (DC) model za proračun tokova aktivnih snaga predstavlja linearnu aproksimaciju Njutn – Rapsonove metode koja opisuje tokove snaga i napone u čvorovima kao funkcije injektiranja. Pod pretpostavkom da je rezistansa nula, naponi konstantni i pod promjenom opterećenja, i da su fazni stavovi napona mali, AC jednačine tokova snaga se pojednostavljaju tako da aktivni tokovi snaga na datom vodu linearno zavise od reaktanse prenosnog voda i razlike između faznih stavova napona na oba kraja tog voda. Dodatno, gubici na vodu su zanemareni [25].

Polazeći od osnovne formule za snagu u n-tom čvoru, prikazane jednačinom 3.3 i formulacijom Njutn – Rapsonove metode u polarnim koordinatama, prikazan jednačinom 3.4, dobija se izraz za aktivnu snagu, koji kada se transformiše daje izraz 3.5 [25].

$$P_i - jQ_i = \underline{U}_i^* \underline{I}_i \quad (3.3)$$

P_i – aktivna snaga čvora i , Q_i – reaktivna snaga čvora i , U_i – napon čvora i , I_i – struja čvora i

$$P_i = U_i^2 Y_{ii} \cos \nu_{ii} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n U_i U_j Y_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j - \nu_{ij}) \quad (3.4)$$

Y_{ii} – sopstvena admitansa čvora i , ϑ_i – fazni stav napona čvora i , ν_{ij} – fazni stav admitanse

$$P_i = U_i^2 G_{ii} + U_i \sum_{j \in \alpha} U_j [G_{ij} \cos(\theta_i - \theta_j) + B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.5)$$

G_{ii} – sopstvena konduktansa čvora i , B_{ij} – susceptansa između čvora i i j

Kao što je navedeno, proračun tokova aktivnih snaga Njutn – Rapsonovom metodom zahtjeva veliku memoriju računara i dosta vremena. Zbog toga se koriste tzv. raspregnuti N-R modeli koji imaju određene aproksimacije. Linearni model za proračun tokova snaga je kompletno raspregnut metod koji omogućava vrlo brze proračune tokova snaga. Tu brzinu mu omogućavaju određene aproksimacije koje utiču i na preciznost same metode. Pošto je određivanje PTDF faktora zasnovano na linearizaciji jednačine 3.5, potrebno je izvršiti određene aproksimacije.

Prva aproksimacija, posmatrajući jednačinu za admitansu (Y) 3.6, je bazirana na činjenici da je aktivna otpornost mreže (R) normalno mnogo manja od reaktanse mreže (X). Tada su konduktanse (G) svih vodova zanemarive, izraz 3.7. Time se dobija pojednostavljena jednačina za aktivnu snagu prikazana formulom 3.8.

$$Y = G + jB = \frac{R}{R^2 + X^2} + j \frac{-X}{R^2 + X^2} \quad (3.6)$$

$$R \ll X \rightarrow G \approx 0 \text{ i } B \approx \frac{-1}{X} \quad (3.7)$$

$$P_i = U_i \sum_{j \in \alpha}^n U_j [B_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j)] \quad (3.8)$$

Sledeće pojednostavljenje se bazira na tome da su fazni stavovi napona (θ) između dva čvora normalno mali u stabilnom radu sistema, što omogućava aproksimaciju prikazanu jednačinom 3.9, a formula 3.8 sada se može prikazati izrazom 3.10.

$$\sin \theta_{ij} \approx \theta_{ij} \text{ i } \cos \theta_{ij} \approx 1 \quad (3.9)$$

$$P_i = U_i \sum_{j \in \alpha}^n U_j [B_{ij} (\theta_i - \theta_j)] \quad (3.10)$$

Treća aproksimacija se zasniva na pretpostavci da su sve magnitude napona skoro jednake referentnom (nominalnom naponu). Ukoliko je korišćen jedinični sistem, gdje je referentni napon normalizovan, može se izvršiti aproksimacija prikazana izrazom 3.11, čime se sada dobija konačna jednačina 3.12 za model mreže bez gubitaka aktivne snage. Jednačina za n čvorova se matricno može prikazati i formulom 3.13 ili skraćeno 3.14.

$$U_i = U_j = 1.0 \quad (3.11)$$

$$P_i = \sum_{j \in \alpha}^n B_{ij} (\theta_i - \theta_j) = -B_{ii} \theta_i - \sum_{j \in \alpha}^n B_{ij} \theta_j \quad (3.12)$$

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{12} + B_{13} + \dots + B_{1n} & -B_{12} & \dots & -B_{1n} \\ -B_{21} & B_{21} + B_{23} + \dots + B_{2n} & \dots & -B_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -B_{n1} & -B_{n2} & \dots & B_{n1} + B_{n2} + \dots + B_{n(n-1)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$[\mathbf{P}] = [\mathbf{Y}][\boldsymbol{\theta}] \quad (3.14)$$

Matrica susceptansi je simetrična matrica ($B_{12} = B_{21}$), van-dijagonalni elementi odgovaraju negativnoj vrijednosti susceptanse između dva čvora, a dijagonalni elementi su jednaki zbiru susceptansi povezanih sa odgovarajućim čvorom. Fazni stav se dobija invertovanjem ove matrice, što je prikazano izrazom 3.15 ili 3.16.

$$\begin{bmatrix} \theta_1 \\ \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{12} + B_{13} + \dots + B_{1n} & -B_{12} & \dots & -B_{1n} \\ -B_{21} & B_{21} + B_{23} + \dots + B_{2n} & \dots & -B_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -B_{n1} & -B_{n2} & \dots & B_{n1} + B_{n2} + \dots + B_{n(n-1)} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

$$[\boldsymbol{\theta}] = [\mathbf{X}][\mathbf{P}] = [\mathbf{Z}][\mathbf{P}] \quad (3.16)$$

Pošto injektirana snaga zavisi samo od razlike između faznih stavova napona, matrica susceptansi je singularna matrica i postoji beskonačan broj rješenja gornje jednačine. Da bi se dobilo jednoznačno rješenje za fazne stavove može se, ili jedan čvor odabrati za referentni i odstraniti iz matrice vrste i kolone koje odgovaraju tom čvoru, ili se može koristiti metod dodavanja „+1“ jednom od dijagonalnih elemenata. Krajnji rezultat će biti isti u oba pristupa [26]. Kada se proračunaju fazni stavovi u svakom čvoru, tokovi aktivnih snaga između dva čvora se računaju koristeći formulu 3.17.

$$P_{ij} = B_{ij}(\theta_i - \theta_j) \quad (3.17)$$

Kombinacijom izvedenih izraza 3.15, 3.16 i 3.17 dobija se definicija faktora raspodjele prenosa snage. Razmatrajući samo čvorove u kojem je došlo do promjene snage (ΔP_n) promjene faznih stavova u dva proizvoljna čvora povezana vodom (i,j) su date jednačinama 3.18 i 3.19.

$$\Delta\theta_i = \Delta P_n(Z_{in}) \quad (3.18)$$

$$\Delta\theta_j = \Delta P_n(Z_{jn}) \quad (3.19)$$

$\Delta\theta_i$ – promjena faznog stava napona u čvoru i, Z_{in} – impedansa između čvorova i i n.

Koristeći izraz 3.17 i rezultate izraza 3.18 i 3.19 promjena toka aktivne snage voda između čvorova i i j sada je data formulom 3.20, odakle se dobija izraz 3.21 koji definiše faktor raspodjele prenosa snage.

$$\Delta P_{ij} = \Delta P_n B_{ij}(Z_{in} - Z_{ij}) \quad (3.20)$$

$$PTDF = \frac{\Delta P_{ij}}{\Delta P_n} = B_{ij}(Z_{in} - Z_{ij}) \quad (3.21)$$

PTDF – Faktor raspodjele prenosa snage

Kada se jednačina 3.21 proračuna za sve vodove i sve čvorove u kojima može doći do promjene snage, formira se tzv. nodalna matrica faktora raspodjele prenosa snage, matrica koja opisuje kako promjena neto – pozicije određenog čvora utiče na tokove snaga na svakomvodu. Pomoću ovih faktora se definišu prenosni vodovi koji su prepoznati da su restriktivni i od kojih se očekuje da će biti zagušeni, tzv. kritične grane.

3.4 Metoda promjene proizvodnje

Metoda promjene proizvodnje (GSK) definiše odnos između neto – pozicije čvora i neto – pozicije zone, odnosno definiše kako se promjena neto pozicije jedne tržišne oblasti adresira na proizvodne jedinice unutar iste oblasti [6].

Kod proračuna prenosnih kapaciteta metodom zasnovanom na tokovima snaga funkcija metode promjene proizvodnje je da transformiše nodalne faktore raspodjele prenosa snage u zonalne.

Teoretski, metoda promjene proizvodnje predstavlja povećanje snage određenog čvora ukoliko se neto – pozicija zone poveća za jedan. Matematički ovo odgovara izvodu promjene neto – pozicije čvora uz ograničenje zonalne neto – pozicije, kao što je prikazano jednačinom 3.22. Suma svih GSK koeficijenata mora biti jednaka jedinici, ako što prikazuje izraz 3.23 [27].

$$GSK(n, z) = \frac{dP_n}{dNP_z} \quad \forall n \in N, \forall z \in Z \quad (3.22)$$

$$\sum_{\forall n} GSK(n, z) = 1 \quad (3.23)$$

GSK – metoda promjene proizvodnje, dP_n – promjena neto – pozicije čvora n , dNP_z – promjena neto – pozicije tržišne oblasti

Svaki operator sistema prilikom primjene metode promjene proizvodnje (GSK) za svoju kontrolnu oblast uzima u obzir karakteristike njegove mreže. Cilj je da metoda da najbolju prognozu kako će promjena neto – pozicije zone uticati na kritične grane. Operator sistema razlikuje dva tipa proizvodnih jedinica, one koje nisu fleksibilne tj. čija proizvodnja ne zavisi od tržišta (nuklearne elektrane) i za takve jedinice njihov GSK je nula jer se njihova proizvodnja neće nuditi na dnevnom tržištu. Drugi tip su tržišno orijentisane proizvodne jedinice (gasne, akumulacione) koje su fleksibilne i čija izlazna snaga zavisi od tržišta. Operatori sistema će dodatno koristiti i manje fleksibilne jedinice, ukoliko nemaju dovoljno fleksibilne proizvodnje kako bi sistem bio izbalansiran.

Inicijalna podjela metode za promjenu proizvodnje u zavisnosti na koji način raspodjeljuje promjenu snage po proizvodnim jedinicama bi bila na:

- uniformnu,
- proporcionalnu i
- linearnu

Kod uniformne raspodjele svakoj tržišno orijentisanoj proizvodnoj jedinici se dodjeljuje isti GSK koeficijent. Jedna od mana ovakvog pristupa je što se može pridružiti više proizvodnje tom čvoru nego što je njegova maksimalna instalisana snaga.

Kod proporcionalne raspodjele svakoj jedinici se dodjeljuje GSK koeficijent proporcionalno njihovom doprinosu u osnovnom modelu. Tako generatori koji su van pogona u osnovnom modelu se ne uzimaju u obzir u procesu promjene proizvodnje.

Kod linearne raspodjele se koristi metod linearne interpolacije, kada je GSK za svaki generator jednak gradijentu krive koja se nalazi između snage proizvodnje pri maksimalnom uvozu i maksimumu snage pri maksimalnom izvozu.

Međutim, operatori sistema koji koriste FB metodu za proračun dnevnog raspoloživog kapaciteta su prilagodili dobijanje GSK svojim karakteristikama sistema tj. zavisno kojim proizvodnim resursima svaki operator sistema raspolaže. U nastavku će biti opisano kako pojedini operatori dolaze da metode promjene proizvodnje koja se iskustveno pokazala da najbolje odgovara specifičnostima tog sistema [21].

- TransnetBW

Svaki njemački operator sistema bira različite GSK metode u zavisnosti da li se radi o radnim danima, praznicima ili vikendima. Svakom se generatoru dodjeljuje poseban koeficijent u zavisnosti od procjenjenog učešća u proizvodnji u različitim periodima. Uz osnovni model dostavljaju očekivanu raspodjelu proizvodnje unutar svoje kontrolne oblasti.

Iz ovih dokumenata se zatim, u zavisnosti koji je dan u pitanju, formiraju konkretni GSK koeficijenti. Takođe se uzima u obzir i sezonska zavisnost raspoloživosti proizvodnih jedinica. U cilju dobijanja pomenutih koeficijenata koristi se jednačina 3.24.

$$\text{Koeficijent proizvodnje} = \frac{\text{Raspoloživa snaga elektrane}}{\text{Raspoloživa snaga elektrana unutar tržišne oblasti}} \quad (3.24)$$

Tokom zime, proljeća i jeseni u ovoj kontrolnoj oblasti nema razlike između dana (radni dan/vikend), jer u tim periodima termoelektrane ili rade punom snagom ili su van pogona. U tom periodu GSK obuhvata samo hidro – jedinice, dok u ljetnjem periodu, kada su hidroelektrane obično van pogona, pravi se razlika između radnih dana i vikenda, jer su tada i termoelektrane obuhvaćene GSK koeficijentima.

- Amprion

Amprion vrši promjenu GSK koeficijenata svakog mjeseca, kako bi bili što tačniji. Za razmatrani mjesec operatori sistema provjeravaju da li je došlo do ulaska ili izlaska neke od proizvodnih jedinica. Takođe operatorima je dozvoljeno da vrše modifikaciju koeficijenata unutar mjeseca, uzimajući u obzir samo one proizvodne jedinice koje proizvode vršnu energiju. Razlog je što znaju da im samo te elektrane uzimaju učešća u promjeni proizvodnje. Što govori koliko je odabir ovih koeficijenata vezan za konkretnu oblast. Takođe sve razmatrane elektrane imaju isti GSK koeficijent, pa se u ovom slučaju može govoriti o uniformnoj raspodjeli.

- TenneT

Operatori ovog sistema takođe razmatraju samo proizvodne jedinice koje proizvode vršnu energiju pri odabiru metode promjene proizvodnje. U cilju određivanja GSK koeficijenata vrši se statistička analiza rada fleksibilnih elektrana u ovoj kontrolnoj oblasti u cilju određivanja karakteristika jedinica. Samo onim elektranama koje su okarakterisane kao tržišno orijentisane se dodjeljuju GSK koeficijenti. Takođe, svakoj jedinici koja se smatra tržišno orijentisana se dodjeljuje isti GSK faktor.

- Tennet B.V.

GSK koeficijenti u kontrolnoj oblasti TenneT B.V. obuhvataju sve jedinice čija je maksimalna snaga iznad 60 MW, eliminišući jedinice koje su van pogona. Sve kvalifikovane jedinice, u koje su uključene i one jedinice koje ne proizvode u osnovnom modelu, imaju GSK koeficijent srazmjerno predefinisanim minimalnom i maksimalnom nivou proizvodnih jedinica. Maksimalni proizvodni nivo predstavlja doprinos jedinice tokom scenarija maksimalne proizvodnje, odnosno tokom ekstremnog izvoza, dok minimalni nivo proizvodnje predstavlja doprinos elektrana u scenariju minimalne proizvodnje. Nefleksibilne jedinice će imati malu razliku između njihovog maksimalnog i minimalnog nivoa proizvodnje, nego fleksibilne elektrane.

Koristeći linearni GSK metod, jednačinom 3.25 određuje se vrijednost tih koeficijenata za sve aktivne jedinice.

$$GSK_i = \frac{P_{max_i} - P_{min_i}}{\sum_k P_{max_k} - \sum_k P_{min_k}} \quad (3.25)$$

P_{max} – maksimalna proizvodnja jedinice, P_{min} – minimalna proizvodnja jedinice, k – broj aktivnih GSK jedinica

GSK koeficijenti se inoviraju čim se pojavi nova elektrana. Operatori sistema uključuju i informacije o ispadima proizvodnih jedinica, na dnevnom nivou.

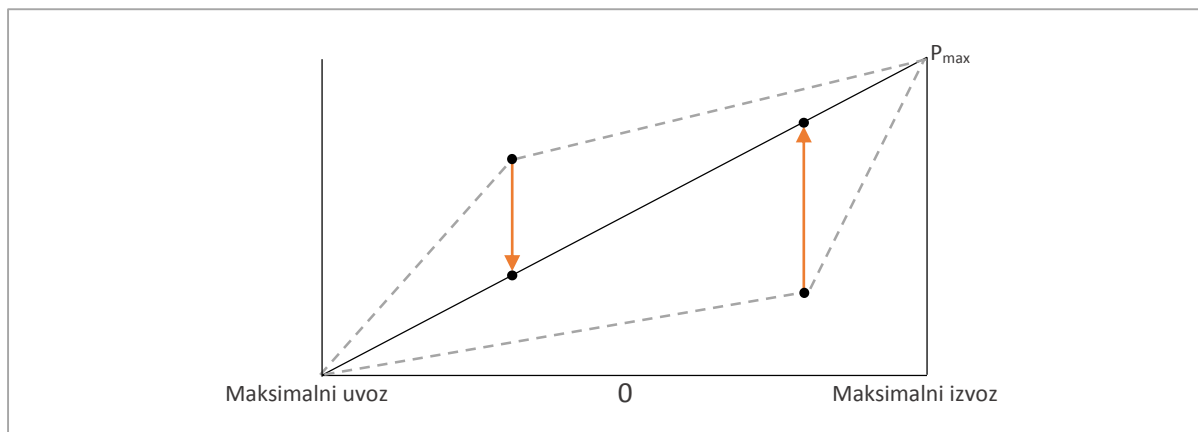
- Elia

Elia u svojoj metodi promjene proizvodnje uključuje sve upravljive proizvodne jedinice koje su raspoložive unutar mreže (bilo da su angažovane ili ne). GSK se podešava tako da u periodu velikog uvoza sve jedinice istovremeno proizvode ili 0 MW ili P_{min} zavisno od toga da li jedinice moraju biti u pogonu ili ne (npr. zbog primarne ili sekundarne regulacije), kao i od njihovog tehničkog minimuma. U periodu velikog izvoza GSK se podešava tako da sve jedinice su na P_{max} istovremeno. Za nuklearne jedinice P_{min} je jednako P_{max} , dok je za reverzibilnu proizvodnju P_{min} jednako $-P_{max}$. Nakon određivanja GSK, Elia će prilagoditi nivoe proizvodnje kako bi se poklopili sa linearnim odnosom proizvodnje i programa razmjene za referentni dan kao što prikazuje Slika 3.1.

- RTE

GSK u francuskom sistemu sadrži sve jedinice u toj mreži. Varijacija koeficijenata u metodi promjene proizvodnje se vrši prema sledećem pravilu: sve jedinice koje su u pogonu u osnovnom modelu će srazmjerno pratiti promjenu neto razmjene francuskog sistema. Što

znači da na primjer ako jedna jedinica ima učešće od $n\%$ u ukupnoj proizvodnji u francuskom sistemu, $n\%$ će od promjene neto – razmjene sistema biti dodjeljeno ovoj jedinici.



Slika 3.1 Linearizacija GSK u belgijskom sistemu (Elia)

3.5 Zonalni faktor raspodjele prenosa snage

Pomoću nodalnih faktora raspodjele prenosa snage, čija je definicija data u poglavlju 3.3, i neto – pozicije čvorova, mogu se definisati tokovi snaga na vodovima izrazom datim u jednačini 3.26, ili u matričnom obliku 3.27.

$$F_l = \sum_{n=1}^N PTDF_n(l, n) \cdot NP_n \quad \forall l \in L \quad (3.26)$$

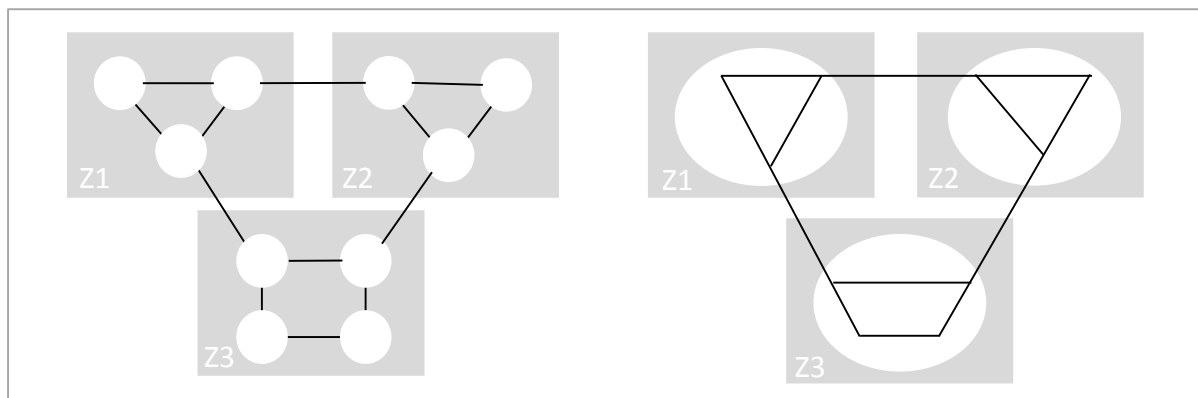
$$\begin{bmatrix} F_1 \\ \vdots \\ F_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} PTDF_n(1,1) & \cdots & PTDF_n(1,N) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ PTDF_n(L,1) & \cdots & PTDF_n(L,N) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} NP_1 \\ \vdots \\ NP_N \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

F_l – tok snage na vodu l , $PTDF_n$ – nodalni faktor raspodjele prenosa snage, NP_n – neto pozicija čvora n

Međutim implementacija na ovakav način odgovara nodalnom modelu proračuna međuzonskih kapaciteta. U kojem se, ukoliko dođe do zagušenja, pojavljuju različite cijene u čvorovima koji su dio iste zone. Iako je teoretski princip povezivanja tržišta zasnovanog na nodalnim tokovima snaga jednostavan i intuitivan, kao što je već rečeno u poglavlju 2.1, njegova primjena nije moguća u evropskom socio-političkom kontekstu. U evropskim tržištima razlika cijena između čvorova, unutar jedne zone, nije dozvoljena. Iz tog razloga nodalni pristup se mora zamjeniti zonalnim u kome se ne prave razlike među čvorovima u zoni, Slika 3.2. Ovaj model mora imati zonalne cijene, a posledično i da se nosi sa nedostatkom informacija o čvorovima praveći pretpostavke i prognoze, a istovremeno, implementacija bi trebala precizno da odredi mrežna ograničenja i da ostane prosta i transparentna.

