



УНИВЕРЗИТЕТ “СВ. КИРИЛ И МЕТОДИЈ”
ФАКУЛТЕТ ЗА ЕЛЕКТРОТЕХНИКА
И ИНФОРМАЦИСКИ ТЕХНОЛОГИИ – СКОПЈЕ



Петар Ј. Крстевски

ПРИМЕНА НА МЕТОДОТ НА ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ ЗА
ЕФИКАСНО ИСКОРИСТУВАЊЕ НА РЕСУРСИТЕ ЗА РЕГУЛАЦИЈА
ПРИ РЕГИОНАЛНО БАЛАНСИРАЊЕ

- докторска дисертација -

Скопје, 2017 година

Ментор:

проф. д-р Рубин Талески,
Факултет за електротехника и
информациски технологии – Скопје

Комисија за оценка и одбрана на трудот:

проф. д-р Мирко Тодоровски,
Факултет за електротехника и
информациски технологии – Скопје

проф. д-р Рубин Талески,
Факултет за електротехника и
информациски технологии – Скопје

проф. д-р Ристо Ачковски,
Факултет за електротехника и
информациски технологии – Скопје

проф. д-р Драгослав Рајичиќ,
Факултет за електротехника и
информациски технологии – Скопје

вон. проф. д-р Методија Атанасовски,
Технички факултет – Битола

ПРИМЕНА НА МЕТОДОТ НА ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ ЗА ЕФИКАСНО ИСКОРИСТУВАЊЕ НА РЕСУРСИТЕ ЗА РЕГУЛАЦИЈА ПРИ РЕГИОНАЛНО БАЛАНСИРАЊЕ

КУСА СОДРЖИНА:

По воспоставувањето на рамката за развој на внатрешниот европски пазар на електрична енергија, европската енергетска политика својот фокус го насочува кон создавање на услови за развој на пазарите за услуги за регулација на фреквенција. Оваа намера е отсликана во најновите мрежни правила за Регулација на фреквенција, активни моќности и резерви и Балансирање на електрична енергија на Европската мрежа на оператори на преносни системи за електрична енергија (ENTSO-E). Во овие мрежни правила е дефинирана рамката за работа, развој и регионално интегрирање на пазарите за услуги за регулација на фреквенцијата.

Развојот и регионалното интегрирање на пазарите за услуги за регулација на фреквенција се очекува да овозможи поефикасно искористување на ресурсите за регулација на фреквенција и да ги намали трошоците за овие услуги. Ова е многу важно во услови кога зголеменото искористување на обновливите извори за производство на електрична енергија води кон зголемена потреба за енергија за балансирање и зголемени трошоци.

Во овој труд е прикажан метод за одредување на прифатени понуди во регионалните пазари на балансна енергија со користење на оптимални текови на моќност. При функционирањето на регионалните пазари на балансна енергија е многу важно да се земат предвид ограничувањата на размената на балансната енергија поради ограничениот преносен капацитет на преносната мрежа. Предложениот метод е дефиниран како оптимизациска постапка, која наликува на пресметките на оптимални текови на моќност и се стреми да ги минимизира вкупните трошоци за балансирање во регионот, со земање предвид на ограничувањата на физичките текови на моќност, низ елементите од мрежата. Ова е неговата предност во однос на вообичаено користените постапки за одредување на прифатените понуди во пазарите на балансна енергија кои користат заеднички листи на понуди и како ограничувања ги земаат само програмските размени на моќност помеѓу областите во регионот.

За верификација на применливоста на методот во овој труд е развиена и симулациска постапка која опфаќа симулација на одвивањето на пазарите на електрична енергија и спојувањето на пазарите на регионално ниво и симулација на дебаланси на моќност во електроенергетските системи со присуство на обновливи извори на енергија.

Постапката е применета на неколку примери во кои се користи тест мрежа IEEE RTS 96 со повеќе области. Притоа е направена споредба на предложениот метод со методите со заеднички листи на понуди и постапката е применета на сценарија со и без размена на балансна енергија помеѓу областите во мрежата.

Клучни зборови: регионално балансирање, оптимално активирање на резерви за регулација на фреквенција, оптимални текови на моќност.