U zonalnom povezivanju tržišta ponude se razmatraju po zoni i umjesto nodalne neto pozicije (NP_n) razmatra se zonalna neto pozicija (NP_z) koja predstavlja razliku između

proizvodnje i potrošnje unutar tržišne oblasti, tj. matrica NP_z predstavlja sumu neto pozicija svih čvorova u jednoj zoni.



Slika 3.2 Nodalni (lijevo) i zonalni (desno) prikaz sistema od tri tržišne oblasti

Injektiranje po čvorovima zapravo više i ne postoji u zonalnom kontekstu. Sada se ograničenje po pitanju izbalansiranosti jednog zatvorenog sistema sagledava na nivou tržišnih oblasti kao što je prikazano jednačinom 3.1.

Matrica koja opisuje odnos između toka snage na vodu i neto – pozicije zone je zonalna matrica faktora raspodjele prenosa snage ($PTDF_z$). Pomoću nje se adresira uticaj promjene neto – pozicije tržišne oblasti na tok snage po vodu. Za razliku od originalnih, nodalnih faktora raspodjele prenosa snage, zonalni faktori više nijesu striktno vezani samo za karakteristike mreže, jer je u njihov proračun uključena i metoda promjene proizvodnje (GSK).

Veza između nodalnih i zonalnih faktora raspodjele prenosa snage matematički se može izraziti kao u jednačini 3.28 ili matricno 3.29.

$$PTDF_z(l, z) = \sum_{n=1}^N PTDF_n(l, n) \cdot GSK(n, z) \quad (3.28)$$

$$\begin{bmatrix} PTDF_z(1,1) & \dots & PTDF_z(1,Z) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ PTDF_z(L,1) & \dots & PTDF_z(L,Z) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} PTDF_n(1,1) & \dots & PTDF_n(1,N) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ PTDF_n(L,1) & \dots & PTDF_n(L,N) \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} GSK(1,1) & \dots & GSK(1,Z) \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ GSK(N,1) & \dots & GSK(N,Z) \end{bmatrix} \quad (3.29)$$

$PTDF(l, z)$ – osjetljivost toka snage na vodu l na promjenu neto - razmjene tržišne oblasti z , $PTDF(l, n)$ – osjetljivost toka snage na vodu l na promjenu neto – pozicije čvora n , $GSK(n, z)$ – uticaj promjene neto – pozicije čvora n na promjenu neto – razmjene tržišne oblasti z , kojoj taj čvor i pripada.

3.6 Sigurnosna margina

Sigurnosna margina (FRM) predstavlja fundamentalni element za upravljanje neizvješnošću tokom proračuna međuzonskog raspoloživog kapaciteta. Usled nesigurnosti, operator sistema ne može precizno predvidjeti koji tok će se realizovati na svakom od kritičnih elemenata. Tok može biti veći ili manji nego li pretpostavljeni. Ukoliko se tok ispostavi većim, može doći do preopterećenja. U cilju smanjivanja mogućnosti fizičke preopterećenosti, dio kapaciteta na kritičnim elementima će biti onemogućeni za tržišno korišćenje [28].

U členu 2. Uredbe Evropske komisije o uspostavljanju smjernica za dodjelu kapaciteta i upravljanje zagušenjima (CACM) data je sledeća definicija [29]: „*Granica pouzdanosti znači smanjenje prekozonskog kapaciteta radi pokrivanja nesigurnosti pri proračunu kapaciteta*“.

Sigurnosna margina je zasnovana na istorijskim detektovanjima razlike između prognoziranog toka snage na kritičnim elementima dva dana unaprijed i stvarnom realizovanom toku. Nesigurnosti koje se javljaju u procesu proračuna kapaciteta za tržište dan unaprijed usled zanemarivanja u metodologiji se moraju kvantifikovati i smanjiti u alokacionom procesu, da ne bi došlo do preopterećenja na kritičnim elementima u realizaciji. Zbog toga za svaki kritični element se mora definisati sigurnosna margina. Ona smanjuje preostalu raspoloživu marginu jer dio tog slobodnog kapaciteta namjenjenog tržištu se mora ostaviti neiskorišćen kako bi se nosio sa nesigurnostima.

Osnovni zadatak u određivanju sigurnosne margine je kvantifikovanje neizvjesnosti, poredeći prognozirani tok sa stvarnim za odgovarajući vremenski period. Proračunati tokovi se porede sa tokovima uzetim sa SCADA-e. U toku poređenja FB model se prepodešava sa realizovanim voznim redom. Na ovaj način, iste neto pozicije su uzete u obzir kada se poredi prognozirani tok sa realizovanim. Razlika između realizovanog i prognoziranog toka se čuva u bazi podataka sa ciljem da operator sistema može kasnije koristiti tu bazu kako bi vršio statističke analize na velikom broju podataka. Korišćenjem podataka iz te baze i predefinisanjem nivoa rizika, vrijednosti sigurnosne margine se mogu izračunati koristeći normalnu (Gausovu) raspodjelu razlike između prognoziranog i realizovanog toka. Koristeći se ovim pristupom, sledeće neodređenosti su pokrivene FRM analizom [21]:

- nenamjerne devijacije toka zbog peglanja frekvencije i opterećenja (primarna i sekundarna regulacija),
- interna trgovina u svakoj zoni trgovanja,
- nesigurnosti u prognozi potrošnje i proizvodnje,
- pretpostavke napravljene u metodi promjene proizvodnje i
- primjena linearnog modela mreže.

3.7 Finalno podešavanje i korektivne aktivnosti

Finalno podešavanje (FAV) predstavlja operativno znanje koje se ne može formalno proračunati u metodi zasnovanoj na tokovima snaga. Finalno podešavanje se vrši povećavajući ili smanjujući maksimalni dozvoljeni kapacitet rezervisan za tržište na kritičnim elementima [30].

Ukoliko FAV nije uključen, maksimalni dozvoljeni kapacitet rezervisan za tržište bi bio direktan rezultat proračuna. Ukoliko zbog operativne perspektive, uprkos rezultatima proračuna smanjenje bude potrebno ili povećanje bude moguće, došlo bi do netransparentne pojave vrijednosti, jer je rezultat ručno ispravljen. Upravo zato je uveden sabirak FAV da omogući ručno podešavanje, ali na transparentan način. Podrazumjevana vrijednost FAV-a je nula. Može biti donešena odluka da bilo koja promjena od nule zahtjeva kratke pregovore između operatora sistema.

Tokom proračuna parametara u metodi zasnovanoj na tokovima snaga operatoru sistema će uzeti u obzir i potencijalne korektivne aktivnosti, koje mogu preduzeti kako bi

osigurati siguran rad sistema, ali i obezbjedili veći FB domen. Tokom proračuna u obzir se mogu uzeti eksplicitne i implicitne korektivne aktivnosti. U eksplicitne spadaju [31]:

- mjenjanje pozicije kod transformatora koji imaju pomjerače faze,
- mjenjanje topologije mreže,
- redispečing, odnosno mjenjanje snage kod generatora ili opterećenja.

Implicitne korektivne akcije se mogu koristiti kada nije moguće eksplicitno vršiti konkretne uticaje na tokovima snaga. Implicitno korišćenje korektivnih aktivnosti se odnosi na mjenjanje vrijednosti koeficijenta za finalno podešavanje (FAV).

Eksplicitne mjere se primjenjuju tokom proračuna parametara, dakle definišu se dva dana unaprijed. Svaki operator sistema mora definisati dozvoljene korektivne aktivnosti u njegovoj kontrolnoj oblasti.

Uopšte, svrha primjene korektivnih aktivnosti jeste modifikovanje (uvećanje) domena u cilju maksimizacije komercijalne razmjene na elektroenergetskom tržištu neugrožavajući ni u jednom trenutku sigurnost rada mreže. U najmanju ruku ovim aktivnostima se mora obezbjediti domen koji će pokrivati barem dugoročno alocirane kapacitete.

3.8 Preostali raspoloživi kapacitet

Ograničenje dozvoljenih tokova snaga, prikazano jednačinom 3.30, u vidu kapaciteta dozvoljenog za tržište u metodi zasnovanoj na tokovima snaga se naziva preostali raspoloživi kapacitet (RAM). Ovo je slobodni kapacitet koji se može koristiti u alokacionom mehanizmu na kritičnim granama mreže.

$$F_l = \sum_{z=1}^Z PTDF_z(l, z) \cdot NP_z \leq RAM_l \quad (3.30)$$

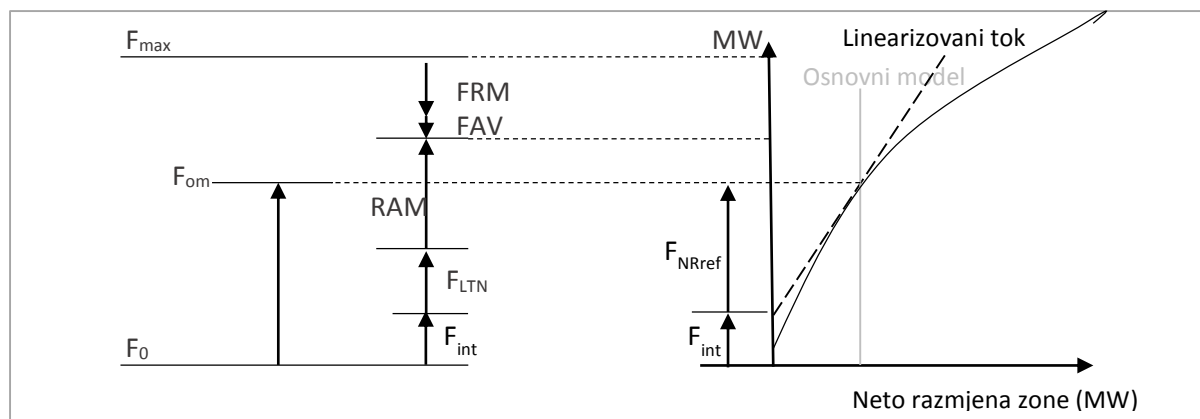
F_l – tok snage po vodu, $PTDF_z$ – faktor raspodjele prenosa snage, NP_z – neto pozicija tržišnih oblasti, RAM- preostali raspoloživi kapacitet

Polazna osnova za definisanje preostalog raspoloživog kapaciteta jeste maksimalni tok snage na vodu dat jednačinom 3.2.

Maksimalni tok snage dozvoljen na vodu se mora umanjiti za vrijednost sigurnosne margine, finalnog podešavanja, tokove koji su posledica internih transakcija i za dugoročno nominovane kapacitete. Dugoročni kapaciteti su dobijeni na godišnjim i mjesečnim aukcijama i moraju biti uključeni u inicijalni FB domen koji se proračunava prije nego se uzme u obzir nominacija tih kapaciteta. Slika 3.3, prikazuje proračun koji je neophodno izvršiti.

Transakcije unutar tržišne oblasti (interne) se mogu posmatrati kao referentni tokovi pri kojima je neto razmjena zone jednaka nuli, kao što i prikazuje Slika 3.3. Vrijednost toka po vodu koji je posledica interne transakcije dobija prema jednačini 3.31.

Preostali raspoloživi kapacitet se se dobija kada se maksimalni dozvoljeni kapacitet umanji za pomenute vrijednost, kao što je prikazano formulom 3.32. Referentni tok na vodu u osnovnom modelu koji odgovara samo alociranim dugoročnim kapacitetima se dobija izrazom 3.33.



Slika 3.3 Postupak dobijanja preostalog raspoloživog kapaciteta: F_{om} – referentni tok na vodu u osnovnom modelu koji je jednak zbiru toka koji je posljedica internih transakcija i toka koji je posljedica referentne razmjene (NR_{ref}) (obuhvata i dugoročne i kratkoročne međuzonske transakcije), F_{LTN} – tok na vodu koji je posljedica samo alociranih dugoročnih kapaciteta, odnosno potencijalnih dugoročnih transakcija.

$$F_{int} = F_{om} - \sum_{z=1}^Z PTDF_z \cdot NR_{ref} \quad (3.31)$$

F_{int} – tokovi snage po vodovima koji su posljedica internih transakcija, F_{om} – referentni tok na vodu u osnovnom modelu, NR_{ref} – referentna neto razmjena između zona, $PTDF_z$ – faktor raspodjele prenosa snage, z – tržišna oblast

$$RAM = F_{max} - F_{LTN} - F_{int} - FRM - FAV \quad (3.32)$$

$$F_{LTN} = F_{om} - F_{int} - PTDF \cdot (NR_{ref} - LTA) \quad (3.33)$$

RAM – preostali raspoloživi kapacitet, F_{max} – maksimalni prenosni kapacitet voda, FRM – sigurnosna margina, FAV – vrijednost finalnog podešavanja, F_{om} – referentni tok na vodu u osnovnom modelu koji je posljedica samo alociranih dugoročnih kapaciteta (LTA)

Iako je za očekivati da preostali raspoloživi kapacitet bude uvijek pozitivan, može se dogoditi da određene kritične grane budu zagušene i prije same alokacije. Ukoliko je RAM manji od nule, to znači da alocirani kapaciteti nijesu potpuno obuhvaćeni FB domenom. U tom slučaju negativna vrijednost kapaciteta se dostavlja algoritmu za povezivanje tržišta, koje je prinuđeno da smanji tok na vodu bez obzira na preferencije tržišta.

3.9 Sigurnosni domen metode zasnovane na tokovima snaga

Proračunati parametri u ovoj metodi definišu kolika neto – pozicija zone, uvažavajući analizirane kritične elemente, je dozvoljena da se pojavi u procesu povezivanja tržišta, a da ne ugrožava sigurnost mreže. Kao takvi, FB parametri imaju ulogu ograničenja u optimizaciji koju vrši mehanizam povezivanja tržišta. Krive koje ograničavaju sigurnosni domen u ovoj metodi se definišu pomoću jednačine 3.34.

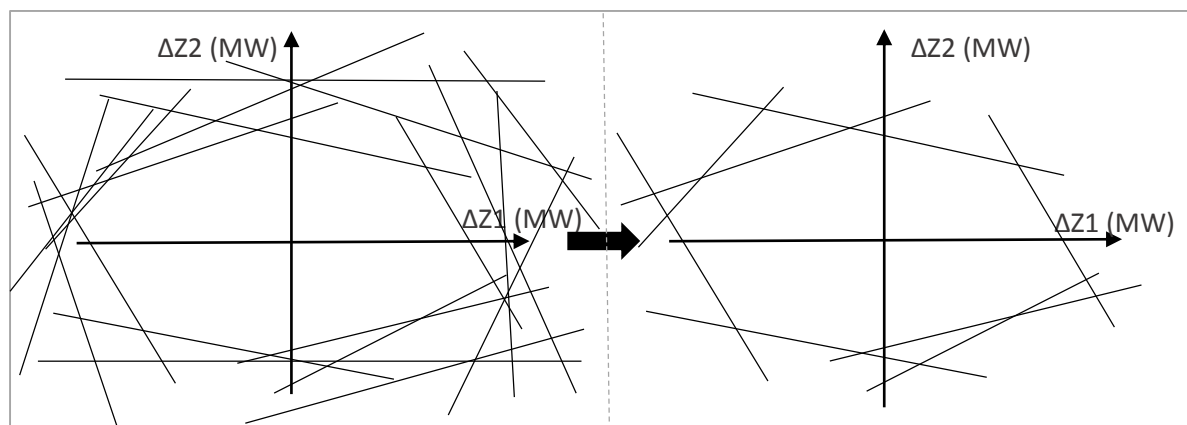
$$F_l = \sum_{z=1}^n PTDF_z \cdot NP_z \leq RAM \quad (3.34)$$

F_l – tok snage povodu l , $PTDF_z$ – zonalni faktor raspodjele prenosa snage, NP_z – neto pozicija tržišne oblasti z

Iako su tačke gledišta operatora sistema FB parametri su relevantni, ne odgovaraju svi mehanizmu povezivanja tržišta. Samo ona FB ograničenja koja najviše ograničavaju neto – razmjenu se moraju uvažiti kod povezivanja tržišta. Ostala redundantna ograničenja se identifikuju i uklanjaju od strane operatora sistema, kao što i prikazuje Slika 3.4.

Svaka linija predstavlja ograničenje za konkretan kritični element u određenom smjeru kretanja snage. One ukazuju granicu između dozvoljene i nedozvoljene promjene neto pozicije. Zajedno, linije definišu oblast koja predstavlja sigurnosni domen, unutar kojeg bilo koja promjena neto pozicije neće ugroziti kritične elemente. Unutar tog domena neto – pozicija oblasti može biti optimizovana od strane mehanizma za povezivanje tržišta. Ovaj prikaz definiše domen za tri povezana tržišta, dok bi se uvećavanjem broja tržišta morao praviti više - dimenzionalni domen. Veličina domena se proračunava u $n-1$ dimenziji, gdje je n broj tržišnih oblasti koje učestvuju u povezivanju.

Slika 2.2 i Slika 3.4 prikazuju glavnu razliku između dvije razmatrane metode. Kod metode zvanom na neto – prenosnom kapacitetu vrijednost raspoloživog međuzonskog kapaciteta (ATC) je fiksirana. Dobijena je razmatranjem promjene neto pozicija dva susjedna tržišta, nezavisno od uticaja moguće promjene na ostalim tržištima koja su takođe povezana sa njima. Za razliku od ove, metoda zasnovana na tokovima snaga nema fiksirane vrijednosti preostalog raspoloživog kapaciteta (RAM) već se ona linearno mijenja u zavisnosti od neto razmjene svih participirajućih tržišta, čime se u ovoj metodi ostavlja prostora da se upravlja promjenama neto – pozicija svih zona koje učestvuju kako bi se došlo do optimalnog rješenja, odnosno situacije gdje je obim razmjene maksimalan. Djelovi FB domena koji budu izvan NTC domena predstavljaju glavni potencijalni benefit FB metode. Dok ekstremi NTC domena koji su izvan FB domena su potencijalna područja gdje se može narušiti bezbjednost sistema zbog čega se kod NTC pristupa takođe koriste korektivne akcije, jer ove oblasti predstavljaju teoretski rizik. FB metoda će obezbjediti dnevno tržište sa više fleksibilnosti u pogledu nošenja sa problemima zagušenja, jer će u sprezi sa berzom, odnosno ponudama, određivati neto poziciju zona. Ova dodatna fleksibilnost će redukovati uticaj nesigurnosti kod predviđanja.



Slika 3.4 Sigurnosni domen FB metode sa svim (lijevo) i sa najstrožijim (desno) ograničenjima

4 Proračun međuzonskih kapaciteta na primjeru IEEE 14 i IEEE 57 Bus System-a

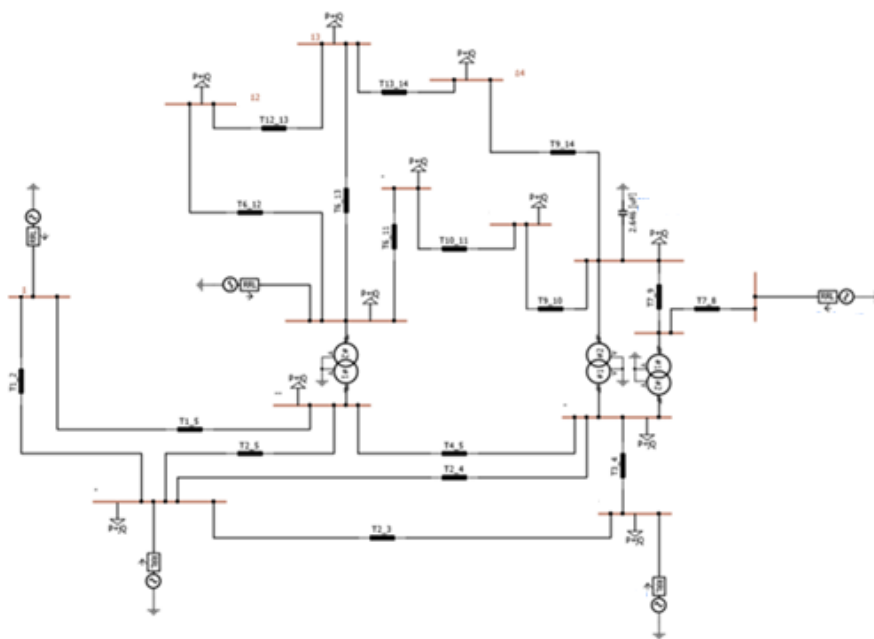
4.1 IEEE 14 Bus System

Praktični primjer proračuna međuzonskih kapaciteta koristeći NTC i FB metodu je izvršen na eksperimentalnom *IEEE 14 Bus System* mrežnom modelu koji će se uzeti kao osnovni model, Slika 4.1 [32]. Formiranje osnovnog modela je neophodno kod obje metode, u cilju proračuna parametara mreže i njenih ograničenja. Kod FB metode se dodatno moraju definisati kritične grane, jer bi, kao što je pomenuto u poglavlju 3.2. korišćenje čitave mreže i različitih scenarija u realnim mrežnim modelima, prilikom implementacije FB metode, rezultiralo velikom količinom ograničenja. Fokusiranjem samo na one vodove koji su značajno opterećeni tokom promjene neto - pozicije i na one koji su pod rizikom da budu ugroženi vrši se smanjenje obima proračuna.