OPTIMAL POWER FLOW APPLICATION FOR EFFICIENT UTILIZATION OF REGIONAL BALANCING CAPACITIES

ABSTRACT:

After ensuring the establishment of the European Internal Market in Electricity, the focus of the European Energy Policy is diverted towards supporting the development of the Market for Frequency Support Services. This aim is reflected in the newest network codes on Electricity Balancing and Load-Frequency Control and Reserves that enable harmonization of the frequency control processes in all members of ENTSO-E and envisage cross-border exchange of standardized products for frequency support. These network codes define a framework for operation, development and regional integration of the Markets for Frequency Support Services.

The development and regional integration of the Markets for Frequency Support Services is expected to provide more efficient usage of the resources for frequency support and reduce the costs for these services. This is very important in a situation when the increased usage of renewable power sources for electricity generation leads to higher costs for balancing.

This thesis presents a method for selection of offers in the regional electricity balancing markets by using optimal power flow principles. In the operation of the regional balancing markets, it is very important to have in mind that, the exchange of balancing energy is limited due to the limited capacity of the transmission network. The proposed method is defined as an optimization procedure that is similar to optimal power flow and tends to minimize the overall costs for balancing in the region while the physical power flows in the network are in the permitted limits. This characteristic of the method is its advantage comparing to the commonly used methods for selection of offers in the regional balancing markets that are based on common merit order list and take into account only the limits of the exchanges of power between different areas of the region.

In order to confirm the applicability of the method a simulation procedure is developed. This procedure includes electricity market simulation, regional market coupling and power imbalance simulation in power systems with renewable power sources.

The procedure is applied to several examples on the IEEE RTS '96 test network with multiple areas. A comparison between the proposed method and the commonly used method with common merit order is done on different scenarios with and without exchange of balancing energy.

Keywords: regional balancing, optimal activation of frequency restoration reserves, optimal power flow

СОДРЖИНА

ЛИСТА НА КРАТЕНКИ	1
1. ВОВЕД	2
2. РЕГУЛАЦИЈА НА ФРЕКВЕНЦИЈА ВО ЕЕС	6
2.1. Потреба за регулација на фреквенцијата	6
2.2. Основен концепт на регулација на фреквенцијата	6
2.3. Основни принципи на автоматско управување на производство	8
2.3.1. Изолиран систем	8
2.3.2. Интерконектиран систем	8
2.4. Критериуми за регулација на фреквенција во ENTSO-E	9
2.5. Резерви за регулација на фреквенција	13
2.5.1. Димензионирање на РЗФ	14
2.5.2. Димензионирање на РВФ и РЗ	15
2.6. Прекугранични процеси за регулација на фреквенција	16
2.6.1. Нетирање на дебаланси	16
2.6.2. Размена и споделување на резерви за регулација на фреквенција	17
2.6.3. Прекугранично активирање на резерви за регулација на фреквенција	19
3. ПАЗАРИ НА РЕЗЕРВИ И БАЛАНСНА ЕНЕРГИЈА	21
3.1. Регионално интегрирање на пазарите на балансна енергија	22
3.2. Набавка на резерви и енергија за балансирање	23
3.2.1. Стандардни и специфични производи	23
3.2.2. Набавка на капацитет за балансирање	24
3.2.3. Набавка на енергија и активирање на понуди за балансирање	25
3.3. Капацитет за размена на услуги за балансирање помеѓу контролните области	27
4. ПРЕСМЕТКА НА ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ ВО ЕЕС	28
4.1. Општа формулација на проблемот на определување на оптимални текови на моќност	28
4.2. Оптимални текови на моќност со наизменичен модел на мрежата	29
4.3. Оптимални текови на моќност со еднонасочен модел на мрежата	32
4.3.1. Еднонасочен модел за пресметка на текови на моќност во ЕЕС	32
4.3.2. Врска помеѓу моќностите на гранките и инјектираните моќности на генераторите	34
4.3.3. Оптимални текови на моќност со еднонасочен модел на мрежата	34
4.4. Оптимални текови на моќност со еднонасочен модел на мрежата и сигурносни ограничувања	35
5. ПРИМЕНА НА МЕТОДОТ НА ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ ЗА РЕГИОНАЛНО БАЛАНСИРАЊЕ	38
5.1. Активирање резерви со примена на методот на оптимални текови на моќност	39
5.2. Симулациска постапка за оптимално активирање на резерви	41