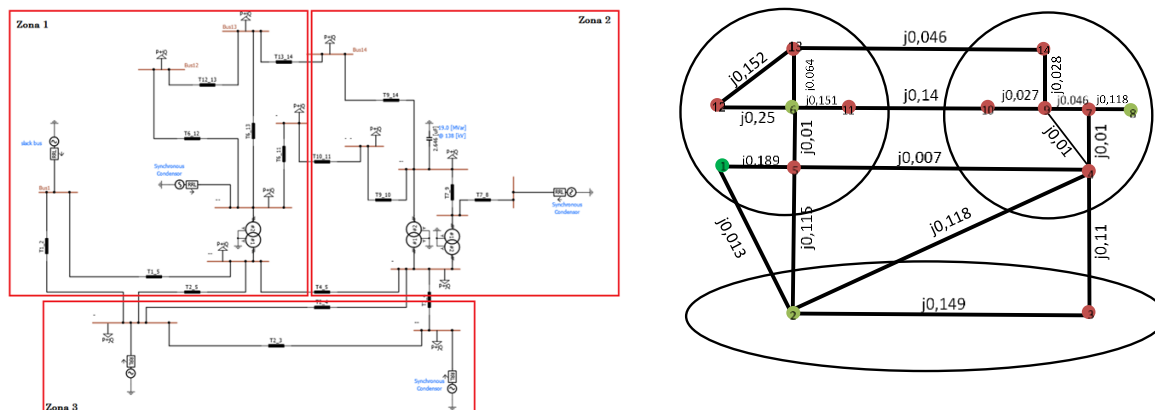
Osnovni model će biti formiran tako što će se korišćenjem DC metode proračuna tokova snaga i podataka o mreži iz datog primjera, dobiti presjek stanja mreže koji je neophodan za formiranje D2CF dokumenta. Međutim, odabir kritičnih elemenata u ovom primjeru, nije moguće izvršiti istorijskim sagledavanjem opterećenosti prenosnih vodova, pa će se korišćenjem zonalnih faktora raspodjele prenosa snage detektovati koji su to vodovi koji su najviše pogođeni u prenosu energije od izvora do potrošača.

U prvom koraku dati model će se izdijeliti na tri tržišne oblasti i formirati pojednostavljen model mreže predstavljen u vidu grafa, kao što prikazuje Slika 4.2. Mrežne parametre ovog sistema prikazuje Tabela 4.1 i Tabela 4.2, u kojoj se nalaze podaci o rezistansi i induktansi dati u jediničnim vrijednostima.

Tabela 4.3 sadrži podatke o proizvodnji i potrošnji u čvorovima u osnovnom modelu. Sve veličine su svedene i transformisane u jedinične vrijednosti. Bazna snaga iznosi 1000 MW.



Slika 4.1 IEEE Bus Sistem



Slika 4.2 IEEE Bus System izdjeljen na tri tržišne oblasti i graf mreže sa vrijednostima induktansi svih prenosnih kapaciteta

Tabela 4.1 Parametri prenosnih vodova IEEE Bus System-a

Vod koji povezuje sledeće čvorove:		R (p.u./m)	X (p.u./m)	L (km)	X (p.u.)	F _{max} (p.u.)
1	2	1,94·10 ⁻⁷	5,92·10 ⁻⁷	22,5	0,013	0,3
1	5	5,40·10 ⁻⁷	2,23·10 ⁻⁶	84,9	0,189	0,9
2	3	4,70·10 ⁻⁷	1,98·10 ⁻⁶	75,4	0,149	0,75
2	4	5,81·10 ⁻⁷	1,76·10 ⁻⁶	67,0	0,118	0,4
2	5	5,70·10 ⁻⁷	1,74·10 ⁻⁶	66,3	0,115	0,4
3	4	6,70·10 ⁻⁷	1,71·10 ⁻⁶	65,1	0,111	0,3
4	5	1,34·10 ⁻⁷	4,21·10 ⁻⁷	16	0,007	0,3
6	11	9,50·10 ⁻⁷	1,99·10 ⁻⁶	75,8	0,151	0,9
6	12	1,23·10 ⁻⁶	2,56·10 ⁻⁶	97,5	0,25	0,6
6	13	6,62·10 ⁻⁷	1,30·10 ⁻⁶	49,5	0,064	0,6
7	8	1·10 ⁻⁹	1,76·10 ⁻⁶	67	0,118	1,4
7	9	1·10 ⁻⁹	1,10·10 ⁻⁶	41,9	0,046	1
9	10	3,18·10 ⁻⁷	8,45·10 ⁻⁷	32,2	0,027	0,7
9	14	1,27·10 ⁻⁶	2,70·10 ⁻⁶	10,3	0,028	0,6
10	11	8,21·10 ⁻⁷	1,92·10 ⁻⁶	73,1	0,14	0,2
12	13	2,21·10 ⁻⁶	2,00·10 ⁻⁶	76,2	0,152	0,6
13	14	1,71·10 ⁻⁶	3,48·10 ⁻⁶	13,3	0,046	0,1

Tabela 4.2 Parametri transformatora IEEE Bus System-a

Transformator koji povezuje sledeće čvorove		X (p.u)	F _{max} (p.u.)
4	7	0,01	1
4	9	0,01	1
5	6	0,01	1,2

Tabela 4.3 Podaci o trenutnoj snazi proizvodnih jedinica i potrošača u osnovnom modelu

Čvor:	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
P _G	0,12	0,66	0,6	-	-	0,3	-	1,01	-	-	-	-	-	-
P _P	-	0,317	0,943	0,478	0,076	0,112	-	-	0,293	0,09	0,035	0,062	0,135	0,149

4.2 Proračun raspoloživih kapaciteta nodalnom aproksimacijom tržišne oblasti

Pravilna prezentacija prenosne mreže u modelima elektroenergetskog sistema pri procesu proračuna tokova snaga je veoma važna. Težnja za integracijom različitih tržišnih zona i izgradnjom obnovljivih izvora, često u udaljenim oblastima u mreži, čine da ograničenja prenosa postaju relevantnija i stoga se trebaju detaljno uzeti u obzir, kako u operativnim, tako i u planskim mrežnim modelima. Potpuna implementacija mreže, međutim, u ovim proračunima nije izvodljiva zbog velike složenosti realnih mreža i obimnosti proračuna. Stoga su potrebni redukovani modeli mreže, koji predstavljaju što je moguće bolje karakteristike cijelokupnog modela na kojem će proračun biti efikasniji, neugrožavajući pri tome njegovu tačnost.

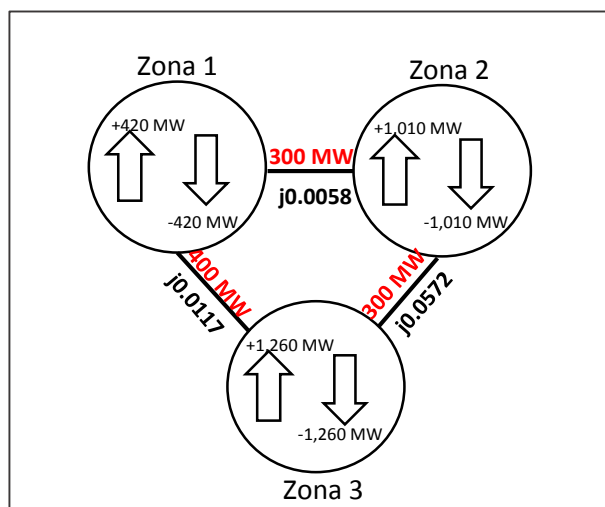
Redukovani modeli su takođe relevantni za potrebe upravljanja zagušenjem na elektroenergetskim tržištima i rane metode planiranja za potrebe elektroenergetskih tržišta u Evropi su se zasnivala na ovakvom modelu mreže. Prva i standardna tehnika redukovanja koja se koristi za analizu kratkih spojeva kola podrazumijeva ekvivalentiranje eksterne mreže proračunatim impedansama i uklanjanje nepotrebnih elemenata jer se mogu reprodukovati naponi i struje preostalih čvorova. Međutim, ekvivalentne mreže nisu u mogućnosti da aproksimiraju tokove snaga na eliminisanim granama. Stoga, korišćenje istih je ograničeno u analizi tokova snaga. U ovoj analizi se koristi druga tehnika redukcije koja se sastoji se od grupisanih čvorova u ograničenom broju zona, čime se smanjuje broj čvorova u mreži. Pretpostavlja se da su veze unutar zone veoma dobre, što znači da se ograničenja prenosa u zoni mogu zanemariti. Preostale prenosne linije između zona se mogu grupisati u međuzonske veze. Ova druga tehnika redukcije mreže naziva se nodalno – zonalnom redukcijom [33]. Metoda nodalno - zonalne redukcije započinje sa punim nodalnim opisom i izvodi pojednostavljenu zonalnu mrežu tako što čvorove sa sličnim električnim karakteristikama grupiše u zone i čvorove unutar zone zamjenjuju se ekvivalentnim čvorom sa približno istim odnosom između injektiranja snage u mreži i snage kroz preostale međuzonske vodove, a zatim preostale međuzonske veze između dvije zone mogu biti zamjenjene jednom ekvivalentnom međuzonskom vezom.

Prvobitna ideja je bila da se proračun moguće razmjene pri povezivanju tržišta dobije koristeći što prostije modele, a da se pokuša ne izgubiti na preciznosti. Takav koncept proračuna kapaciteta je uveden od strane tadašnjeg ETSO-a i podrazumjeva da svaka tržišna oblast bude prezentovana kao jedinstven čvor u sistemu koji je povezan sa susjednim tržišnim oblastima jednom prenosnom međuzonskom vezom.

U ovom poglavlju će biti korišćen takav model kako bi se izračunale moguće neto pozicije tržišnih oblasti koristeći prvo metodu zasnovanu na neto – prenosnom kapacitetu, a zatim i metodu zasnovanu na tokovima snaga. Slika 4.3 prikazuje novi model mreže gdje svaka zona zamjenjena jednim čvorom, dok su međuzonski vodovi agregirani jednom međuzonskom vezom. Maksimalni kapacitet međuzonske veze je jednak maksimalnom kapacitetu najugroženijeg voda koji se nalazi između dvije tržišne oblasti.

Tabela 4.3 daje neophodne podatke za formiranje referentnog modela neto pozicija zona. Netovanjem snage injektiranja proizvodnih i snage potrošnje potrošačkih čvorova unutar jedne tržišne oblasti dobija se neto pozicija svake zone, koje su u ovom primjeru izbalansirane. Tabela 4.1 sadrži informacije o induktansama međuzonskih vodova (rezistanse će biti zanemarene), čijim agregiranjem (paralelna veza) se dobijaju jedinstvene međuzonske induktanse, dok se za maksimalni kapacitet uzima kapacitet, po procjeni operatora,

najugroženijeg voda. U ovom primjeru će, shodno referentnim tokovima snaga iz osnovnog modela (Slika 4.7), to biti vodovi 2-5 (Z1 - Z2), 4-5 (Z1 – Z3) i 2-4 (Z2 – Z3). Kako su neto pozicije zona jednake nuli, time su i vodovi između zona neopterećeni.



Slika 4.3 Nodalna aproksimacija tržišnih oblasti sa agregiranim međuzonskim kapacitetima

4.2.1 Proračun raspoloživih kapaciteta neto – prenosnom metodom

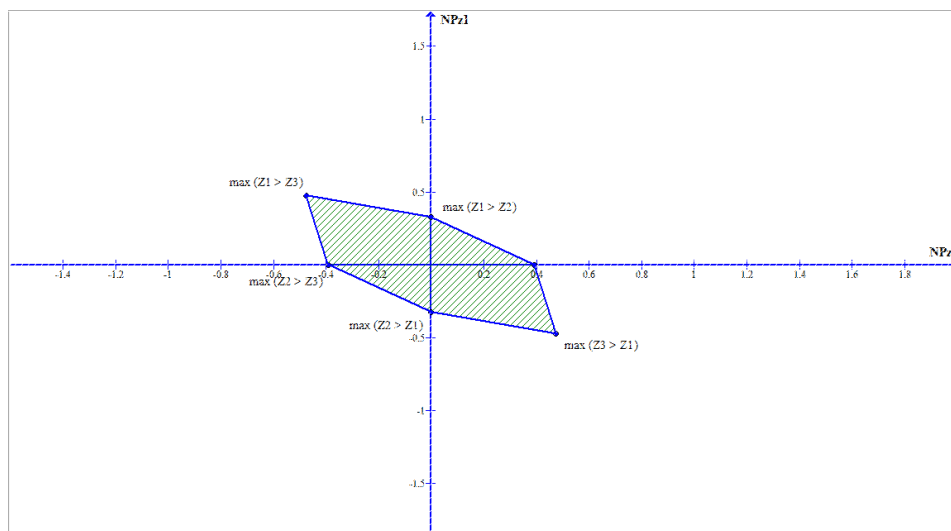
Kod neto – prenosne metode operatori sistema koriste sofisticirane softvere za proračun kapaciteta i promjenu neto razmjene zona, dobijajući neto pozicije koje su moguće među njima i koje definišu komercijalni TTC između zona.

Kao što je pokazano jednačinom 2.2, ukupni dozvoljeni prenosni kapacitet se dobija podizanjem snage u jednoj tržišnoj oblasti i spuštanjem u drugoj, i obratno. Prate se tokovi i ograničenja po vodovima i dobijaju granične vrijednosti dozvoljenih neto – pozicija odnosno TTC-a. Zatim se isti postupak ponovi za drugi, i na kraju za preostali par zona, pri čemu se posmatrana promjena neto razmjene vrši isključivo bilateralno. Nakon uvažavanja sigurnosne margine i već alociranih kapaciteta kao rezultat se dobija ATC domen u kome se mogu naći dozvoljene neto – razmjene koje se koriste kao polazne vrijednosti prilikom optimizacije u mehanizmu za povezivanje tržišta.

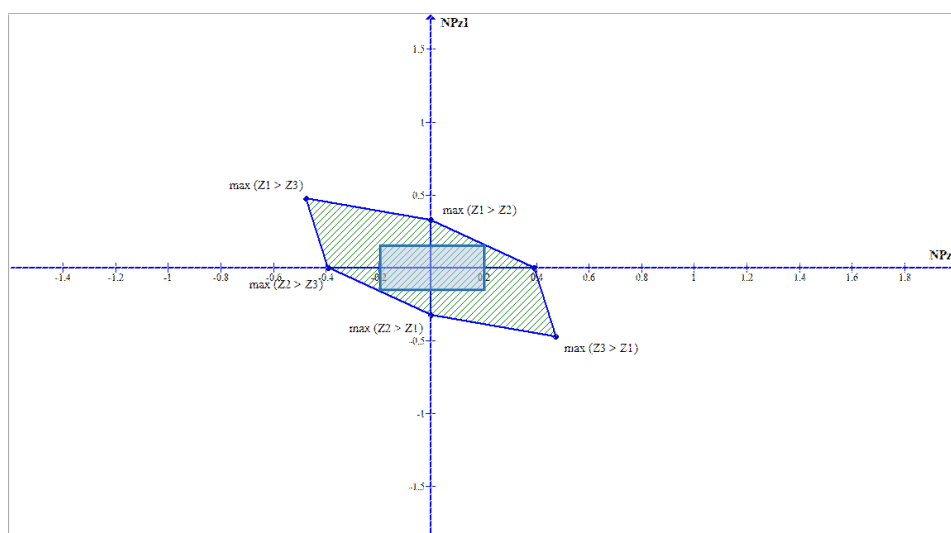
Usled jednostavnosti modela, i nezadovoljavanja N-1 uslova već u referentnom modelu, pri proračunu TTC-a neće se ispitivati da li je zadovoljen taj uslov.

Prateći ograničenja po međuzonskim putevima, uz simultano podizanje snage u jednoj, a smanjivanje u drugoj oblasti, dobijaju se ograničenja koja prikazuje Slika 4.4., koja definišu moguću neto – razmjenu između tržišnih oblasti. Sigurnosni domen se mora dodatno umanjiti kako bi se dobile fiksne vrijednosti raspoloživog prenosnog kapaciteta koji će biti ili ponuđen tržišnim učesnicima na eksplicitno alociranje, ili tržišnom algoritmu za implicitnu dodjelu, takav domen prikazuje Slika 4.5.

Nakon dobijanja graničnih vrijednosti TTC-a, isti je potrebno umanjiti za vrijednosti sigurnosne margine i već alociranih kapaciteta, čime se dolazi do raspoloživog prenosnog kapaciteta (ATC) koji je spreman za alociranje na dnevnim aukcijama.



Slika 4.4 Sigurnosni domen i maksimalna dozvoljena razmjena korišćenjem neto - prenosne metode



Slika 4.5 Sigurnosni domen sa fiksnim vrijednostima neto-prenosnog kapaciteta koristeći NTC metodu

4.2.2 Proračun raspoloživih kapaciteta metodom zasnovanom na tokovima snaga

Kao i kod NTC metode prvi korak se odnosi na formiranje osnovnog modela, odnosno formiranje D2CF dokumenta, od strane operatora sistema, koje vrše dva dana unaprijed. Svaki operator formira dokument za svoju kontrolnu oblast, za svaki sat u danu. S obzirom da se radi o istoj mreži i istim referentnim uslovima kao i u prethodnoj metodi, već je formiran osnovni model kojeg prikazuje Slika 4.3.

S obzirom da su tržišne oblasti aproksimirane čvorovima nije potrebno koristiti zonalne faktore raspodjele prenosa snage, odnosno metodu promjene proizvodnje (GSK). Takođe, pošto se razmatraju samo međuzonski vodovi koji, koji su agregirani, svaki od njih će predstavljati kritični element jer je svaki prenosni put u ovom slučaju pod značajnim uticajem međuzonske trgovine, što i pokazuje matrica faktora raspodjele prenosa snage koji opisuju kakve fizičke tokove na kritičnim elementima će prouzrokovati promjena neto razmjene

između različitih tržišnih oblasti. Koeficijenti se dobijaju iz toplogije mreže, odnosno iz osnovnog modela. Koristeći jednačinu 3.21 određuju se nodalni faktori raspodjele prenosa snage koje prikazuje izraz 4.1.

$$PTDF = \begin{matrix} 1-2 \\ 1-3 \\ 2-3 \end{matrix} \begin{bmatrix} 0.9224 & 0 & 0.7657 \\ 0.0776 & 0 & -0.7657 \\ -0.0776 & 0 & -0.2343 \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

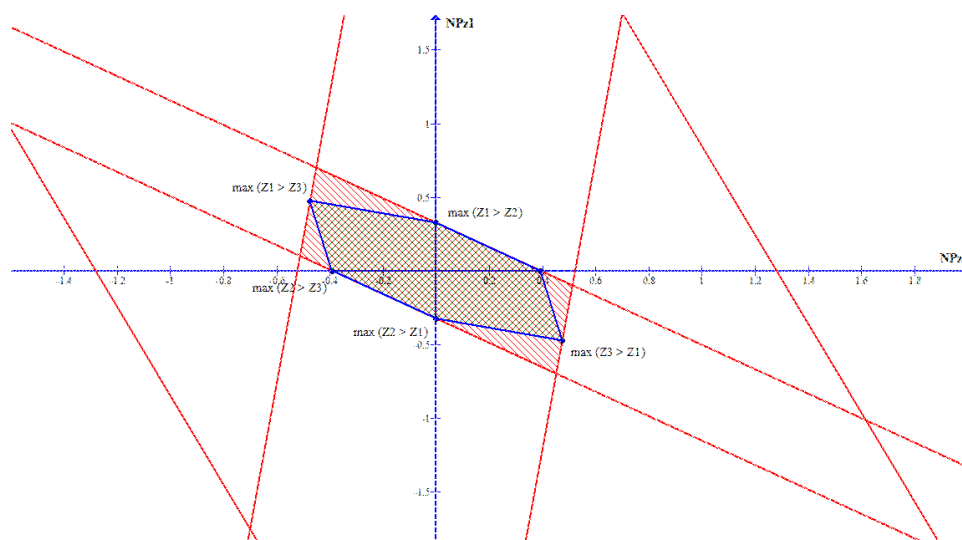
U jednačini 4.1, kolone se odnose na zone, a redovi na prenosne puteve. Na primjer, član PTDF(1,1) pruža informaciju da će, ukoliko dođe do promjene proizvodnje u zoni 1 i zoni 2 (balansni), vod 1-2 biti opterećen sa 92,24 % od ukupne promjene snage.