5.3. Симулација на пазар на електрична енергија	43
5.3.1. Симулација на понуди на производители	43
5.3.2. Симулација на пазар во рамките на една ценовна област.....	45
5.3.3. Третман на неделиви блок понуди	46
5.3.4. Спојување на пазари на електрична енергија помеѓу две ценовни области	47
5.3.5. Спојување на пазари на електрична енергија помеѓу три области	48
5.4. Симулација на дебаланси на моќност со Монте Карло симулација	50
5.4.1. Испад на единица за производство на електрична енергија или потрошувач.....	50
5.4.2. Дебаланси поради грешки во прогноза на производство од обновливи извори на енергија	52
5.4.3. Дебаланси поради грешки во прогнозите на оптоварувањата на потрошувачите.....	54
5.4.4. Континуирана стохастичка варијација на оптоварувањата на потрошувачите	54
5.4.5. Детерминистички дебаланси	54
5.4.6. Пресметка на потребна енергија за балансирање од РВФ.....	55
6. ПРИМЕНА НА МЕТОДОТ ЗА ОПТИМАЛНО АКТИВИРАЊЕ НА РЕЗЕРВИ.....	57
6.1. Пресметка на оптимално активирање на резерви за систем со две области.....	58
6.1.1. Симулација на пазарот на електрична енергија	58
6.1.2. Симулација на дебаланси.....	60
6.1.3. Оптимално активирање на резерви.....	63
6.2. Пресметка на оптимално активирање на резерви за систем од три области.....	65
6.2.1. Симулација на пазарот на електрична енергија	66
6.2.2. Симулација на дебаланси.....	67
6.2.3. Оптимално активирање на резерви.....	70
6.3. Пресметка на потребна енергија за балансирање од РВФ	72
7. ЗАКЛУЧОК.....	73
8. ЛИТЕРАТУРА.....	75
9. ПРИЛОГ	80
9.1. Податоци по јазли за тест мрежа IEEE RTS 96	80
9.2. Податоци по гранки за тест мрежа IEEE RTS 96.....	81
9.3. Податоци за генератори.....	84

ЛИСТА НА КРАТЕНКИ

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity - Европска мрежа на оператори на преносни системи за електрична енергија
HVDC	High Voltage Direct Current - Пренос на ел. енергија со висок еднонасочен напон
NTC	Net Transfer Capacity - Нето преносен капацитет
PTDF	Power Transfer Distribution Factor - Фактор на распределба на трансфер на моќност
TTC	Total Transfer Capacity - Вкупен преносен капацитет
TRM	Transmission Reliability Margin - Маргина на доверливост на преносот
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity - Унија за координирање на преносот на електрична енергија
АУП	Автоматско управување на производството
ЕЕС	Електроенергетски систем
ЗЛП	Заедничка листа на понуди
КОБ	Координирана област за балансирање
МПБЕ	Мрежни правила за балансирање на електрична енергија
МПРФ	Мрежни правила за регулација на фреквенција и активни моќности и резерви
ОИЕ	Обновливи извори на енергија
ОУБ	Обезбедувач на услуги за балансирање
ОПС	Оператор на преносен систем
РВФ	Резерва за враќање на фреквенцијата
РЗФ	Резерва за задржување на фреквенцијата
РЗ	Резерва за замена
ФОАР	Функција за оптимално активирање на резерви

1. ВОВЕД

Во овој труд се разгледува проблематика на ефикасно искористување на ресурси за балансирање на производството и потрошувачката на електрична енергија во електроенергетските системи (ЕЕС) преку оптимално активирање на понуди за балансна енергија во регионален пазар на балансна енергија.

Потребата од балансирање во ЕЕС се јавува поради начинот на нивното функционирање, што бара постојано одржување на баланс помеѓу производството и потрошувачката на електрична енергија. Секој вишок на производство на електрична енергија во ЕЕС предизвикува зголемена брзина на ротирање на синхроните генератори. Обратно, секој недостаток на производство, односно зголемена потрошувачка, предизвикува забавување на ротирањето на синхроните генератори. Брзината на вртење на синхроните машини поврзани во ЕЕС е неразделно поврзана со фреквенцијата во рамките на еден синхроно интерконектиран ЕЕС. Затоа секој дебаланс на моќност предизвикува промена на фреквенцијата во системот, односно отстапување од нејзината номиналната вредност. Ова има негативно влијание врз потрошувачите, но и врз синхроните генератори и може да доведе до испад од синхронизам на дел од нив, што доведува до создавање на уште поголеми дебаланси на моќност и може да резултира со распад на ЕЕС.