Osim faktora raspodjele prenosa snage, iz osnovnog modela imamo i referentne tokove snaga koji se dobijaju koristeći jednačinu 3.33, kao i maksimalni tok snage dozvoljen na prenosnim putevima. Vrijednosti preostalog raspoloživog kapaciteta se dobijaju koriseći jednačinu 3.32 i informacije koje daje Tabela 4.1. Kako se u primjeru NTC metode nije izračunavao TTC, tj. nije se uzimala u obzir sigurnosna margina ni vrijednosti FAV koeficijenta, tako će se u ovom primjeru jednačina 3.32 modifikovati čime se dobija izraz 4.2 gdje su prikazane vrijednosti tih veličina.

$$F_{int} = \begin{matrix} 1-2 \\ 1-3 \\ 2-3 \end{matrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad RAM = F_{max} - F_{int} = \begin{matrix} 1-2 \\ 1-3 \\ 2-3 \end{matrix} \begin{bmatrix} 0.3 \\ 0.4 \\ 0.3 \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Sada se može postaviti linearizovani model mreže. Koristeći jednačinu 3.30 dobija se izraz 4.3. Ograničenja dobijena ovim izrazom prikazuje Slika 4.6.

$$\begin{bmatrix} RAM_{12} \\ RAM_{13} \\ RAM_{23} \end{bmatrix} > \begin{bmatrix} F_{12} \\ F_{13} \\ F_{23} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.9224 & 0 & 0.7657 \\ 0.0776 & 0 & -0.7657 \\ -0.0776 & 0 & -0.2343 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta NP_{z1} \\ \Delta NP_{z2} \\ \Delta NP_{z3} \end{bmatrix} > - \begin{bmatrix} RAM_{12} \\ RAM_{13} \\ RAM_{23} \end{bmatrix} \quad (4.3)$$



Slika 4.6 Sigurnosni domen i maksimalne dozvoljene promjene neto - pozicije korišćenjem metode zasnovane na tokovima snaga

Na slici 4.6. je takođe zadržan domen dobijen neto - prenosnom metodom, kako bi se oba razmatrana pristupa mogla uporediti. Zone koje su šrafirane crvenom bojom, ali ne i

zelenom predstavljaju moguća rješenja koja ne narušavaju sigurnost mreže, i obuhvaćena su FB, ali ne i NTC metodom.

Do tih djelova domena koji mogu cjelokupnom tržištu omogućiti povećanu sveukupnu dobit će se stići kada se podaci dobijeni metodom zasnovanom na tokovima snaga unesu u optimizacioni tržišni algoritam za povezivanje tržišta.

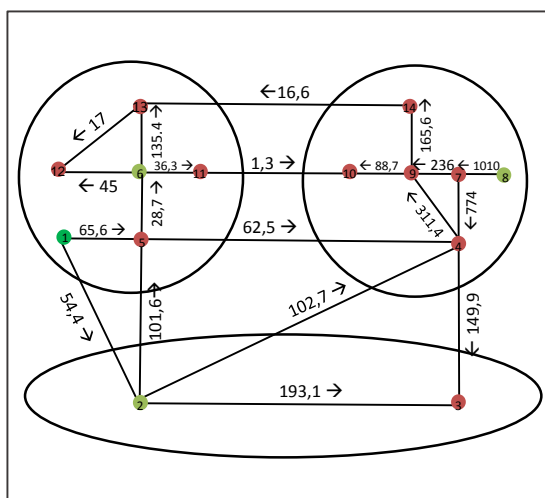
Na ovom primjeru je potvrđeno da predložena FB metoda potencijalno može donijeti povezanim tržištima dodatni benefit, jer je u cjelokupnosti obuhvatila svu međuzavisnost tržišta koja učestvuju. Kako se sistem bude usložnjavao, tj. kako se dodatna tržišta budu povezivala benefit od ove metode će biti sve veći, što se ogleda sve većom razlikom između sigurnosnih domena ove dvije metode.

4.3 Proračun raspoloživih kapaciteta bez nodalne aproksimacije

Proračunom raspoloživih kapaciteta bez aproksimacija vršenih u poglavlju 4.2 usložnjavaju se obje metode, uvažavajući sada svaki konkretni vod i njegov uticaj na moguću razmjenu između tržišnih oblasti.

Referentni tokovi snaga na vodovima će se dobiti koristeći linearnu metodu za proračun tokova snaga. Slika 4.7 predstavlja graf cjelokupne mreže sa referentnim vrijednostima (p.u.) tokova snage na vodovima. Netovanjem snage injektiranja proizvodnih i snage potrošnje potrošačkih čvorova unutar jedne tržišne oblasti dobija se neto pozicija svake zone, koje su kao što se vidjelo u prethodnom poglavlju izbalansirane. Međutim, za razliku od prethodnog primjera preciznijim sagledavanjem mreže, tj. zadržavanjem svih njenih elemenata, može se primjetiti (Slika 4.7) da vodovi između zona ipak jesu opterećeni iako su oblasti izbalansirane. Takav scenario i jeste logičan jer fizički tokovi snaga, su vođeni opterećenjem i zavisno od impedansi prenosnih puteva, a ne komercijalnim transakcijama.

Usled toga na međuzonskim vodovima se javlja tok snage, koji je posledica internih transakcija i zauzima dio međuzonskog prenosnog kapaciteta što mora biti uzeto u obzir.



Slika 4.7 Graf mreže sa ref. tokovima snage na vodu

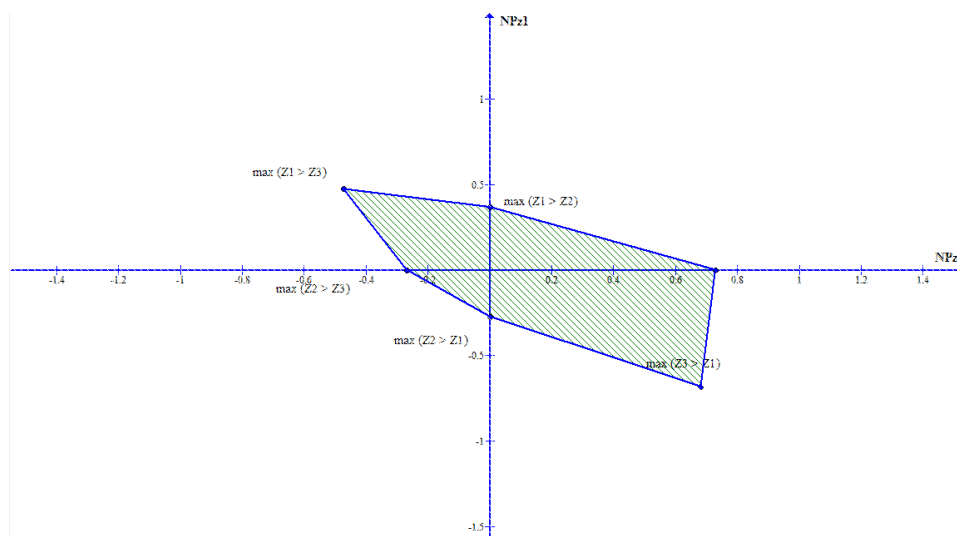
4.3.1 Proračun raspoloživih kapaciteta neto – prenosnom metodom

Kao i u poglavlju 4.2.1. koristeći jednačinu 2.2, ukupni prenosni kapacitet se dobija podizanjem snage u jednoj tržišnoj oblasti i spuštanjem u drugoj, i obratno. U ovom slučaju pratiće se tokovi snage po svim vodovima pojedinačno.

Podizanjem snage u jednoj i smanjivanjem u drugoj oblasti, prateći ograničenja po međuzonskim putevima dobijaju se ograničenja koja prikazuje Slika 4.8.

Za razliku od prethodnog primjera, ovdje je primjetno da se izgubila simetrija u odnosu na koordinatni početak, što je posledica činjenice da na vodovima već postoji određeni tok, što dozvoljava da više snage protiče na tom vodu u smjeru suprotnom od smjera već postojećeg toka, nego što je to slučaj sa tokom koji je u istom smjeru kao i referentni.

Kao i kod uprošćenog primjera i u ovom slučaju ograničenja se odnose na vrijednosti TTC-a, koje je potrebno umanjiti za vrijednosti sigurnosne margine i već alociranih kapaciteta, čime se dolazi do raspoloživog prenosnog kapaciteta (ATC).

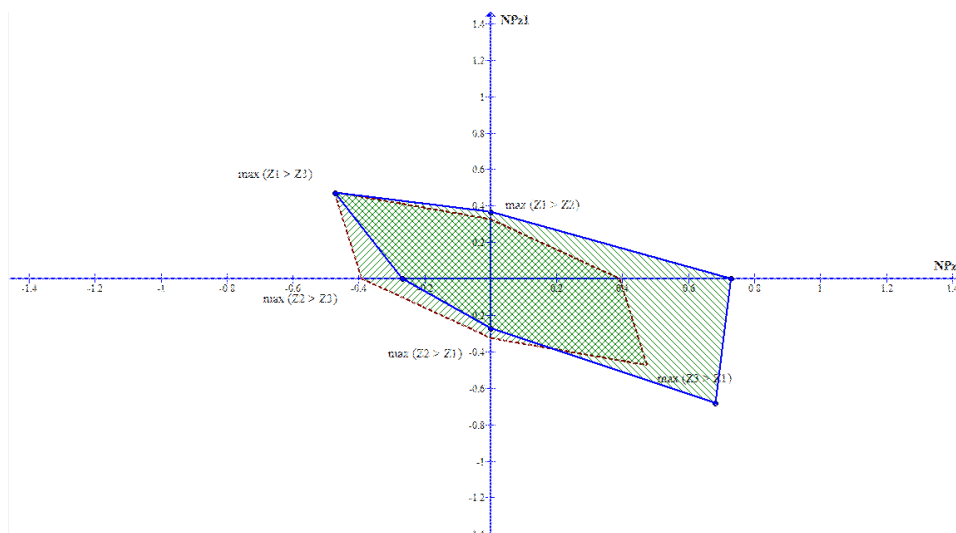


Slika 4.8 Sigurnosni domen i maksimalna dozvoljena razmjena korišćenjem neto - prenosne metode

Slika 4.9 prikazuje poređenje oba domena dobijena NTC metodom, ali sa uprošćenim i cjelokupnim modelom. Uprošćeni metod daje za određena rješenja manji domen, dok za druga potencijalna rješenja dozvoljava i veću neto razmjenu gdje se očigledno narušava sigurnost mreže. Zbog toga u koliko se koristi redukovani metod, moraju se uzeti puno veće granice sigurnosti, što predstavlja glavnu posledicu zanemarivanja internih i agregiranje međuzonskih vodova čime se gube informacije o uticajima razmjene na pojedinačne vodove.

4.3.2 Proračun raspoloživih kapaciteta metodom zasnovanom na tokovima snaga

Moderna verzija FB metode koja je transparentnija i bez ranijih pojednostavljenja će biti ispitana u ovom poglavlju da bi se vidjelo prvenstveno kakve prednosti pruža u odnosu na neto – prenosnu metodu, kao i koji se efekat dobija kada se data mreža na pojednostavljuje.



Slika 4.9 Poređenje sigurnosnih domena dobijenih neto - prenosom metodom

Nakon formiranja osnovnog modela od strane operatora sistema, koji prikazuje Slika 4.7 mora se odabrati metoda promjene proizvodnje koja definiše kako će se promjena neto – razmjene zone rasporediti na proizvodne jedinice unutar tržišne oblasti.

Zadatak je odrediti odnos između neto – pozicije tržišta i promjene proizvodnje svake jedinice. U ovom primjeru će se u svim zonama koristiti isti metod promjene proizvodnje (što ne mora biti slučaj u praksi), i to će biti uniformna metoda.

Sljedeći zadatak je definisati kritične grane, odnosno mrežne elemente koji su značajno pod uticajem međuzonske trgovine. Takvi elementi se detektuju višegodišnjim praćenjem rada mreže, ali i testiranjem određenih pogonskih stanja, tzv. kritičnih ispada. Za određivanje kritičnih grana mogu se koristiti i faktori raspodjele prenosa snage kako bi se detektovali elementi koji su najosjetljiviji na međuzosku razmjenu. PTDF koeficijenti opisuju kakve fizičke tokove na kritičnim elementima će prouzrokovati promjena neto pozicije između različitih tržišnih oblasti. Koeficijenti se dobijaju iz toplogije mreže, odnosno iz osnovnog modela. Koristeći jednačinu 3.21 prvo se određuje nodalni faktori raspodjele prenosa snage, čiji je rezultat dat izrazom 4.4.

$$PTDF_n = \begin{matrix} 1-2 \\ 1-5 \\ 2-3 \\ 2-4 \\ 2-5 \\ 3-4 \\ 4-5 \\ 4-7 \\ 4-9 \\ 5-6 \\ 6-11 \\ 6-12 \\ 6-13 \\ 7-8 \\ 7-9 \\ 9-10 \\ 9-14 \\ 10-11 \\ 12-13 \\ 13-14 \end{matrix} \begin{pmatrix} 0,7655 & -0,1829 & -0,0781 & 0,0135 & 0,0002 \\ 0,2345 & 0,1829 & 0,0781 & -0,0135 & -0,0002 \\ 0,1457 & 0,1548 & -0,3608 & 0,0116 & 0,0002 \\ 0,3210 & 0,3411 & 0,1456 & 0,0256 & 0,0004 \\ 0,2988 & 0,3212 & 0,1371 & -0,0237 & -0,0004 \\ 0,1457 & 0,1548 & 0,6392 & 0,0116 & 0,0002 \\ -0,5015 & -0,4740 & -0,2024 & -0,8202 & -0,0124 \\ -0,0048 & -0,0046 & -0,0019 & -0,0216 & -0,8465 \\ -0,0270 & -0,0255 & -0,0109 & -0,1210 & -0,1405 \\ 0,0318 & 0,0301 & 0,0128 & -0,8574 & -0,0129 \\ 0,0092 & 0,0087 & 0,0037 & 0,0412 & -0,0037 \\ 0,0031 & 0,0029 & 0,0013 & 0,0139 & -0,0013 \\ 0,0195 & 0,0184 & 0,0079 & 0,0875 & -0,0079 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ -0,0048 & -0,0046 & -0,0019 & -0,0216 & 0,1535 \\ -0,0092 & -0,0087 & -0,0037 & -0,0412 & 0,0037 \\ -0,0226 & -0,0214 & -0,0091 & -0,1014 & 0,0092 \\ -0,0092 & -0,0087 & -0,0037 & -0,0412 & 0,0037 \\ 0,0031 & 0,0029 & 0,0013 & 0,0139 & -0,0013 \\ 0,0226 & 0,0214 & 0,0091 & 0,1014 & -0,0092 \end{pmatrix} \quad (4.4)$$

U jednačini 4.4, kolone se odnose na proizvodne čvorove, a redovi na vodove. Na primjer, član $PTDF_n(1,1)$ pruža informaciju da će, ukoliko dođe do promjene proizvodnje u čvoru 1 i balansnom čvoru, vod 1-2 biti opterećen sa 76,55 % od ukupne promjene snage.

Kako promjene na nivou čvora nisu poznate, već na nivou zona, to je razlog da se GSK koeficijenti iskoriste da bi se dobili zonalni faktori raspodjele prenosa snage. Kod uniformne metode promjene proizvodnje prilikom promjene snage u određenoj tržišnoj oblasti na svaki proizvodni čvor koji pripada toj oblasti će se podjednako rasporediti promjenjena snaga. Matrica koeficijena uniformne GSK je data izrazom 4.5.

$$GSK = \begin{bmatrix} 0.5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.5 \\ 0 & 0 & 0.5 \\ 0.5 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Koristeći jednačinu 3.28, dobijaju se zonalni PTDF faktori dati u izrazu 4.6. gdje se sada kolone odnose na tržišne oblasti. Matrica faktora raspodjele prenosa snage se može odnositi na neto poziciju zone ili na neto razmjenu između dvije zone. Član $P_z(1,1)$ u prvom slučaju pruža informaciju da će u slučaju promjene neto pozicije u zoni jedan (između zone 1 i balansne zone 2) na vodu 1-2 otići određeni procenat od ukupne promjene.

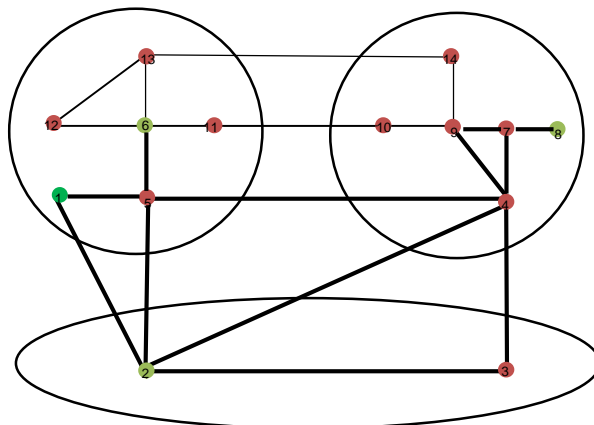
$$PTDF_z = \begin{matrix} 1-2 \\ 1-5 \\ 2-3 \\ 2-4 \\ 2-5 \\ 3-4 \\ 4-5 \\ 4-7 \\ 4-9 \\ 5-6 \\ 6-11 \\ 6-12 \\ 6-13 \\ 7-8 \\ 7-9 \\ 9-10 \\ 9-14 \\ 10-11 \\ 12-13 \\ 13-14 \end{matrix} \begin{bmatrix} 0,3893 & 0 & -0,1307 \\ 0,1107 & 0 & 0,1307 \\ 0,0785 & 0 & -0,1032 \\ 0,1729 & 0 & 0,2431 \\ 0,1379 & 0 & 0,2295 \\ 0,0785 & 0 & 0,3968 \\ -0,6485 & 0 & -0,3258 \\ 0,8333 & 0 & 0,8433 \\ 0,0665 & 0 & -0,1223 \\ -0,3998 & 0 & 0,0344 \\ 0,0289 & 0 & 0,0099 \\ 0,0098 & 0 & 0,0034 \\ 0,0615 & 0 & 0,0211 \\ 1 & 0 & 1 \\ -0,1667 & 0 & -0,1567 \\ -0,0289 & 0 & -0,0099 \\ -0,0712 & 0 & -0,0245 \\ -0,0289 & 0 & -0,0099 \\ 0,0098 & 0 & 0,0034 \\ 0,0712 & 0 & 0,0245 \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Za kritične elemente će se uzeti oni vodovi na koje razmjena između zona utiče preko 10 %. Vodeći se time, Slika 4.10, pokazuje koji su vodovi kvalifikovani kao kritični elementi.

Osim zonalnih faktora raspodjele prenosa snage, iz osnovnog modela imamo i tokove snaga koji su posledica internih transakcija, kao i maksimalni tok snage dozvoljen na vodu. U izrazu 4.7. su dati podaci, sada, uzimajući u obzir samo kritične elemente.

Sada se može postaviti linearizovani model mreže. Tokovi na kritičnim elementima variraju na linearan način oko referentnog toka (u ovom slučaju nastao samo kao posledica internih transakcija). Ovaj tok, kao što je pokazano u poglavlju 3.8 odgovara referentnoj neto razmjeni koja obuhvata i dugoročnu i kratkoročnu nominaciju.

Vrijednosti preostale raspoložive margine se dobijaju koriseći jednačinu 3.32 i informacije iz Tabela 4.1. Kako se u primjeru NTC metode pri proračunu TTC-a nije uzimala u obzir sigurnosna margina ni vrijednosti FAV koeficijenta, tako će se u ovom primjeru jednačina 3.32 modifikovati.



Slika 4.10 Graf mreže sa prikazanim (podebljano) kritičnim elementima

$$PTDF_z = \begin{matrix} 1-2 \\ 1-5 \\ 2-3 \\ 2-4 \\ 2-5 \\ 3-4 \\ 4-5 \\ 4-7 \\ 4-9 \\ 5-6 \\ 7-8 \\ 7-9 \end{matrix} \begin{bmatrix} 0,3893 & 0 & -0,1307 \\ 0,1107 & 0 & 0,1307 \\ 0,0785 & 0 & -0,1032 \\ 0,1729 & 0 & 0,2431 \\ 0,138 & 0 & 0,2295 \\ 0,0785 & 0 & 0,3968 \\ -0,6485 & 0 & -0,3258 \\ 0,8333 & 0 & 0,8433 \\ 0,0665 & 0 & 0,1223 \\ -0,3998 & 0 & 0,0344 \\ 1 & 0 & 1 \\ -0,1667 & 0 & -0,1567 \end{bmatrix} \quad F_{int} = \begin{bmatrix} 0,0544 \\ 0,0656 \\ 0,1931 \\ 0,1027 \\ 0,1016 \\ -0,1499 \\ -0,0625 \\ -0,774 \\ 0,3114 \\ 0,0287 \\ -1,01 \\ 0,236 \end{bmatrix} \quad F_{max} = \begin{bmatrix} 0,7 \\ 0,3 \\ 0,4 \\ 0,4 \\ 0,4 \\ 0,35 \\ 0,6 \\ 0,4 \\ 0,5 \\ 0,4 \\ 0,7 \\ 0,3 \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

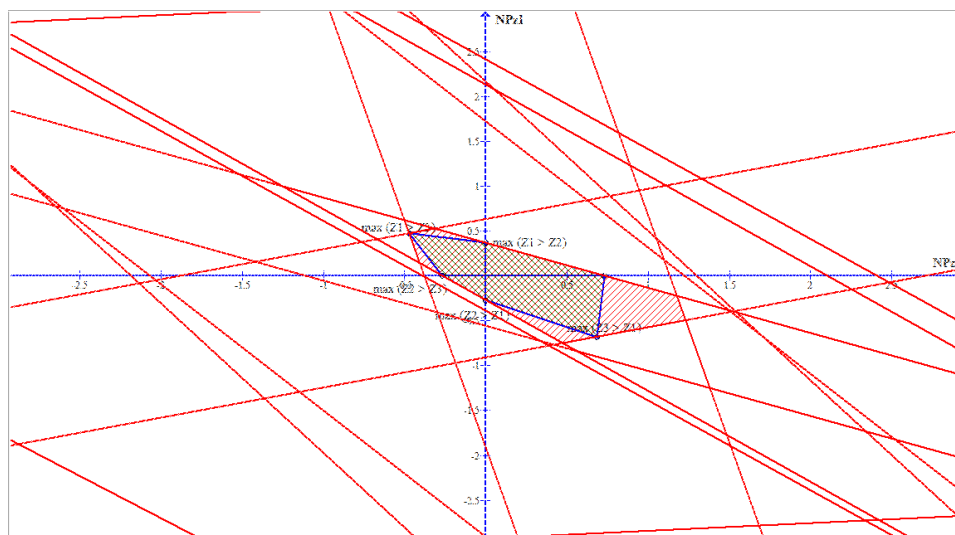
Koristeći jednačinu 3.26 i 3.27 i uvažavajući pretpostavku da nema dugoročnih međuzonskih transakcija i činjenicu da je neto pozicija svake zone jednaka nuli važi izraz 4.8. Napominjući da pri definisanju preostale raspoložive margine u ovom slučaju, usled postojanja referentnih tokova, treba obratiti pažnju da će se za jedan vod margina definisati, u jednom smjeru koji je isti kao i smjer referentnog toka, kao maksimalni kapacitet umanjen za referentni tok, dok će u suprotnom smjeru biti takođe izračunat kao maksimalni kapacitet umanjen za referentni tok, ali sada gledano u suprotnom smjeru što je i prikazano jednačinama 4.8. i 4.9.

$$F_{om} = F_{int} \rightarrow RAM = F_{max} - F_{ref} \quad (4.8)$$

$$\begin{bmatrix} RAM_{12} \\ RAM_{15} \\ RAM_{23} \\ RAM_{24} \\ RAM_{25} \\ RAM_{34} \\ RAM_{45} \\ RAM_{47} \\ RAM_{49} \\ RAM_{56} \\ RAM_{78} \\ RAM_{79} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{max12} \\ F_{max15} \\ F_{max23} \\ F_{max24} \\ F_{max25} \\ F_{max34} \\ F_{max45} \\ F_{max47} \\ F_{max49} \\ F_{max56} \\ F_{max78} \\ F_{max79} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} F_{int12} \\ F_{int15} \\ F_{int23} \\ F_{int24} \\ F_{int25} \\ F_{int34} \\ F_{int45} \\ F_{int47} \\ F_{int49} \\ F_{int56} \\ F_{int78} \\ F_{int79} \end{bmatrix} \quad \begin{bmatrix} RAM_{21} \\ RAM_{51} \\ RAM_{32} \\ RAM_{42} \\ RAM_{52} \\ RAM_{43} \\ RAM_{54} \\ RAM_{74} \\ RAM_{94} \\ RAM_{65} \\ RAM_{87} \\ RAM_{97} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{max12} \\ F_{max15} \\ F_{max23} \\ F_{max24} \\ F_{max25} \\ F_{max34} \\ F_{max45} \\ F_{max47} \\ F_{max49} \\ F_{max56} \\ F_{max78} \\ F_{max79} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} F_{int12} \\ F_{int15} \\ F_{int23} \\ F_{int24} \\ F_{int25} \\ F_{int34} \\ F_{int45} \\ F_{int47} \\ F_{int49} \\ F_{int56} \\ F_{int78} \\ F_{int79} \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

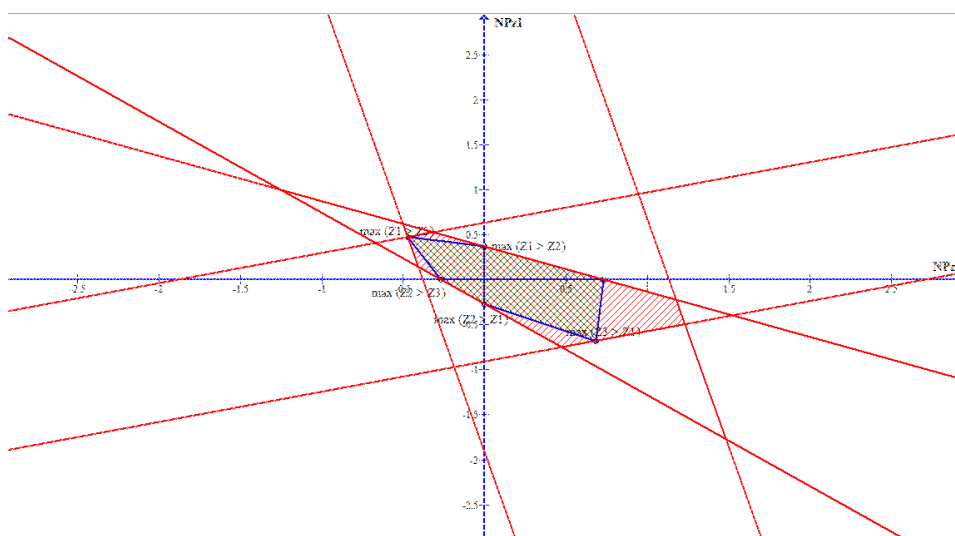
Ovako dobijene vrijednosti treba iskoristiti u jednačini 3.30, uvažavajući jednačinu 4.10. i to da tržišna oblast Z2 predstavlja „hub“ za cijelokupan sistem čime se dolazi do ograničenja koja prikazuje Slika 4.11.

$$NP_{z1} + NP_{z2} + NP_{z3} = 0 \quad 4.10$$



Slika 4.11 Sigurnosni domen korišćenjem metode zasnovane na tokovima snaga

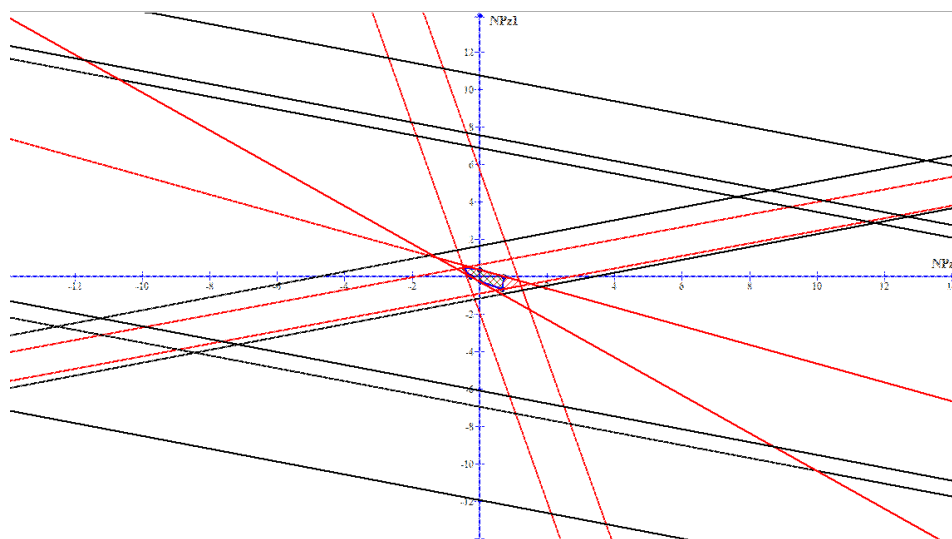
Na slici 4.11. je i ovog puta zadržan domen dobijen neto - prenosnom metodom, kako bi se oba razmatrana pristupa mogla uporediti. Crvenim linijama su prikazana ograničenja koja su dobijena sagledavanjem uticaja razmjene na svaki zaseban vod. Pokazuje se da je još dosta prenosnih vodova moglo biti eliminisano iz grupe kritičnih elemenata čime bi se proračun znatno olakšao. Slika 4.12 pokazuje koja su ograničenja bila dovoljna da bi se odredio FB sigurnosni domen. Ta ograničenja obuhvataju samo četiri prenosna voda (1-2,3-4, 7-4 i 4-5).



Slika 4.12 FB sigurnosni domen korišćenjem samo vodove koji su najviše ugroženi

Zone koje su šrafirane crvenom bojom, ali ne i zelenom predstavljaju moguća rješenja koja ne narušavaju sigurnost mreže, i obuhvaćena su FB, ali ne i NTC metodom. Upoređivanjem obje metode i na cjelokupnom, neaproximiranom, modelu pokazuje da predložena FB metoda potencijalno može donijeti povezanim tržištima veću sveukupnu dobit.

Ograničenja elemenata koji su unaprijed eliminisani iz grupe kritičnih elemenata na osnovu njihovih PTDF faktora, odnosno na osnovu njihove osjetljivosti na promjenu neto pozicija tržišnih oblasti koje su bile ispod 10 % su radi sigurnosti provjereni da li će uticati na sigurnosni domen, što je prikazano na Slika 4.13.



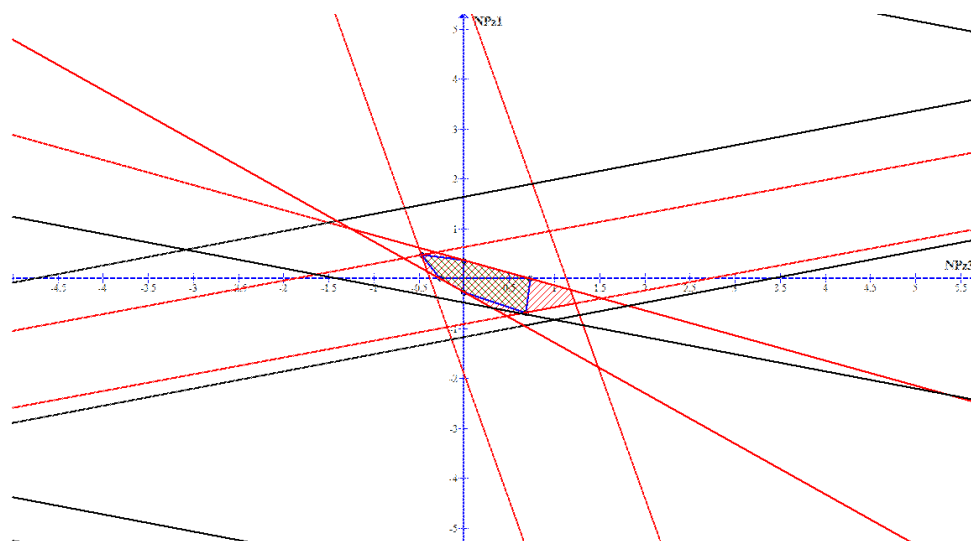
Slika 4.13 Ograničenja prenosnih vodova koji nisu odabrani u grupi kritičnih elemenata

Slika 4.13 pokazuje da svi isključeni vodovi nijesu mogli da ugroze sigurnosni domen, iako je među njima bilo i međuzonskih vodova, koji su međutim vrlo malo osjetljivi na neto razmjenu među zonama. Pa ipak mogu se javiti slučajevi i kada vodovi koji su malo osjetljivi na neto razmjenu među zonama ipak mogu uticati na sigurnosni domen, odnosno mogu biti preopterećeni. Takvi slučajevi se dešavaju kod vodova čije su vrijednosti maksimalne snage i referentnog toka koji je posledica internih i dugoročnih transakcija vrlo blizu.

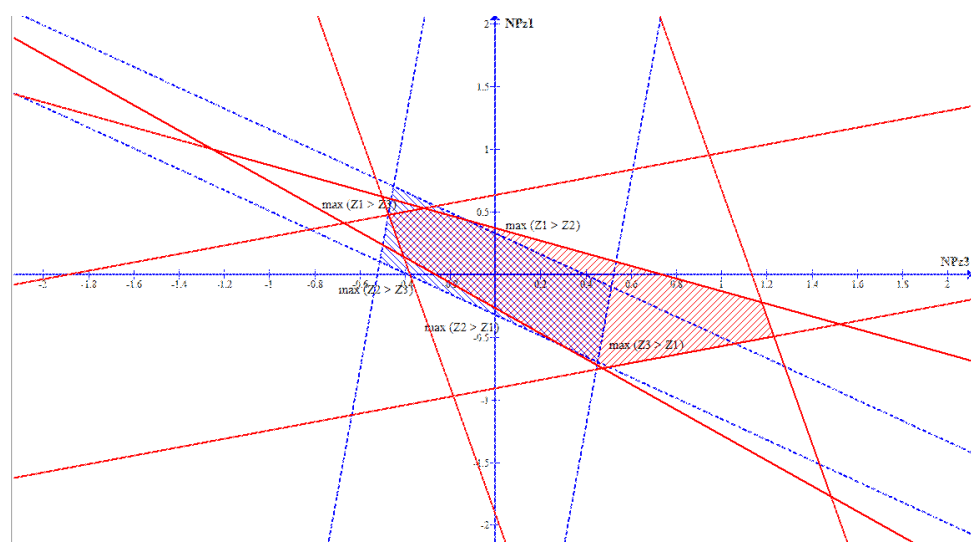
Ukoliko u prethodnom primjeru se maksimalna propusna snaga voda 9-14 spusti sa prvobitnih 600 MW na 200 MW, a kako se uočava da je već opterećen referentnim tokom od 165,5 MW, usled internih transakcija, ostaje mu veoma malo slobodnog kapaciteta. U tom slučaju će interni vod 9-14, iako ima veoma malu osjetljivost na promjenu neto pozicije njegove zone, uticati na sigurnosni domen i smanjiti ga, Slika 4.14. Kako se ovakvi propusti ne bi dešavali, osim korišćenja sigurnosne margine iskustvo igra veliku ulogu u odabiru kritičnih elemenata, tj. osobe koje sprovode ove analize trebaju na osnovu prethodnog iskustva sa ponašanjem opterećenja na određenom vodu da determinišu koji bi trebali biti u grupi kritičnih elemenata. Slika 4.15 prikazuje poređenje metode zasnovane na tokovima snaga na uprošćenom i detaljnom modelu.

Sigurnosni domen kod aproksimiranog modela je u jednom smjeru veći, usled gubljenja podataka o pojedinačnim vodovima, kao i kod NTC metode. Ipak, u jednom djelu domen kod cjelokupne mreže nije obuhvaćen domenom koji se odnosi na aproksimirani sistem. Razlog je kako zanemarivanje referentnih tokova, tako i činjenica da su, uzimanjem jednog najugroženijeg voda, prenosne snage svih paralelnih vodova zanemarene, iako u

realnosti određeni međuzonski vod koji ima značajno veću snagu od njemu paralelnih vodova ima i najveću osjetljivost pa najveći dio energije preuzme na sebe.



Slika 4.14 Prikaz ugrožavanja domena internim vodom



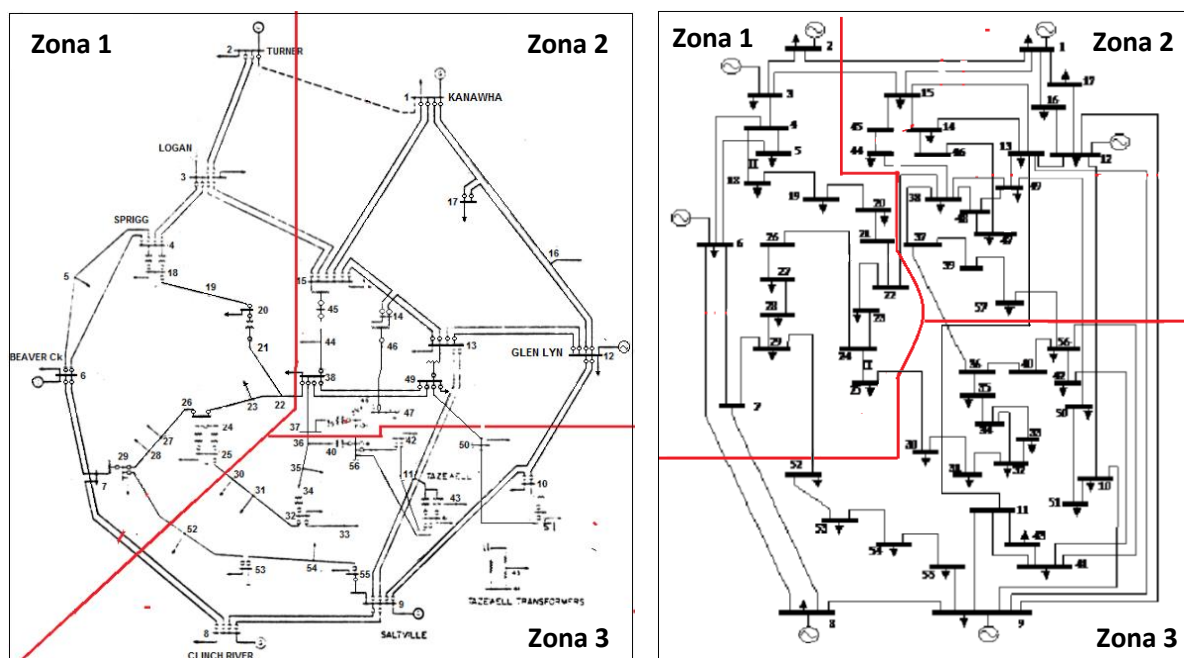
Slika 4.15 Poređenje sigurnosnih domena dobijenih FB metodom

4.4 Proračun raspoloživih kapaciteta na primjeru 57 IEEE bus System-a

U cilju dokazivanja skalabilnosti metode, odnosno njene primjenjivosti na sistem bilo koje veličine bez promjene osnovnih osobina, proračun raspoloživih međuzonskih kapaciteta korišćenjem NTC i FB metode će biti izvršen i na *IEEE 57 bus System-u*.

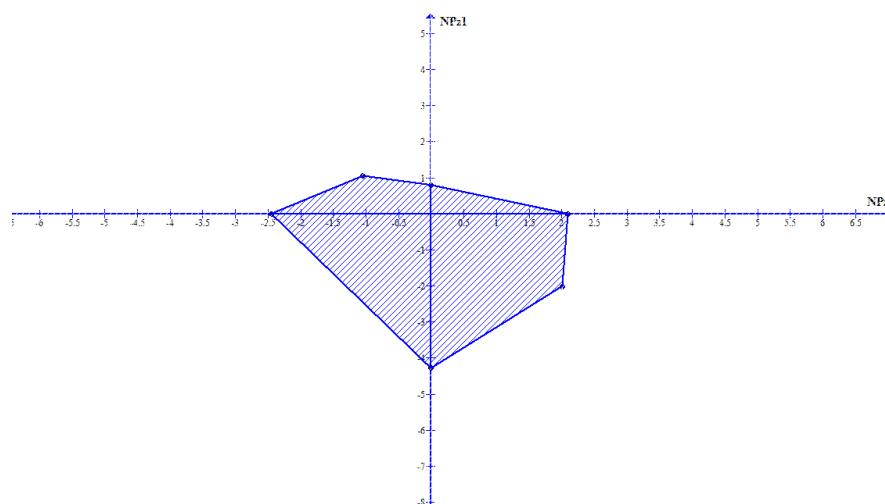
Slika 4.16 prikazuje polaznu i pregledniju šemu sistema sa 57 čvorova, koji je izdjeljen na tri tržišne zone. Dokument u kom se nalaze osnovni podaci koji opisuju karakteristike mreže i daju informacije o snazi proizvodnih i potrošačkih čvorova se može pronaći u literaturi [34].

Za razliku od prethodnog primjera aproksimirani model nije razmatran, već je proračun izvršen koristeći cjelokupni model mreže.



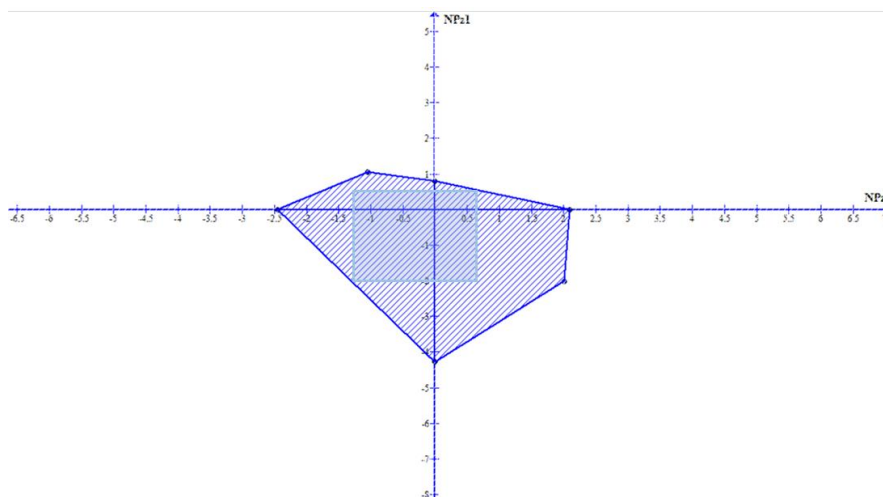
Slika 4.16 (lijevo) IEEE 57 Bus System izdjeljen na tri tržišne oblasti (desno) Intuitivnija šema IEEE 57 bus System-a

Definisanje sigurnosnog domena je, kao i u primjeru sa četrnaest čvorova, u prvom koraku izvršeno korišćenjem neto prenosne metode. Oblast u kojoj se mogu pronaći sva dozvoljena rješenja prikazuje Slika 4.17, dok Slika 4.18 prikazuje definisanje fiksnih vrijednosti komercijalnih NTC-ova u jednom i drugom smjeru između dvije tržišne oblasti. Nakon uvažavanja sigurnosne margine i već alociranih kapaciteta kao rezultat se dobija ATC domen u kom se mogu naći dozvoljene neto – razmjene koji će se iskoristiti ulazni podaci u tržišnom algoritmu za povezivanje cjenovnih zona.