Со развојот на ЕЕС се појавуваат различни механизми на регулација на фреквенција. Сите овие механизми вклучуваат зголемување или намалување на моќноста на одредени производни единици или потрошувачи, во одредени временски моменти, со цел да се воспостави балансот на моќности во ЕЕС и/или да се делува на враќање на фреквенцијата на нејзината номинална вредност и воспоставување на баланс на моќности. Ова значи дека треба да постојат капацитети за производство на електрична енергија и потрошувачи што ќе бидат подготвени да извршат зголемување/намалување на нивната моќност кога тоа е потребно. Според тоа, некои производни единици е потребно да работат или со моќности помали од нивните инсталирани (максимални) моќности, или да бидат спремни да се вклучат по потреба, односно да одржуваат резерва.

Одржувањето на резерва и давањето на енергија за балансирање се поврзани со финансиски трошоци. Во минатото електроенергетскиот сектор функционирал во рамките на една вертикално интегрирана компанија која одлучувала кои производни единици ќе одржуваат резерва и даваат енергија за балансирање и не се посветувало големо внимание на овие трошоци. Во услови на пазарно стопанисување со електричната енергија операторот на преносниот систем за електрична енергија (ОПС) е одговорен за одржување на фреквенцијата во системот. Бидејќи ОПС, по правило, не поседува производни единици (или потрошувачи), услугите за регулација на фреквенција ги набавува од производни единици или потрошувачи што исполнуваат одредени технички критериуми. На овој начин се формираат пазари на различни типови на резерви и балансна енергија кај кои единствен купувач е ОПС.

Пазарите за резерви и балансна енергија во Европа денес се во развој. За да се зголеми конкуренцијата на овие пазари и да се овозможи нивно ефикасно функционирање е потребно да се изврши нивна регионална интеграција, а крајната цел е формирање на единствен европски пазар за услуги за регулација на фреквенцијата.

Потребата за формирање и регионално интегрирање на пазарите за услуги за регулација на фреквенцијата е уште повеќе изразена со исполнувањето на зацртаните цели за производство на сè поголем дел од електричната енергија од обновливи извори на енергија чие производство тешко се прогнозира и/или е со прекини. Ова ја зголемува потребата за енергија за балансирање. Исто така, сè уште не постојат економски ефикасни

начини на складирање на поголеми количини на електрична енергија освен со користење на пумпно акумулациони хидроелектрични центри, чиј број и капацитет е ограничен.

Регионалното интегрирање на пазарите за услуги за регулација на фреквенцијата е голем предизвик што бара решавање на голем број проблеми, како од техничка природа, така и од областа на регулативата и законодавството. Во Европската унија развојот на овие пазари е еден од главните приоритети во областа на електроенергетиката [12]. Во Мрежните правила за регулација на фреквенција и активна моќност и резерви [8] и Мрежните правила за балансирање на електрична енергија [9] на ENTSO-E е дефиниран начинот на воспоставување и функционирање на пазарите за резерви и балансна енергија и моделот за нивниот развој преку регионално интегрирање.

Според МПБЕЕ процесот на развивање на регионалните пазари за балансна енергија започнува со создавање на т.н. координирани области на балансирање што се составени од повеќе контролни области, односно земји во одреден регион [9], [10]. Во една координирана област на балансирање потребно е да се воспостави заедничка листа на понуди (ЗЛП) за одреден тип на услуга за регулација на фреквенција. Од ЗЛП се врши активирање на резервите односно обезбедување на енергија за балансирање, притоа е важно да се земе предвид и достапноста на прекуграничните преносни капацитети.

Покрај користењето на заедничка листа за активирање на резерви за балансирање во рамките на координираните области на балансирање се препорачува и примена на постапката на нетирање на дебаланс¹. Оваа постапка се врши поради тоа што во еден временски период, често во две соседни контролни области, се појавуваат дебаланси што се спротивни по знак [8], [10]. Тоа значи дека во еден временски момент или период во една област може да има вишок на произведена моќност, а во другата област да има недостаток на моќност. Според ова, во првата област треба да се активира резерва надолу, а во втората област резерва нагоре. Намалување на активираните резерви може да се избегне ако се изврши т.н. нетирање на дебаланси на двете области, што подразбира зголемување на програмот за размена од областа што има вишок на моќност кон областа со недостаток на моќност. Оваа постапка може да се изврши и на повеќе области и предизвикува значително намалување на активираната моќност и енергија и трошоците за балансирање.

Истражувањето во овој труд е фокусирано на функционирањето на регионалните пазари на балансна енергија. Во него се предлага нов метод за оптимално активирање на понуди на пазарот за балансна енергија. Овој метод треба да обезбеди задоволување на потребите за балансна енергија во секоја од контролните области во регионот преку активирање на понудите со најниски цени. Притоа, треба да се води сметка за ограничувањата што се наметнати од преносната мрежа и овозможуваат сигурност на функционирањето на ЕЕС.

Во досегашната практика за оптимално активирање на понуди за енергија за балансирање вообичаено се користи методот на ЗЛП со земање предвид на ограничувања на преносен капацитет претставени со програмски показатели за достапен нето преносен капацитет. Оваа практика до одредена мера е дефинирана во МПБЕ [9], а подетално е разработена во студии за балансирање и интегрирање на пазари за балансна енергија за регионот на северна Европа [11] и југоисточна Европа [10] и [18].

Во [19] е применет оптимизационен метод, при што мрежата се моделира со редуцирана PTDF матрица. Во трудовите [20–25] е истакната важноста на прецизното

¹ Нетирање на дебаланси претставува постапка на одредување на нето дебаланси на повеќе контролни области и распределба на вкупниот нето дебаланс што се врши со промена на размената на моќност помеѓу областите.

моделирање на интерконектираниот преносен ЕЕС на регионално ниво за соодветно справување со загушувања и при одвивањето на пазарите на електрична енергија, а секако и во процесот на одвивање на пазарите на услуги за регулација на фреквенцијата. Притоа, во [20] е образложена потребата за прибирање на податоци за производството и потрошувачката на ниво на јазли и целосно моделирање на преносната мрежа, во процесот на размена на енергија за балансирање.

Имајќи ги предвид овие истражувања, во овој труд е предложена примена на модифициран метод за оптимални текови на моќност за оптимално активирање на резерви за регулација на фреквенција на пазарот на балансна енергија. Моделирањето на преносната мрежа е со еднонасочниот модел. Во методот се земени предвид и сигурносни ограничувања според критериумот $N-1$ за сигурност на работа на ЕЕС, што значи дека може да се користи метод на оптимални текови на моќност со сигурносни ограничувања [68], [69].

Прикажаниот метод може да се примени како функција за оптимално активирање на резерви, односно понуди за балансна енергија на пазарите на балансна енергија. Во овој случај постапката треба да се извршува во секој временски интервал на одвивање на пазарот на балансна енергија. Притоа алгоритмот треба да добива податоци за состојбата на мрежата преку системите за прибирање на податоци.

Покрај ова, методот на оптимално активирање на резерви со примена на оптимални текови на моќност може да се примени за симулација на пазарите на балансна енергија во студии за влијанието на регионалното интегрирање на пазарите на балансна енергија врз трошоците за балансирање, како и влијанието на производите капацитети од обновливи извори на енергија врз пазарот на балансна енергија и трошоците за балансирање

Во второто поглавје е накусо опишан процесот на регулација на фреквенцијата во ЕЕС и практичната примена во ЕЕС на членки на ENTSO-E. Понатаму е даден осврт на прекуграничните процеси за регулација на фреквенцијата. Овие процеси опфаќаат: нетирање на дебаланси, прекугранично активирање на резерви за регулација на фреквенција и размена и споделување на резерви за регулација. Имплементацијата на овие процеси е предуслов за ефикасно регионално интегрирање на пазарите на услуги за регулација на фреквенција. Исто така, нивното имплементирање води до намалување на потребите за резерви за регулација на фреквенција и енергија за балансирање и овозможува користење на резерви и енергија за балансирање од други контролни области во регионот. Разбирањето на начинот на функционирање на овие механизми е клучно за успешно моделирање на регионалните пазари на резерви и балансна енергија.