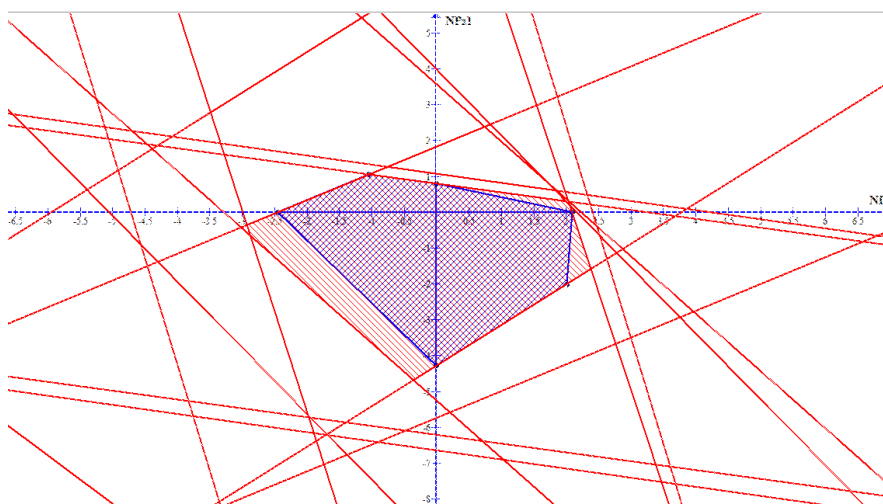


Slika 4.17 Sigurnosni domen i maksimalna dozvoljena razmjena korišćenjem NTC metode

U drugom slučaju, korišćenjem metode zasnovane na fizičkim tokovima snaga za proračun moguće razmjene između zona dobija se domen koji je zajedno sa NTC domenom prikazan na Slika 4.19.



Slika 4.18 NTC domen sa fiksnim vrijednostima raspoloživog prenosnog kapaciteta



Slika 4.19 Sigurnosni domen dobijen metodom zasnovanom na tokovima snaga u poređenju sa sigurnosnim domenom dobijen neto – prenosnom metodom

I na ovom primjeru je pokazano da sigurnosni domen, dobijen metodom zasnovanom na tokovima snaga, obuhvata i domen dobijen neto – prenosnom metodom. Veći domen znači i potencijalno veću razmjenu između tri susjedna tržišta i ujednačenije cijena među njima.

Metoda proračuna raspoloživih kapaciteta je primjenjiva bez obzira na veličinu i složenost sistema. Kompleksiniji sistemi jedino usložnjavaju njegovo modelovanje mrežnim parametrima i time će produžiti vrijeme proračuna. Takođe, usložnjavanje proračuna će se desiti i uvećanjem broja zona kada bi se morale uvesti nove promjenjive u jednačinama koje ograničavaju fizičke tokove snaga po kritičnim granama, a sami domen bi se definisao u $n-1$ dimenzionalnom modelu, gdje n predstavlja broj povezanih zona. Osim obimnijeg proračuna, koji bi zahtjevao razvijeniji softver i bolju hardversku infrastrukturu, ne postoje druga ograničenja koja bi onemogućila korišćenje FB metode i na primjeru više cjenovnih zona.

5 Ograničenja metode zasnovane na tokovima snaga

Pri proračunu preostalog raspoloživog kapaciteta metodom zasnovanom na tokovima snaga, rješenje može sadržati greške uzrokovane pretpostavkama i nepreciznim procjenama koje se koriste u ovoj metodi. Greške direktno dovode do nepravilnog modelovanja tokova, što zauzvrat, rezultuje neoptimalnim rezultatom prilikom povezivanja tržišta. Neprecizno modelovanje tokova snaga, usled određenih pretpostavki, uslovljavaju korisnike ove metodologije da uzimaju velike sigurnosne margine.

Poboljšanjem ovih elemenata u FB metodi prvenstveno će se uticati na smanjenje netačnosti, odnosno preciznijem modelovanju tokova snaga. Time će FB domen biti tačniji odnosno bliži realnim ograničenjima, što će posledično značiti i manju sigurnosnu marginu, odnosno veći preostali raspoloživi kapacitet.

5.1 Metoda promjene proizvodnje

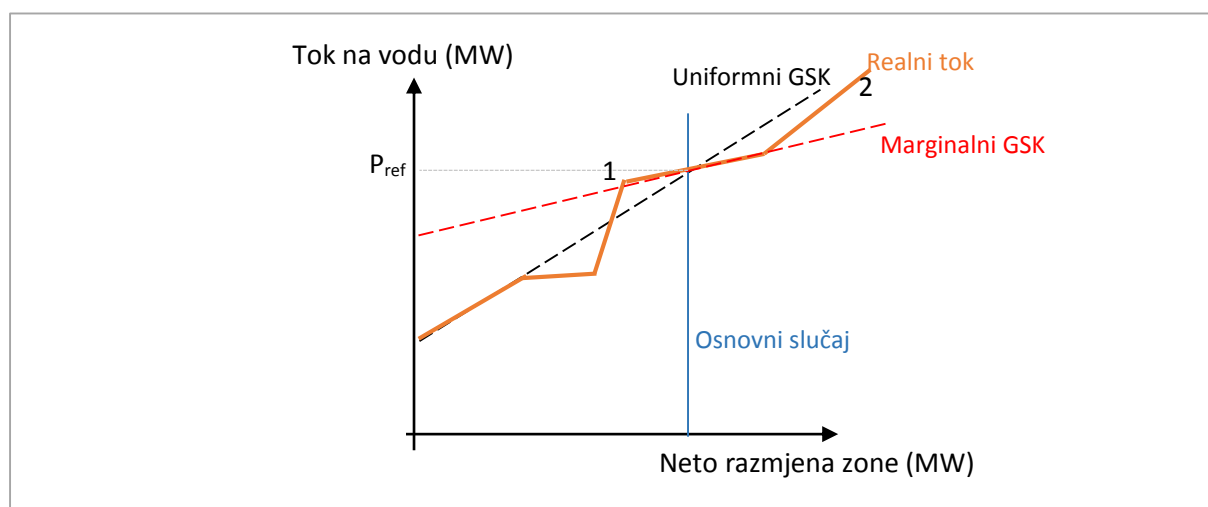
Metoda promjene proizvodnje definiše doprinos svakog čvora unutar jedne zone i predstavlja veoma važan parametar koji utiče na transformaciju nodalnih faktora raspodjele prenosa snage u zonalne, odnosno na tzv. nodalno - zonalno ekvivalentiranje.

Jedna od problematičnih odluka koja na samom početku utiče i na određivanje GSK-a jeste određivanje zona. Čvorovi bi prirodno trebali biti grupisani tako da se u zoni ne javlja zagušenje i da čvorovi unutar iste zone imaju sličan uticaj na međuzonske veze. Optimalni pristup grupisanja čvorova u zonu bi trebalo da se zasniva na nodalnoj cijeni, tj. da između čvorova sa istom nodalnom cijenom nema zagušenja i samim tim i ti čvorovi mogu biti grupisani u jednoj zoni. Još jedan prirodan princip grupisanja zasniva se na nodalnim koeficijentima raspodjele prenosa snage, na način da čvorovi sa sličnim nodalnim koeficijentima mogu biti grupisani u zonu. Ovakvi pristupi grupisanja se zasnivaju na električnim karakteristikama mreže, međutim, u praksi kao što je već pomenuto, čvorovi su grupisani u zone bazirane na administrativnim regionima (jedna zona po državi ili pokrajini). U tako definisanim zonama čvorovi unutar iste se zamjenjuju jednim ekvivalentnim čvorom (zonom) i time se dobija zonalna matrica faktora raspodjele prenosa snage koja daje linearni odnos između tokova na međuzonskim vodovima i zonalnim injektiranjima. Zonalna PTDF matrica proizilazi iz nodalne pomoću metode promjene proizvodnje koja sadrži informacije o prostornoj distribuciji proizvodnje unutar zone. Metoda promjene proizvodnje stoga mora biti poznata da bi se izvelo zonalno ekvivalentiranje mreže, i stoga se GSK-ovi određuju a priori na osnovu očekivane raspodjele nodalnog injektiranja snage.

S obzirom da je predviđeno da se metoda promjene proizvodnje određuje bez tačnog znanja kako će tržišni ishod proizvodnje biti podjeljen po čvorovima, određivanje GSK-a se time prepoznaje kao jedan od glavnih izvora netačnosti i čini slabu tačku ove metode proračuna kapaciteta. Problem proizilazi iz toga da ukoliko se koeficijentom precijeni ili podcijeni uticaj određenog čvora mogu se dobiti pogrešni zonalni faktori raspodjele prenosa snage. Zato trenutno postoji više načina za dobijanje GSK koeficijenata, i empirijski se dolazi do najboljeg. Najčešće su različite metode optimalne za različite tržišne oblasti jer su njihovi proizvodni objekti raznoliki.

Greške se javljaju usled dva osnovna razloga. Prvi, informacija o nodalnim injektiranjim je izgubljena. Svi koeficijenti metode promjene proizvodnje imaju pozitivne vrijednosti čiji je zbir jednak jedinici. Time će sve neto pozicije čvorova imati isti znak kao i pozicija same zone, a informacija o nodalnim injektiranjima sa suprotnim znakom je izgubljena. Drugo, greške se pojavljuju jer raspodjela energije na proizvodne čvorove koristeći GSK prosto neće odgovarati stvarnoj raspodjeli nakon ishoda tržišta. Time proračun zonalnih tokova snaga u jednačinama neće odgovarati realnim tokovima.

Metoda povezivanja tržišta zasnovana na tokovima snaga koristi linearnu aproksimaciju stvarne promjene tokova u funkciji promjene neto – pozicije zone. Kako što prikazuje Slika 5.1, postoji više od jednog rješenja kako se ta linearizacija može izvršiti. Cilj je pronaći najbolji metod. Faktor raspodjele prenosa snage definiše strminu linearne zavisnosti između neto – pozicije i toka snage na kritičnim elementima. Braon linija ilustruje stvarni tok kroz vodove pod različitim vrijednostima neto – pozicije ove tržišne oblasti. Različiti segmenti ove linije predstavljaju odgovor toka snage na pokretanje različitih proizvodnji. Braon linija u cjelini nije linearna i time je njen ulazak u proračun kompleksan. Iz tog razloga je potrebna linearizacija stvarnog toka u formi jedne PTDF vrijednosti i za to se koriste različite strategije. Plava isprekidana linija predstavlja neto – poziciju u osnovnom modelu, a odgovarajući tok na vodu koji se dobija na presjeku te sa braon linijom. Ostale isprekidane linije su posledica različitih GSK strategija. Crna, na primjer, pretpostavlja ravnomjernu raspodjelu svakom čvoru, dok crvena pretpostavlja marginalnu strategiju (uzima u obzir jedinice najbliže kritičnim elementima). Ukoliko se pretpostavljena neto – razmjena ispostavi da je stvarno tržišno rješenje, obje strategije će tačno predvidjeti tok na vodu. Ukoliko se neto – razmjena realizuje na mjestu 1, predviđeni tok na vodu je tačniji u slučaju kada je marginalna strategija korišćena nego strategija podjednake respodjele. Ukoliko se ispostavi da je realizacija na mjestu 2, druga strategija se ispostavlja boljom. Uopšteno očekuje se da će marginalna GSK strategija biti tačnija ukoliko očekujemo da će tržišno rješenje biti blizu osnovnom slučaju, dok podjednaka GSK strategija je robustnija strategija kada se ispostavi da je rješenje mnogo drugačije nego je predviđeno osnovnim slučajem. Iako ovo ne mora biti uvijek tačno, ostavlja se potencijalni izbor, više tačnosti ili više robustnosti. U sistemima gdje ima dosta obnovljivih izvora i gdje se realizovana proizvodnja može desiti značajno drugačije od očekivanog osnovnog slučaja treba se odabrati robustnija GSK strategija.

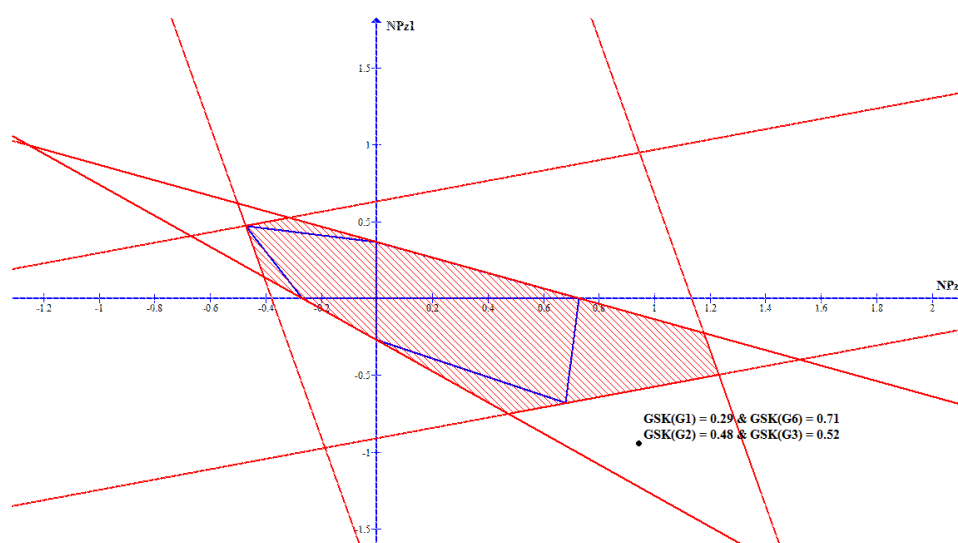


Slika 5.1 Različiti faktori raspodjele pranosu snage u zavisnosti od odabrane GSK strategije

U eksperimentalnom primjeru, na IEEE mrežnom modelu, usled nepostojanja istorijskih podataka pronalaženje optimalnog sigurnosnog domena je upravo vršeno koristeći uniformnu metodu promjene proizvodnje koja promjene u neto - razmjeni jedne zone, podjednako adresira na sve proizvodne čvorove koji se nalaze unutar te zone.

Poredeći dobijene sigurnosne domene sa potencijalno mogućim realnim stanjima koja se mogu javiti u mreži, pokazaće se koliko je osjetljiva problematika pravilne raspodjele snaga na proizvodne čvorove, odnosno koliko je bitno da se bude blizu ostvarenoj raspodjeli.

Sa jedne strane u realnoj situaciji postoje potencijalna rješenja koja se nalaze izvan sigurnosnog domena, ali u praksi zapravo ne ugrožavaju sigurnost mreže, što zapravo znači da definisani sigurnosni domen ipak ne predstavlja optimalno rješenje kada je maksimizacija sveukupne dobiti u pitanju, Slika 5.2. Na slici se vidi da u koliko se u realnom stanju koristi proporcionalna metoda promjene proizvodnje ($GSK_{N1}=0,29$ i $GSK_{N6}=0,71$ & $GSK_{N2}=0,52$ i $GSK_{N3}=0,48$) moguća razmjena između zona 3 i 1 može iznositi 944 MW.



Slika 5.2 Prikaz potencijalne realne situacije u mreži, označene tačkom koja, iako se nalazi van sigurnosnog domena, ne ugrožava sigurnost mreže

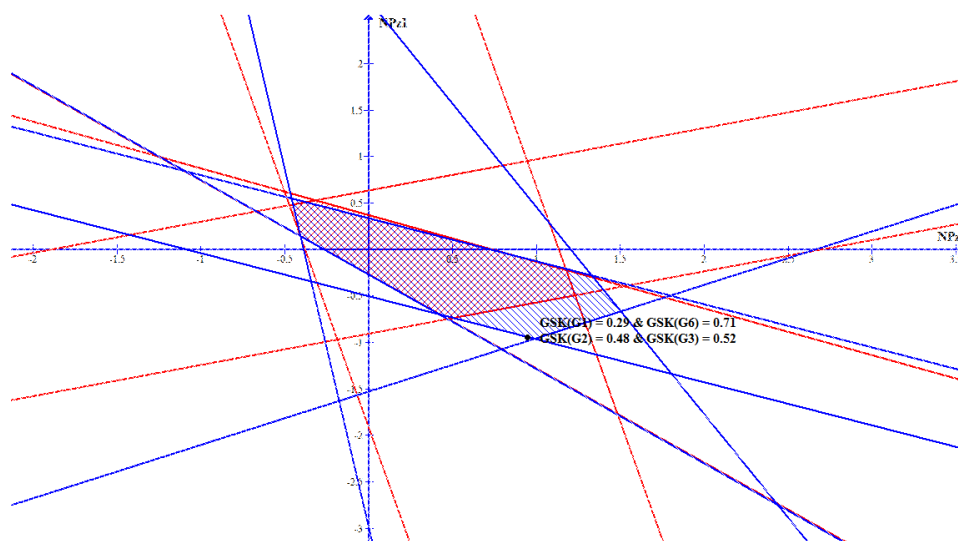
Koristeći proporcionalnu GSK metodu za dobijanje FB domena, gdje su koeficijenti definisani na osnovu njihove snage u osnovnom modelu (način koji koriste u francuskom operatoru sistema RTE-u) ova moguća razmjena će sada biti obuhvaćena domenom kao što prikazuje Slika 5.3.

Iteracijom za sve moguće raspodjele promjene snage na proizvodne jedinice u svakoj zoni, odnosno za sve vrijednosti GSK, mogu se dobiti svi mogući realni slučajevi koji se nalaze unutar i van sigurnosnog domena u zavisnosti od raspodjele proizvodnje na generatorske čvorove. To može dati rješenje koji je GSK optimalno koristiti kako bi se dobio najveći domen odnosno najveća moguća razmjena između zona. Međutim, osim što bi u velikim sistemima taj proračun iziskivao mnogo vremena, takođe ne znači da će taj GSK i biti korišćen od strane proizvođača, što može time dovesti do ugrožavanja same mreže.

Mora se napomenuti da u iterativnom traženju GSK koji će dati najveći domen mora se sagledati i uticaji treće (u ovom slučaju preostale) na dvije razmatrane zone jer kao što je već napomenuto ova metoda uzima u obzir međuzavisnosti svih participirajućih zona.

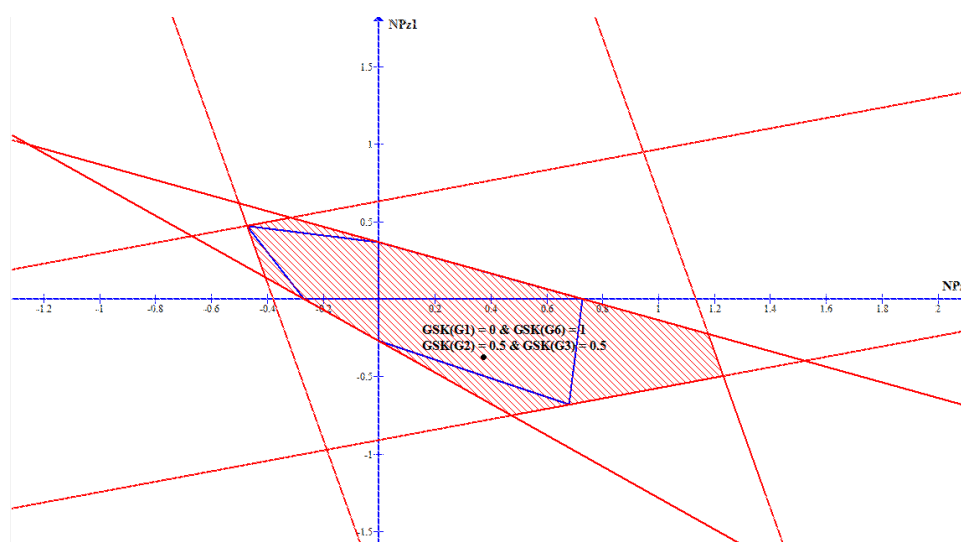
Sa druge strane, što je u tehničkom smislu mnogo značajnije, potencijalno se mogu pojaviti ekstremna rješenja koja se nalaze unutar sigurnosnog domena, ali koja mogu

preoperetiti pojedine kritične elemente u mreži i tako ugroziti njeno pouzdano funkcionisanje.



Slika 5.3 Prikaz potencijalne realne situacije u sistemu, označene crnom tačkom, koja je u ovom slučaju obuhvaćena sigurnosnim domenom koji je dobijen koristeći proporcionalnu metodu promjene proizvodnje

To se pokazuje u primjeru ukoliko se u zoni 1, većina snage koju treba da spusti adresira na jedan proizvodni čvor. Takva potencijalna situacija može dovesti do ugrožavanja sigurnosti mreže iako se tako nešto ne vidi u FB sigurnosnom domenu, Slika 5.4. Ukoliko se u zoni 1 izmjeni metoda promjene proizvodnje ($GSK_{N1}=0$ i $GSK_{N6}=1$) maksimalna razmjena snage iz zone 3 u zoni 1 može iznositi 374 MW.



Slika 5.4 Prikaz potencijalne realne situacije u mreži, označene tačkom koja, iako se nalazi unutar sigurnosnog domena, ugrožava sigurnost mreže

Kao i u prethodnom primjeru sa optimalnom razmjenom, i u ovom slučaju koristeći ove ekstremne GSK dobiće se FB domen koji neće obuhvatiti ova rješenja, već će ih ostaviti

van domena, ali sa druge strane takav domen će biti daleko od optimalnog i sveukupna dobit će biti veoma niska.

Iz prethodno navedenog proizilazi da optimalni GSK zapravo nije ni onaj koji će obuhvatiti najveću moguću razmjenu, niti onaj koji će svojim domenom isključiti sve ekstremne situacije, već onaj koji je najbliži stvarnom šablonu raspodjele promjene snage na proizvodnim jedinicama od strane proizvođača. Zbog toga je veoma bitno da operatori sistema dobro poznaju i tijesno sarađuju sa proizvodnim kompanijama priključenim na njihovoj mreži kako bi njihov GSK bio što bliži realnim. Moraju se vršiti određena predviđanja u zavisnosti od samih karakteristika proizvodnje i doći do najočekivanijeg rezultata, a moguća odstupanja od takve očekivane raspodjele se moraju uzeti u obzir sigurnosnom marginom, ili uvođenjem određenih ograničenja proizvođačima u pogledu objavljivanja i fiksiranja metode promjene proizvodnje na dnevnom tržištu što svakako ne bi bio popularan potez.