Третото поглавје опфаќа опис на пазарите на резерви и балансна енергија. Функционирањето на овие пазари се базира на дефинирање на стандардни производи што претставуваат услуги за регулација на фреквенција и задоволуваат одредени технички критериуми. За одредена група на дефинирани стандардни производи се формира т.н. координирана област на балансирање што може да опфаќа повеќе контролни зони односно земји. Тргувањето на вака дефинираниот регионален пазар се врши преку формирање на ЗЛП за секој производ. Во рамките на поглавјето е дефинирана функцијата на оптимално активирање на понуди и е прикажана важноста на земањето предвид на ограничувањата од мрежата при активирањето на понуди.

Во четвртото поглавје е прикажан методот за оптимални текови на моќност, што ќе се користи во постапката за оптимално активирање на понуди во пазарот на балансна енергија. Прикажана е основната формулација на проблемот на определување на оптимални текови на моќност и наведени се методите за негово решавање и се анализирани различни варијанти на формулирање на проблемот, во зависност од начинот

на моделирање на мрежата. Исто така, е прикажан и концептот на уважување на сигурносните ограничувања при решавање на проблемот на оптимални текови на моќност.

Во петтото поглавје е прикажан алгоритмот за оптимално активирање на резерви при регионално балансирање со користење на методот на оптимални текови на моќност. Во ова поглавје се опишани и симулациони постапки со кои се обезбедуваат влезните податоци за методот, коишто, при примена во реално време, би се добиле од системите за аквизиција на податоци. Симулацијата вклучува симулирање на пазарот на електрична енергија – ден однапред и симулирање на дебалансите на моќност во системот.

Во шестото поглавје предложениот метод за оптимално активирање на резерви е илустриран со три примера.

Во седмото поглавје се систематизирани заклучоците што произлегуваат од резултатите на пресметките, прикажани во шестото поглавје.

Во осмото поглавје е даден список на користената литература, а на крајот од трудот, во Прилогот, се прикажани податоците за мрежата што е користена за тестирање.

2. РЕГУЛАЦИЈА НА ФРЕКВЕНЦИЈА ВО ЕЕС

2.1. ПОТРЕБА ЗА РЕГУЛАЦИЈА НА ФРЕКВЕНЦИЈАТА

Во ЕЕС е карактеристично тоа што во секој временски момент треба да се одржува баланс помеѓу производството и потрошувачката на електрична енергија. Причина за тоа е фактот што сè уште не е пронајден начин за ефикасно и економски исплатливо складирање на поголеми количества на електрична енергија [1], [2], [15], [16].

Неодржувањето на балансот има штетни последици врз самото функционирање на системот. Така, на пример, ако во даден момент во ЕЕС активната моќност на потрошувачите е поголема од активната моќност на производителите се појавува дебаланс на активна моќност во системот. Сепак, бидејќи важи законот за запазување на енергијата, дел од побарувачката на енергија од потрошувачите, во овој случај, ќе биде задоволена од складираната кинетичка енергија во вртливите делови на електричните машини (генератори и мотори) поврзани на системот, што ќе резултира со намалување на брзината на вртење на синхроните генератори на производните единици во системот. Бидејќи кај синхроните машини брзината на вртење е секогаш пропорционална со фреквенцијата на напонот, дебалансот ќе предизвика намалување на фреквенцијата во системот. Аналогно на тоа, ако постои вишок на произведена моќност во еден ЕЕС, ќе дојде до зголемување на брзината на вртење на синхроните генератори во системот и зголемување на фреквенцијата. Од ова може да заклучиме дека секој дебаланс на (активна) моќност во ЕЕС води кон појава на промена на фреквенцијата, т.е. појава на отстапување на фреквенцијата од нејзината номинална вредност [1], [2], [15], [16].