5.2 Mogućnost unaprijeđenja metode promjene proizvodnje

Operatori sistema koji koriste *Flow - Based* metodu su zaključili da se metoda za promjenu proizvodnje jedino može unaprijediti iskustveno, odnosno koristeći regresione modele koji uzimaju u obzir istorijske podatke kako bi predvidjeli koji koeficijenti će najbolje odgovarati u budućnosti. Operatori za sada, kao što je pokazano u poglavlju 3.4, GSK određuju koristeći vrlo jednostavne analize, dobijajući time dovoljno dobre vrijednosti GSK, i na istom iskustvenom principu vrše poboljšanje u njegovom određivanju.

U ovom radu usled teorijske, a ne praktične analize ne postoje istorijski podaci koliko je koja proizvodna jedinica tržišno orijentisana, ali ukoliko bi se posjedovale takve informacije, složenost pravljenja sofisticiranijeg modela za prognoziranje bi zavisilo od složenosti proizvodnog portfolija u konkretnoj tržišnoj oblasti, jer proizvodne jedinice imaju određeni šablon njihovog aktiviranja koji je uslovljen njihovom fleksibilnošću, troškovima proizvodnje, vrste primarnog izvora, starosti jedinica, itd.. Najbolje rješenje je da takav sofisticirani model bude napravljen od strane jednog entiteta za sve povezane zone i time se zahtjeva da svi operatori sistema rade zajedno.

Praktična realizacija ovakvog načina funkcionisanja može biti otežana usled potrebe tjesnije kolaboracije između svih povezanih operatora sistema. Nedostatak saradnje između operatora rezultuje sa dosta prostim prognostičkim modelima. Na primjer, kako neto pozicija svih zona mora biti izbalansirana tako su se operatori sistema prosto dogovorili da koriste neto poziciju referentnog dana. Time je prognoza neto razmjene veoma prosta. Ona čak ne uzima informacije o očekivanim vremenskim prilikama dana za koji se model predviđa. Ukoliko operatori počnu sarađivati i koristiti više raspoloživih podataka kako bi se utvrdile očekivane neto razmjene u njihovom prognostičkom modelu, ta razmjena će biti mnogo preciznija. Preciznije napravljen osnovni model će za posledicu imati i tačnije rezultate FB metode. Trenutno, saradnja između OPS-ova u NTC modelu se samo odnosi na provjeru ko je na međusobnoj granici dobio nižu vrijednost kako bi se ona usvojila i ponudila na alokaciju. Dakle prije nego li zaživi FB metoda operatori sistema moraju shvatiti važnost kolaboracije i usaglašavanja metoda za proračun raspoloživog međuzonskog kapaciteta.

Čak ni u trenutnom predlogu FB metode određivanje GSK nije usklađeno kako što smo i vidjeli u poglavlju 3.4. Svaki OPS primjenjuje metodu koju su sami izabrali za određivanje GSK-a unutar svoje zone. Ispitivanjem se pokazalo da su greške neharmonizovanog GSK

pristupa koji se trenutno koristi veće nego li kod jednoobraznog korišćenja GSK-a od strane svih operatora sistema. Dakle određivanje GSK-a na isti način kod svih povezanih zona, čak i sa vrlo osnovnim metodama takođe ima potencijala da poboljša ukupan FBMC ishod. [27]

5.2.1 Korišćenje detaljnije GSK metode

U ovom poglavlju će se razmatrati mogućnosti za poboljšanja metode promjene proizvodnje sa uvažavanjem trenutnog FB pristupa u cilju smanjenja potrebe za pretpostavkama i prognozama. Kao što je prethodno zaključeno trenutna FB metoda i dalje ne modeluje tokove dovoljno precizno. Implementacija alternative koja će modelovati tokove tačnije bez korišćenja pretpostavki i prognoza će voditi do boljeg tržišnog ishoda i potencijalno smanjiti siurnosnu marginu.

Jedna od mana kod izračunavanja GSK matrice koeficijenata u zemljama koje su počele koristiti FB metodu jeste korišćenje metode koja je jednolična za više vremenskih koraka (npr. za jednu godinu ili sezonu). U tom slučaju da bi se izvršila nodalno – zonalna transformacija koja će važiti za čitav razmatrani vremenski okvir, potrebni su vremenski nezavisni GSK-ovi. Međutim ono što bi značajno moglo poboljšati preciznost u predeterminisanju GSK jeste spoznaja da su GSK vremenski veoma zavisni, odnosno da se mijenjaju iz jednog vremenskog koraka u drugi kao što prostorna raspodjela proizvodnje unutar zone se mijenjaju u vremenu. Vremensko uprosječavanje GSK rezultuje gubitkom tačnosti u zonama mreže.

Pojedini čvorovi imaju visoko vremenski promenljive GSK nego li drugi, a ta vremenska varijabilnost je uzrokovana promjenom nodalnog ili zonalnog balansa, a najviše je izražena kada je zonalna neto razmjena mala u poređenju sa neto razmjenom jednog čvora. Korišćenje jednog fiksnog GSK koeficijenta mjesečno, pa čak i dnevno je prilično jaka aproksimacija za čvorove sa vrlo fleksibilnom proizvodnjom. Zbog toga je potrebno koristiti metod koji rezultira manjim vremenski - promenljivim GSK-om.

Osim skraćivanjem vremenskih okvira za koji mrežna zona mora biti važeća, tačnost GSK-ova može se poboljšati i povećanjem broja zona, odnosno djeljenjem država sa velikim brojem raznovrsne proizvodnje na više zona.

GSK matrica se takođe može poboljšati radom sa različitim GSK-matricama za različite kategorije proizvodnje i potrošnje. Kategorije se mogu odnositi, na primjer, na injektiranje snage iz baznih izvora, injektiranja iz vršnih jedinica, moguća rasterećenja kod industrijskih ili rezidentalnih potrošača. Slično kao što je uvedena metoda promjene proizvodnje može se uvesti metoda promjene opterećenja. U teoriji definicija je ista, izraz 5.1, tj. predstavlja promjenu nodalnog injektiranja uz uvažavanje zonalne neto pozicije.

$$DSK = \frac{dP_n}{dNP_z} \quad (5.1)$$

Za praktično određivanje, dP_n sada predstavlja promjenu opterećenja umjesto promjenu proizvodnje. Time DSK nije neophodno isti kao i GSK. Povećanje netopozicije zone povećanjem proizvodnje generatora će imati drugačiju nodalnu distribuciju nego kada se vrši povećanje neto pozicije zone smanjivanjem potražnje.

Prostorna raspodjela jedne kategorije varira manje u vremenu od prostorne raspodjele cijele proizvodnje i opterećenja zajedno. Na primjer grupisana proizvodnja iz baznih jedinica

je prilično konstantna u vremenu i doprinos jedne bazne jedinice u agregiranoj baznoj proizvodnji će vjerovatno takođe biti prilično konstantna u vremenu. Stoga, GSK za kategoriju baznih proizvođača se malo razlikuje u vremenu. Kao rezultat, gubi se smanjivanje tačnosti sa vremenskim uprosječivanjem GSK-matrice koja je specifična za određenu kategoriju. Kada su određene kategorije prevladavajuće u nekim podregijskim oblastima, metoda kategorisanja specifičnih GSKeva je u izvesnoj meri ekvivalentna sa djeljenjem sistema u manje zone.

GSK za određenu kategoriju se može izračunati na način prikazan jednačinom 5.2:

$$GSK_{n,z,t}^T = \frac{P_{n,t}^T}{\sum_{n \in z} P_{n,t}^T} \quad \forall z, \forall n \in z, \forall t \quad (5.2)$$

Gdje je $P_{n,t}^T$ nodalno injektiranje snage kategorije (tipa) T. $P_{n,t}^T$ je pozitivan za injektiranje u mreži, a negativan za uzimanje. Kao u osnovnoj GSK-metodi, nodalno injektiranje snage je procijenjeno a priori.

Zonalna PTDF matrica je sada različita za različite kategorije:

$$PTDF_z^T = PTDF_n * GSK^T \quad (5.3)$$

A rezultujuća jednačina za DC tokove snaga postaje:

$$F_z = \sum_T PTDF_z^T P_z^T \quad (5.4)$$

Zonalno injektiranje kategorije T, $P_{z,t}^T$, je pozitivno za kategorije vezane za proizvodnju i negativno za kategorije povezane sa opterećenjem, time se ne gubi ni informacija o smjeru injektiranja u čvoru, što je trenutno slučaj kada se koristi samo metoda promjene proizvodnje.

Poboljšana metoda je ilustrovana na primjeru IEEE mrežnog modela gdje će se razmotriti tri različite kategorije: injektiranje od bazne proizvodnje (N1,N8,N2), injektiranje od vrše proizvodnje (N6) i opterećenja sa mogućnošću rasterećenja (N3) . GSK-i po kategoriji za ovaj primjer su date izrazom 5.5.

$$GSK^{bazna} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \end{bmatrix} GSK^{vršna} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} GSK^{opterećenje} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.5)$$

Zonalne PTDF matrice za različite kategorije su prikazane izrazom 5.6, a jednačina za DC tokove snaga za primjer na IEEE modelu mreže sada se može dobiti koristeći se izrazom 5.7:

Prema ovom postupku, injektiranje i rasterećenje sa mreže je razdvojeno u različite kategorije, a koeficijenti metode promjene proizvodnje se određuju odvojeno za različite kategorije. Kategorija može da se odnosi, na primjer, na injektiranje iz baznih proizvođača ili rasterećenja od strane industrijskih potrošača. Metoda se zasniva na uvid u to da GSK iz jedne kategorije variraju manje u vremenu od GSK-a čitavog sistema. Poboljšani metod time rezultuje u manjim vremenski promenljivoj metodi promjene proizvodnje i manjim gubicima u tačnosti uprosječavanjem GSK matrice.

$$PTDF_z^{bazna} = \begin{bmatrix} 0,7653 & 0 & -0,1831 \\ 0,2347 & 0 & 0,1831 \\ 0,1455 & 0 & 0,1546 \\ 0,3206 & 0 & 0,3408 \\ 0,2992 & 0 & 0,3215 \\ 0,1455 & 0 & 0,1546 \\ -0,4891 & 0 & -0,4616 \\ 0,8417 & 0 & 0,842 \\ 0,1135 & 0 & 0,1150 \\ 0,0448 & 0 & 0,043 \\ 1 & 0 & 1 \\ 0,1583 & 0 & -0,158 \end{bmatrix} \quad
 PTDF_z^{vršna} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0,0133 \\ 0 & 0 & -0,0133 \\ 0 & 0 & 0,0114 \\ 0 & 0 & 0,0252 \\ 0 & 0 & -0,0233 \\ 0 & 0 & 0,0114 \\ 0 & 0 & -0,8078 \\ 0 & 0 & 0,8249 \\ 0 & 0 & 0,0195 \\ 0 & 0 & -0,8444 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & -0,1751 \end{bmatrix} \quad
 PTDF_z^{opt.} = \begin{bmatrix} 0 & -0,0783 & 0 \\ 0 & 0,0783 & 0 \\ 0 & -0,361 & 0 \\ 0 & 0,1453 & 0 \\ 0 & 0,1375 & 0 \\ 0 & 0,639 & 0 \\ 0 & -0,19 & 0 \\ 0 & 0,8446 & 0 \\ 0 & 0,1296 & 0 \\ 0 & 0,0258 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & -0,1554 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

$$F_z = PTDF_z^{bazna} P_z^{bazna} + PTDF_z^{vršna} P_z^{vršna} + PTDF_z^{opt.} P_z^{opt.} \quad (5.7)$$

Ovakav zonalni model mreže, sa proizvodnim injeckiranjima razmatranim odvojeno od potrošačkih rasterećenja, će omogućiti da se bolje pristupi tokovima snaga i zonalnom balansu nego jednostavnim zonalnim modelom mreže sa istim brojem zona.

5.2.2 Korišćenje korektivnih tokova

Poboljšanja u prethodnom poglavlju će diferenciranjem GSK-a dodatno pomoći preciznijem definisanju FB domena, ali će i dalje biti podložan određenim greškama. Najočiglednije optimalno rješenje podrazumjeva ukidanje GSK-a i korišćenje nodalnog modela. U tom slučaju povezivanje tržišta direktno inkorporira mrežna ograničenja bez potrebe za pretpostavkama i procijenama. Nodalna FB metoda je izgrađena na fundamentalnoj mrežnoj teoriji i povezivanje tržišta ovom metodom izgleda kao jedini pravi način za dobijanje optimalnog rješenja. Svako zagušenje bi tako na vodovima rezultovalo nodalnom cijenom odnosno time da čvorovi unutar iste zone imaju različite tržišne cijene i ovo bi pružilo značajne podsticaje i naznake u kojim regionima je potrebno investirati ili u mrežu ili u nove izvore. Međutim, socijalna nejednakost, u smislu različitih cijena električne energije za različite čvorove unutar iste zone (države), je u političkom smislu neprihvatljiva. Zbog toga se ovaj nodalni način iako optimalan ne može koristiti.

Način na koji bi se nodalni model ipak mogao uvažiti podrazumijeva korišćenje tzv. korektivnih tokova. Korektivni tokovi su imaginarni tokovi pomoću kojih će se pokušati prikazati greška koja se pravi u proračunu zonalnih tokova snaga koristeći GSK pretpostavke. Ovi tokovi se moraju odrediti prije povezivanja tržišta, a u realnosti trebaju da predstavljaju tokove koji su posledica trgovine koja nije uzeta u obzir u tržišnom proračunu tokova snaga. Korektivni tokovi se time definišu kao razlika između realnih tokova snaga i tokova koji su pretpostavljeni u algoritmu za povezivanje tržišta. Odnos korektivnih tokova sa nodalnim i zonalnim mogu se prikazati jednačinom 5.8.

U ovom slučaju je takođe neophodna procjena ishoda tržišta na koji se nodalni model može primjeniti kako bi se utvrdila prognoza tokova snaga na svakom vodu nastali kao posledica povezivanja tržišta. Primjenjeni zonalni model na istu prognozu tržišnog ishoda će prouzrokovati različite tokove. Razlika između nodalnih i zonalnih tokova je procjena korektivnih tokova. Takvi tokovi se danas ne razmatraju unutar FBMC optimizacije i njihov efekat se ne uzima u obzir na tržištu. Najvjerovatnije iz razloga što utvrđivanje greške koja će se napraviti od strane tržišnog ishoda i ispravljati tržište se postavlja ko upitan metod jer rješavanje tržišnog algoritma sa pretpostavkama koje su dobijene iz tržišnog ishoda dovodi

operatore sistema u poziciju da upravo prognoza koju OPS pravi u vezi tržišnog ishoda utiče na ishod u realizaciji. Za neke tržišne učesnike ovo bi bio kamen spoticanja za objektivnost FB metode, ali u praksi operatori sistema bi mogli ovo da rade jer smanjuje uticaj pogrešno izabranog GSK.

$$F_z = F_n + F_k \quad (5.8)$$

Greška usled pretpostavki napravljenih korišćenjem GSK matrice se može direktno kompenzovati dodavanjem člana koji se odnosi na korektivni tok u jednačini za zonalne tokove snaga dobijene FB metodom čime se dobija izraz 5.9.

$$F_l = F_k + \sum_{z=1}^Z PTDF_z(l, z) \cdot NP_z \leq RAM_l \quad (5.9)$$

Najvažnije pitanje se sada odnosi na to kako odrediti korektivni tok prije izvršenja tržišnog algoritma. Predlog u ovom radu je da se korektivni tok dobije iz osnovnog modela, koji zapravo i predstavlja očekivano stanje sistema za period za koji se i vrši proračun preostalih raspoloživih kapaciteta. Koristeći izraz 5.8 i način na koji se ti članovi u izrazu definišu tada se izraz za korektivni tok može dobiti jednačinom 5.10.

$$F_k = \sum_{z=1}^Z PTDF_z \cdot NP_z - \sum_{n=1}^N PTDF_n \cdot P_n \quad (5.10)$$

Odnosno za definisanje F_k svi komercijalni tokovi, transformisani u fizičke faktorima raspodjele prenosa snage, su oduzeti od stvarnog fizičkog toka iz osnovnog modela odakle u formuli 5.11 slijedi konačan izraz za korektivni tok:

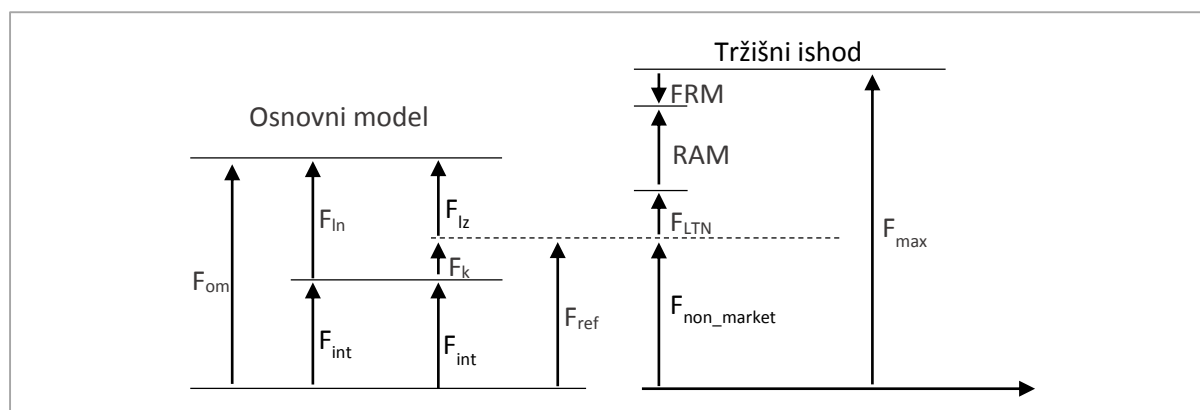
$$F_k = \sum_{z=1}^Z PTDF_z \cdot NR_{om} - \sum_{n=1}^N PTDF_n \cdot P_{om} \quad (5.11)$$

Iz gornje jednačine proizilazi da za što bolje određivanje korektivnih tokova veoma bitnu ulogu igra što tačnije definisanje osnovnog modela. Što se preciznije odredi osnovni model to će uticaj pretpostavljenih GSK koeficijenata biti manji na modelovanje tokova snaga, jer će korektivni tokovi koji se dobiju iz osnovnog modela kompezovati greške GSK-a. Time bi se na kraju imao unekoliko modifikovan način određivanja preostalog raspoloživog kapaciteta što ilustruje Slika 5.5, za razliku od prethodnog Slika 3.3.

Kada osnovni model sadrži preciznu predikciju tržišnog ishoda korektivni tokovi će biti jednaki razlici zonalnih i fizičkih tokova. U tom slučaju kružni tokovi u potpunosti kompenzuju grešku zonalnog modelovanja izazvanu GSK pretpostavkama.

Međutim korektivni tok, takođe, može biti mač sa dvije oštrice, ukoliko se dobro ne predvidi osnovni model. U većini slučajeva predviđanje osnovnog modela ne predstavlja savršen ishod tržišnog algoritma usled dva razloga. Prvo, svi podaci koji se koriste za predviđanje nijesu tačno prognozirani i drugo, konkretna metodologija koja se koristi kako bi se dobio ishod predviđanja iz ovih podataka može dodatno uvesti greške. Posledično se može

desiti da korektivni tokovi dobijeni iz osnovnog modela neće precizno kompezovati greške zonalnog modelovanja.



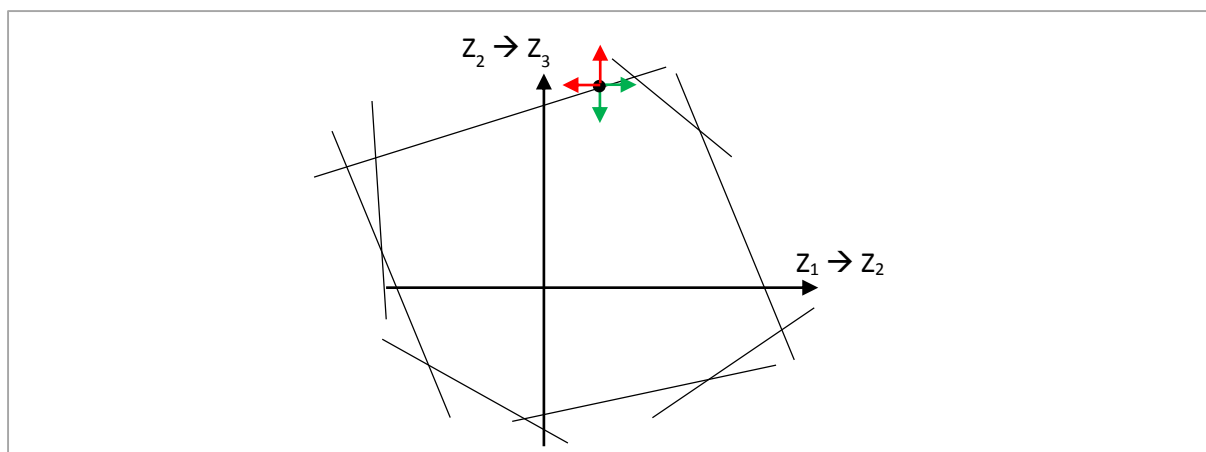
Slika 5.5 Novi postupak dobijanja preostalog raspoloživog kapaciteta koristeći korektivni tok

5.3 Neintuitivnost

Potencijalna mana korišćenja FB modela za povezivanje tržišta su i povremeni neintuitivni tržišni rezultati usled težnje algoritma da ostvari najveću dobit za region kao cjelinu.

Pošto FB metodologija ima za cilj globalnu optimizaciju, mogu se prouzrokovati lokalni kontra-tokovi energije (energija koja teče iz tržišta sa skupljom cijenom ka tržištu sa jeftinijom cijenom) ukoliko to omogući superiorniju razmjenu na drugim granicama, tj. rješenje može biti neintuitivno. Takvi neintuitivni rezultati mogu predstavljati neizbalansiranu raspodjelu troškova i koristi između tržišta, ili čak ugroziti određeno tržište.