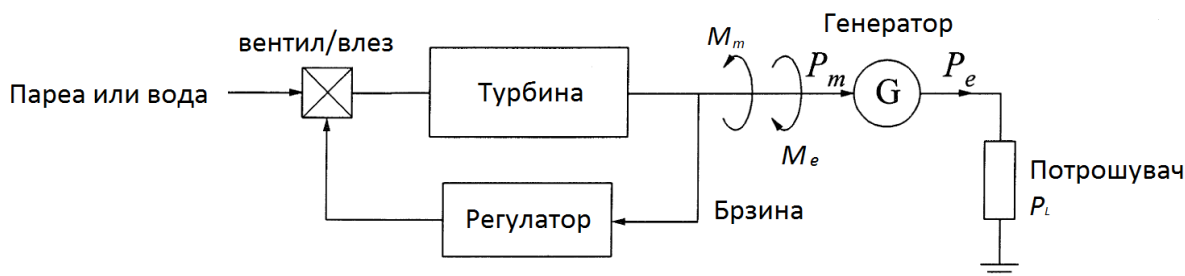
Отстапувањата на фреквенцијата од номиналната вредност штетно влијаат врз генераторите и потрошувачите во ЕЕС. Електричните мотори и генераторите имаат вградена заштита која врши нивно исклучување во случај на определени отстапувања на фреквенцијата од номиналната вредност. Самото исклучување на генератори и/или потрошувачи во системот може да води кон појава на уште поголеми дебаланси на моќност што би предизвикале уште поголеми промени на фреквенцијата и целиот процес да заврши со распад на ЕЕС и прекин на напојувањето во делови или во целиот систем. Ова ја нагласува потребата за одржување на фреквенцијата во еден ЕЕС во одредени граници што се пропишани во стандардите за квалитет на електричната енергија и во регулативите што го дефинираат функционирањето на интерконектираните и изолираните ЕЕС. Исто така, се настојува да се минимизира отстапувањето на т.н. синхроно време, бидејќи постојат уреди со часовници според фреквенцијата на напојувањето, т.е. се јавува потреба од регулација на интегралот од фреквенцијата со тек на време.

Погоре наведените аргументи се и причина за воведување на принципи и технички системи за регулација на фреквенцијата уште од времето на првите системи за снабдување со електрична енергија со користење на трифазни наизменични системи.

2.2. ОСНОВЕН КОНЦЕПТ НА РЕГУЛАЦИЈА НА ФРЕКВЕНЦИЈАТА

За да го прикажеме основниот концепт на регулација на фреквенцијата ќе тргнеме од наједноставен систем во кој имаме еден синхрон генератор на кој се поврзани потрошувачи, што можат да се еквивалентираат и прикажат како еден потрошувач, кој побарува активна моќност P_L , како што е прикажано на сликата 2.1. Принципот на регулација на фреквенцијата, во овој случај, е да се мери брзината на вртење на синхроните генератори и да се спореди со номиналната брзина на вртење при која се добива номинална фреквенција на напонот на генераторот. Ако брзината на вртење е поголема од номиналната, генераторот е потребно да ја намали активната моќност за да се намали

фреквенцијата. Ако брзината на вртење на генераторот е помала од номиналната, тогаш треба да се зголеми моќноста на генераторот. Регулирањето на производството на активна моќност на генераторот најчесто се врши со регулација на примарната енергија што го придвижува генераторот. Од претходно наведеното може да се заклучи дека регулацијата на фреквенцијата во еден систем е тесно поврзана со регулацијата на активната моќност [1], [2].



Слика 2.1. Генераторот напојува изолиран потрошувач

Ознаките на сликата 2.1 се со следниве значења:

M_m – механички вртежен момент на турбината,

M_e – електричен вртежен момент на генераторот,

P_m – влезна механичка моќност,

P_e – излезна електрична моќност,

P_l – моќност на потрошувачот.

Овој принцип на регулација на фреквенцијата се применува во систем со еден генератор и е познат како изохрон или астатички турбински регулатор.

Изохроните регулатори не можат да се користат кога два или повеќе генератори се поврзани на иста мрежа. Причината е што секој од нив ќе треба да има идентични карактеристики, за да не делуваат спротивно еден на друг. За обезбедување стабилна распределба на оптоварувањето на два или повеќе генератори, што работат приклучени на иста мрежа, регулаторите имаат таква карактеристика на промена на брзината што кај нив брзината опаѓа со зголемувањето на производството на активна моќност (оптоварувањето). Оваа карактеристика се вика уште и карактеристика на намалена брзина (p-f карактеристика) [1], [2].

Кај регулаторот со карактеристика на намалена брзина, активната моќност на производната единица е линеарна функција од фреквенцијата. При намалување на фреквенцијата производната единица ја зголемува својата моќност, и обратно, при зголемена фреквенција активната моќност на производната единица се намалува.