Kod NTC metode se može lako dokazati da sve nastale razmjene moraju biti "intuitivne", tj. one moraju biti usmjerene od tržišta sa nižom ka tržištu sa višom cijenom. Obzirom da, kod ove metode, razmjena između dva tržišta nemaju nikakav uticaj na druga tržišta, rješenje koje će donijeti više dobiti jeste rješenje gdje se smanjuje cijena u tržištu sa višom, a povećava u tržištu sa nižom cijenom. Time rješenje ne može biti optimalno, ali zato će uvijek biti intuitivno. Kod metode zasnovane na tokovima snaga, razmjena između dva tržišta utiče i na druge berze. Slika 5.6 koja ilustruje FB domen, crnom tačkom označava ravnotežnu poziciju, tj. rješenje dobijeno u algoritmu za povezivanje tržišta. Crvene strelice označavaju smjerove u kojima se rješenje ne može kretati (izvan domena), dok zelene strelice označavaju smjer u kome rješenje može da se kreće (unutar domena). Sa slike se vidi da se količina razmjene između zona Z_2 i Z_3 ne može povećati, ali se može smanjiti. Ukoliko se radi o neintuitivnom rješenju postojala bi mogućnost da se smanji razmjena i poveća dobit. Ukoliko je rješenje optimalno, onda je razmjena iz Z_2 u Z_3 intuitivna. Takođe, sa slike se vidi da se smjer iz Z_1 u Z_2 ne može smanjiti, ali može povećati. Ukoliko bi se radilo o neintuitivnom rješenju ostaće tako, jer ne može biti smanjeno. Ako je intuitivno, optimalno rješenje bi postojalo



Slika 5.6 Ilustracija FB domena i neintuitivnog rješenja (crna tačka)

povećanjem razmjene. Ako je rešenje optimalno, mora biti da se radi o neintuitivnom rješenju. Razlog zbog kojeg je smjer iz Z_1 u Z_2 neintuitivno je, jer se sa grafika vidi da se u tom smjeru ne koristi potpuno mogući kapacitet već se oslobađa određeni dio na ugroženom kritičnom elementu.

Ovaj oslobođeni kapacitet zatim se koristi za veću razmjenu između Z_2 i Z_3 . To sugeriše da je gubitak dobiti na smjeru iz Z_1 u Z_2 kompenzovan povećanjem dobiti usled dodatne razmene između tržišta Z_2 i Z_3 .

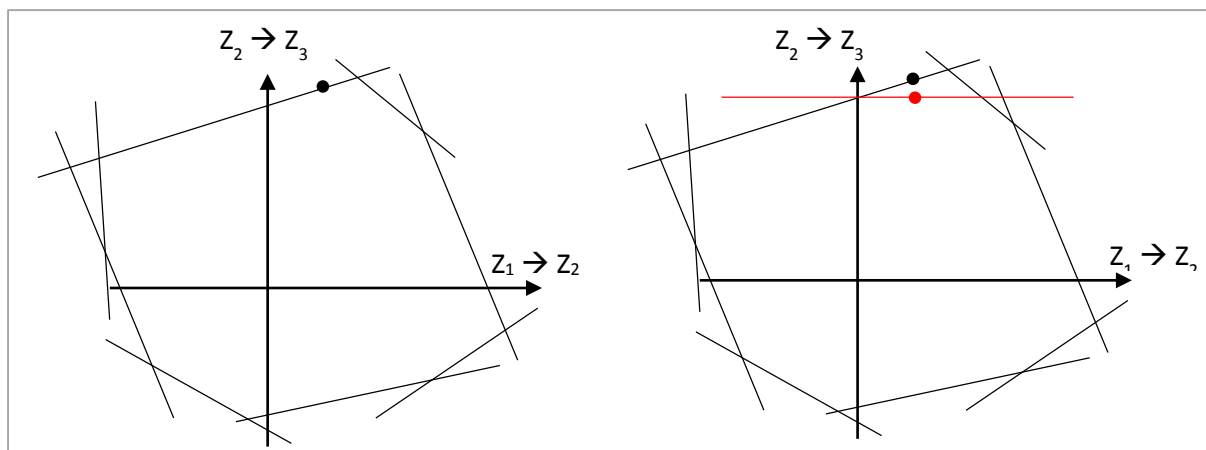
Kod FB metode je dakle moguće završiti sa neintuitivnim rješenjima. Optimalno rješenje po pitanju ekonomske dobiti se teoretski ostvaruje kada razmjena među oblastima ne nailazi ni na kakva prenosna ograničenja (slučaj sa beskonačnim kapacitetom). Domen dobijen metodom zasnovanom na tokovima snaga je u IEEE primjeru veći od NTC domena, i moguće je ostvariti veću ekonomsku dobit. U tom primjeru tri tržišta da bi rješenje postalo intuitivno, ili treba izolovati neintuitivna rješenja, ili stvoriti djelimičnu konvergenciju sa jednim od svojih susjeda.

Kad je kod FB metode optimalno rešenje unutar "intuitivnog" domena tada se ne moraju koristiti dodatna ograničenja i nema razlike između običnog i intuitivnog rješenja. Ali kada je u FB domenu optimalno rješenje koje nije unutar intuitivnog domena. U cilju održanja intuitivnosti sprovode se dodatna ograničenja i pronalazi novo optimalno rješenje koje će biti unutar intuitivnog domena. Tada se čisto i intuitivno rješenje razlikuju, a čisto rješenje vodi do veće ekonomske dobiti.

Stoga se u zemljama, čija su dan unaprijed tržišta povezana metodom zasnovanom na tokovima snaga, uveliko izučava tzv. intuitivna FB metoda koja treba da omogući povezivanje tržišta zasnovano na intuitivnim tokovima snaga kako bi obezbjedili da tržišta sa najjeftinijom cijenom uvijek izvoze, i po cijenu nešto lošije sveukupne dobiti. Da bi se nosili sa mogućnošću da se takva neintuitivna rješenja mogu odrediti da ne budu prihvatljiva, algoritam će posjedovati mogućnost suzbijanja neintuitivnih rješenja. Tačnije, kada se aktivira "intuitivnost" algoritma tada bi rješenja trebala da ispune dodatna ograničenja.

Umjesto da vrši eksplicitno sprovođenje "intuitivnog" domena, tržišni algoritam modeluje intuitivna ograničenja koja zamenjuju FB ograničenja, i to ona koja uzrokuju neintuitivnu situaciju. Kako je utvrđeno da neintuitivne situacije proizilaze iz činjenice da neke razmjene smanjuju zagušenje, koja onda mogu izazvati neintuitivnu razmjenu, kako bi omogućili generisanje više dobiti iz razmjena nekih drugih transakcija. U cilju sprečavanja neintuitivnih situacija, algoritam može da odbaci ove pojave oslobađanja kapaciteta.

Grafički ovo je prikazuje Slika 5.7 na kojoj je lijevo prikazano neintuitivno rješenje.



Slika 5.7 Ilustracija neintuitivnog rješenja (lijevo) i intuitivnog ograničenja (desno)

Odbacivanje ovih efekata je prikazano na desnoj strani slike gdje kritična grana za izvoz $Z_1 \rightarrow Z_2$ je zamjenjena sa ljubičastom linijom koja odbacuje efekat oslobađanja od zagušenja kod razmjene između Z_1 i Z_2 , tako da linija više nema nagib na gore.

Dakle kod ATC bilo kakva razmena garantuje da će biti usmjerena od oblasti sa niskom, ka oblasti sa visokom cijenom, dok u FB rješenju se ne mogu a priori intuitivna rješenja dobiti, već se može očekivati i neintuitivna razmjena, tim prije što je povezivanje tržišta složenije. Neintuitivna razmjena oslobađa zagušene kritične elemente, i omogućava više profitabilnoj trgovini da koriste sada nezagušene kritične elemente

Intuitivni FB metod neće dati odgovarajuća rješenja ukoliko se "intuitivni" rezovi aktiviraju za sve kritične grane odjednom: preostali FB domen bi mogao biti mali i predstavljati trivijalno rješenje. Umjesto toga, "intuitivni" rezovi se dodaju jedan po jedan. U slučaju da rješenje nije intuitivno, kritična grana koja je "aktivna" (ograničava tržište) i izaziva da se neintuitivna situacija zamjenjuje se "intuitivnom". Posle dodavanja "intuitivnog" reza, moguće je da nova ograničenja PTDF-a i dalje uzrokuju neintuitivne situacije, pa se na ponovljen način nove kritične grane zamenjuju "intuitivnim" rezovima sve dok rješenje ne postane intuitivno.

6 Zaključak

Ovim radom su detaljno opisane dvije korišćene metode za proračun raspoloživih međuzonskih kapaciteta u Evropi, prva zasnovana na neto prenosnom kapacitetu i druga na fizičkim tokovima snaga. Izvršena je komparativna analiza modelovanjem oba mehanizma na primjeru *IEEE 14 Bus System*-u kako bi se istakle prednosti i mane obje metode, i pronašlo prostora za njihovo unaprjeđenje. Mehanizam je takođe modelovan i na *IEEE 57 Bus System*-u, kako bi se potvrdila njena skalabilnost, i prevazišao nedostatak testiranja na realnom modelu mreže. Predložena su poboljšanja, kako bi se eliminisali detektovani nedostaci kod FB metode i smanjile potrebe za pretpostavkama i prognozama.

Kroz praktične primjene na IEEE modelu, u četvrtom poglavlju, potvrđeno je da predložena FB metoda može donijeti povezanim tržištima dodatni benefit i da omogućava efikasniju upotrebu prenosnog kapaciteta. Kada je u pitanju povezivanje dnevnih tržišta električne energije, mehanizam zasnovan na tokovima snaga vodi do rješenja koje je jednako ili bolje i time nudi tržištu veću mogućnost prilikom sprovođenja komercijalnih aktivnosti.

Osnovna prednost koja se istakla u primjenjivanju metode zasnovane na tokovima snaga je nepostojanje fiksne vrijednosti raspoloživog kapaciteta, već samo fizičkih ograničenja mreže i, za razliku od konvencionalne metode, uvažavanje svakog individualnog voda koji je od interesa. U cjelokupnosti je obuhvaćena međuzavisnost participirajućih tržišta, a operatorima sistema je omogućeno da definišu uticaj koji će trgovine imati u pogledu fizičkih tokova na mreži. Tržišni algoritam određuje najefikasnije rješenje, shodno kojem će alocirati prenosni kapacitet na tržišne učesnike, što rezultuje porastom sveukupnom dobiti i većom konvergencijom cijena.

Na IEEE modelu sa 57 čvorova je pokazano da je metoda zasnovana na tokovima snaga primjenjiva bez obzira na veličinu i složenost sistema.

Sa druge strane, testiranje alternativne metode je pokazalo da ista može sadržati greške uzrokovane pretpostavkama i nepreciznim procjenama koje se moraju koristiti u ovom mehanizmu. Uvođenje pretpostavki čini metodu manje transparentnom od konvencionalne. Greške direktno dovode do nepravilnog modelovanja tokova, što zauzvrat može dati neoptimalne rezultate prilikom povezivanja tržišta. Takođe, proces proračuna kapaciteta je manje direktan i povezivanje tržišta zasnovano na tokovima snaga može ponekad voditi do nepredvidljivih ishoda.

U poglavlju koje se odnosi na poboljšanja alternativne metode istaknuto je da je potrebno koeficijente metode promjene proizvodnje odrediti odvojeno za različite kategorije u zavisnosti o kakvom se profilu proizvodnje/potrošnje radi, jer takav koeficijent je manje vremenski promjenjiv od koeficijenta koji je jedinstven za čitav sistem. Takođe u jednačini koja definiše dozvoljene fizičke tokove, uvođenje člana koji će kompezovati greške metode za promjenu proizvodnje bi potencijalno smanjilo netačnosti i vodilo ka preciznijem modelovanju tokova snaga, odnosno bliži realnim ograničenjima, što posledično znači i manju sigurnosnu marginu, odnosno veći preostali raspoloživi kapacitet.

U konačnom, može se zaključiti da metoda zasnovana na fizičkim tokovima snaga uz konstantan razvoj i dodatna poboljšanja, zajedno sa razvojem prenosne infrastrukture, predstavlja glavnu perspektivu u mehanizmu povezivanja tržišnih zona i stvaranja internog evropskog elektroenergetskog tržišta sa jedinstvenom cijenom električne energije.

7 Literatura:

- [1] Balkan Energy News, „TSOs restrict access to crossborder capacities,“ *SEE+Hungary Energy Daily*, pp. 40-50, 24 07 2017.
- [2] J. Radović, „Visokonaponske mreže i vodovi - predavanja,“ [Na mreži]. Available: <https://www.scribd.com/doc/185864936/nn-mreze>.
- [3] A. Weber, D. Graeber / A. Semming, „Market Coupling and the CWE Project,“ *Springer*, 2010.
- [4] THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, „REGULATION (EC) No 714/2009 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity,“ 2009.
- [5] Z. Vujasinović, *Upravljanje zagušenjima - predavanje*, Beograd: Elektroenergetski Koordinacioni Centar, 2005.
- [6] J. Boury, *Methods for the determination of flow-based capacity parameters: description, evaluation and improvements*, 2014-20115.
- [7] Hanneke DE JONG, Rudi HAKVOORT, Manoj SHARMA, *Effects of Flow-based Market Coupling for the CWE region*, Delft: Delft University of Technology, 2007.
- [8] E. T. S. Operators, *Regional Flow-based allocations - State-of-play*, 2007.
- [9] J. d. Jong, *The 'Regional Approach' in Establishing Internal EU Electricity Market*, 2004.
- [10] C. V. Penados, *Role of the Physical Power Exchanges in the Electricity Wholesale Market*, Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2008.
- [11] S. Stoft, *Power System Economics - Designing Markets for Electricity*, 2002.
- [12] S. O. S. J. Deng, *Electricity derivatives and risk management*, 2005.
- [13] F. v. Stiphout, *Approximating the Flow-Based Transport Capacity Constraints for the Day-Ahead Power Market*, Twente, 2016.
- [14] M. Adamec, M. Indrakova / P. Pavlatka, *Market Coupling and Price Coordination between Power Exchanges*, 2009.
- [15] L. V. S. C. R. B. L. Meeus, *Market Coupling and the importance of price coordination between power exchanges*, 2012.
- [16] Powernext, APX group, BelPex, „Trilateral Market Coupling Algorithm,“ 2006.
- [17] European Transmission System Operators, „Procedures for Cross-Border Transmission Capacity Assessments,“ 2001.

- [18] European Transmission System Operators, „Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets,“ 2001.
- [19] European Transmission System Operators, Association of European Power Exchange, „Flow-based Market Coupling - A Joint ETSO-EuroPEX Proposal for Cross-Border Congestion Management and Integration of Electricity Markets in Europe,“ 2004.
- [20] Kenneth Van den Bergh, Jonas Boury, *The Flow-Based Market Coupling in Central Western Europe: concepts and definitions*, 2015.
- [21] Amprion, Elia, Tennet, Transnet BW, RTE, EPEX SPOT, APX, BELPEX, Creos, „Documentation of the CWE FB MC solution as basis for the formal approval-request,“ Brussels, 2014.
- [22] SCHAVEMAKER, CROES, OTMANI, BOURMAUD, ZIMMERMANN, WOLPERT, REYER, WEIS, DRUET, TenneT TSO BV (the Netherlands), RTE (France), E.ON Netz (Germany), EnBW TNG (Germany), RWE TSO (Germany), ELIA (Belgium), „Flow-based allocation in the Central Western European region,“ u *CIGRE 2008*, 2008.
- [23] South East Cooperation Initiative Transmission System Planning Project (SECI TSP) , *Identification of Network Elements Critical for Increasing NTC Values in South East Europe*, 2014.
- [24] TenneT TSO B.V. , *Determining securely available cross-border transmission capacity within Flow-based*, 2015.
- [25] I. Vujošević, *Analiza elektroenergetskih sistema I*, Podgorica: Elektrotehnički fakultet, Podgorica, 2006.
- [26] Energinet.dk, Svenska Kraftnat, Fingrid, Statnett, „Methodology and concepts for the Nordic Flow - Based Market Coupling Approach,“ 2014.
- [27] K. Van den Bergh / E. Delarue , *An Improved Method to Calculate Generation Shift Keys*, 2015.
- [28] Elia, *Implementation of day-ahead flow-based market coupling in the CWE region*, 2015.
- [29] THE EUROPEAN COMMISSION, *COMMISSION REGULATION (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management*, 2015.
- [30] Amprion, Elia, Tennet, Transnet BW, RTE, EPEX SPOT, APX, BELPEX, Creos, *Annex 16.4: Examples of different types of Remedial Actions - Documentation of the CWE FB MC solution as basis for formal approval-request -*, 2014.
- [31] M. AGUADO, R. BOURGEOIS, J.Y. BOURMAUD, J. VAN CASTEREN, M.A. CERATTO, M. JÄKEL, B. MALFLIET, C. MESTDAG, P. NOURY, M. POOL, W. VAN DEN REEK, M. ROHLEDER, P.H. SCHAVEMAKER, S. SCOLARI, O. WEIS, J. WOLPERT , „Flow-based

market coupling in the Central Western European region - on the eve of implementation -," u *CIGRE*, 2012.

- [32] Manitoba HVDC Research Centre, *IEEE 14 Bus System*, 2014.
- [33] E. D. Kenneth Van den Bergh, *An Improved Method to Calculate Generation Shift Keys*, Leuven, 2015.
- [34] *Data for the IEEE 57 bus Power System*.
- [35] THE EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION, *REGULATION (EC) No 1228/2003 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity*, 2003.
- [36] J. Boucher / Y. Smeers, *Towards a common European Electricity Market*, 2001.
- [37] A. Dufour, *Capacity allocation using the flow-based method*, 2007.
- [38] Manoj Sharma, *Flowbased Market Coupling - What we know, What we don't know and What we need to know*, 2007.
- [39] Marek ADAMEC, Michaela INDRAKOVA, Pavel PAVLATKA , „Transformation of Commercial Flows into Physical Flows of Electricity,” 2009.
- [40] Arild Helseth , *Flow-based vs ATC market coupling in the Nordic Power Market*, 2013.
- [41] Energinet.dk, Svenska Kraftnat, Fingrid, Statnett, *Principle Approach for Assessing Nordic Welfare under Flow-based methodology*, 2014.
- [42] Bert den Ouden, Jort van Aken, *Flow-Based Market Coupling Issues Final Report*, 2015.
- [43] Amprion, APX, belpex, Creos, Elia, EpexSpot, RTE, Tennet, Transnet BW, *Documentation of the CWE FB MC solution as basis for the formal approval-request - Annex 16.13 Intuitiveness Analysis for the FB/FB(I) selection*, 2014.
- [44] Amprion, APX, belpex, Creos, Elia, EpexSpot, RTE, Tennet, Transnet BW, *Documentation of the CWE FB MC solution as basis for formal approval-request - Annex 16.4: Examples of different types of Remedial Actions*, 2014.
- [45] Amprion, APX, belpex, Creos, Elia, EpexSpot, RTE, Tennet, Transnet BW, *Documentation of the CWE FB MC solution as basis for the formal approval-request (Brussels, 1st August 2014) - Annex 16.18 Flow-Based “intuitive” explained*, 2014.
- [46] Amprion, APX, belpex, Creos, Elia, EpexSpot, RTE, Tennet, Transnet BW, *Documentation of the CWE FB MC solution As basis for the formal approval-request*, 2014.

- [47] B. Jegleim, *Flow Based Market Coupling*, Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2015.
- [48] M. J. Kurzidem, *Analysis of Flow-based Market Coupling in Oligopolistic Power Markets*, ETH Zurich, 2010.
- [49] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), „ON THE COMMON CAPACITY CALCULATION AND REDISPATCHING AND COUNTERTRADING COST SHARING METHODOLOGIES,“ 11 November 2016. [Na mreži]. Available: http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2002-2016.pdf.
- [50] Amprion, apx, belpex, elia, TRANSNET BW, EPEX SPOT. Rte, tennet, *CWE Enhanced Flow-Based MC intuitiveness report*, 2013.
- [51] Documentation of the CWE FB MC solution as basis for the formal approval-request, *Annex 16.2 Educational example "How does Flow Based capacity calculation work?"*, Brussels, 2014.
- [52] KU LEUVEN ENERGY INSTITUTE, *EI Fact sheet: Cross-border electricity trading: towards flow-based market coupling*, 2015.
- [53] B. Praetorius, *power Exchanges in the Liberalised Electricity Market*, 2009.
- [54] Hung-po Chao, Stephen Peck, Shmuel Oren, Robert Wilson, *Flow-Based Transmission Rights and Congestion Management*, 2000.
- [55] F. BOISSELEAU, *The role of power exchanges for the creation of a single European electricity market: market design and market regulation*, 2004.
- [56] Union of the Electricity Industry – EURELECTRIC , *Flow-Based Allocation of Transmission Capacity*, 2007.
- [57] Amprion, ApxEndex, BelPex, Creos, Elia, EnBW, EPEX SPOT, Rte, Tennet, *CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report*, 2011.
- [58] Akos Fuzi, Gergely Madi-Nagy, *Flow-based Capacity Allocation in the CEE Region: Sensitivity Analysis, Multiple Optima, Real Income*, 2012.
- [59] ENTSOE, *Network Code on Forward Capacity Allocation*, 2013.
- [60] Amprion, Creos, Elia, Rte, Tennet, Transnet BW, APG, *Continuous Improvement Process of Intraday Capacity Calculation after FBMC go live*, 2015.