Регулацијата на фреквенција со користење на регулатори со карактеристика на намалена брзина, или позната како примарна регулација на фреквенција, овозможува брзо елиминирање на дебаланси на моќност во системот. Притоа во елиминирањето на секој дебаланс учествуваат сите производни единици во рамките на целиот синхронизираниот интерконектиран систем кои имаат таков тип на регулатори, бидејќи системската фреквенција која е еднаква во целиот интерконектиран систем е индикатор според кој се врши промена на моќноста на производните единици. Овој принцип на регулација овозможува само враќање на балансот на моќности со што се спречува појава на поголеми девијации на фреквенцијата и истата се задржува на вредност блиска до номиналната.

2.3. ОСНОВНИ ПРИНЦИПИ НА АВТОМАТСКО УПРАВУВАЊЕ НА ПРОИЗВОДСТВО

Принципот на примарна регулација на фреквенцијата не овозможува враќање на фреквенцијата на нејзината номинална вредност. За враќање на фреквенцијата на номиналната вредност потребна е дополнителна управувачка акција. Тоа се постигнува преку промена на референтната p - f карактеристика (работната точка) на одредени производни единици во системот. Бидејќи промената на оптоварувањето во системот е постојана, потребно е да се овозможи автоматска промена на производството, односно потребно е *автоматско управување на производството* (АУП) [1], [2], [4], [5].

Главната цел на АУП е да се овозможи:

- враќање на фреквенцијата на нејзината номинална вредност и
- одржување на планираната вредност на размените на моќност помеѓу контролните области во рамките на еден синхрон интерконектиран систем.

Оваа функција се нарекува уште и секундарна регулација на фреквенција. Покрај тоа, како дополнителна цел на АУП се поставува и определувањето на распределбата на промената на производството меѓу одделните производни единици со минимизирање на оперативните трошоци.

2.3.1. Изолиран систем

Во изолиран систем не се појавува потреба за одржување на размените на моќност, туку единствена цел на АУП е враќање на фреквенцијата на номиналната вредност. Ова се прави преку додавање на интегрална управувачка акција која како влезен сигнал го зема отстапувањето на фреквенцијата од номиналната и делува на промена на референтната p - f карактеристика на единиците што учествуваат во АУП. Во стационарна состојба оваа регулациона акција овозможува сведување на грешката на фреквенцијата на нула.

Дополнителната (секундарна) регулациона акција треба да биде значително побавна од примарната регулација. Таа делува откако примарната регулација ќе ја стабилизира фреквенцијата во системот на квазистационарна вредност што е блиска до номиналната фреквенција, но сепак се разликува од неа. Со делувањето на секундарната регулација фреквенцијата се враќа на номиналната вредност. Со самото тоа производството на производните единици, што било променето при делување на примарната регулација, се враќа на планираните вредности.

2.3.2. Интерконектиран систем

За разлика од примарната регулација, секундарната регулација на фреквенција се активира само во областа каде што настанало пореметување (ненадејна промена на оптоварувањето или производството).

Намалувањето на производството од аспект на АУП може да се третира како зголемување на оптоварувањето и обратно зголемувањето на производството како намалување на оптоварувањето. Затоа во понатамошните објаснувања се разгледува само промена на оптоварувањето.

Управувачкиот систем мора да ја препознава ситуацијата кога да се вклучи секундарната регулација. Можни се два случаја кога не треба да се вклучи секундарната регулација [1], [2]:

1. Фреквенцијата се намалила и извозот на моќност од разгледуваната област се зголемил. Ова значи дека настанало зголемување на оптоварувањето надвор од разгледуваната област.

2. Фреквенцијата се зголемила и извозот на моќност од разгледуваната област се намалил. Ова значи дека настанало намалување на оптоварувањето надвор од разгледуваната област.

Секундарната регулација се вклучува во следните случаи:

1. Фреквенцијата се намалила и извозот на моќност од разгледуваната област се намалил. Ова значи дека настанало зголемување на оптоварувањето во разгледуваната област.
2. Фреквенцијата се зголемила и а извозот на моќност од разгледуваната област се зголемил. Ова значи дека настанало намалување на оптоварувањето во разгледуваната област.

За да се исполнат задачите на секундарната регулација управувачкиот сигнал треба да содржи информација како за отстапувањето на тековите на моќности низ интерконекциите од планираните вредности така и за отстапувањето на фреквенцијата во однос на нејзината номинална вредност. Оваа големина се нарекува грешка на контролната област [1], [2], [6], [8].

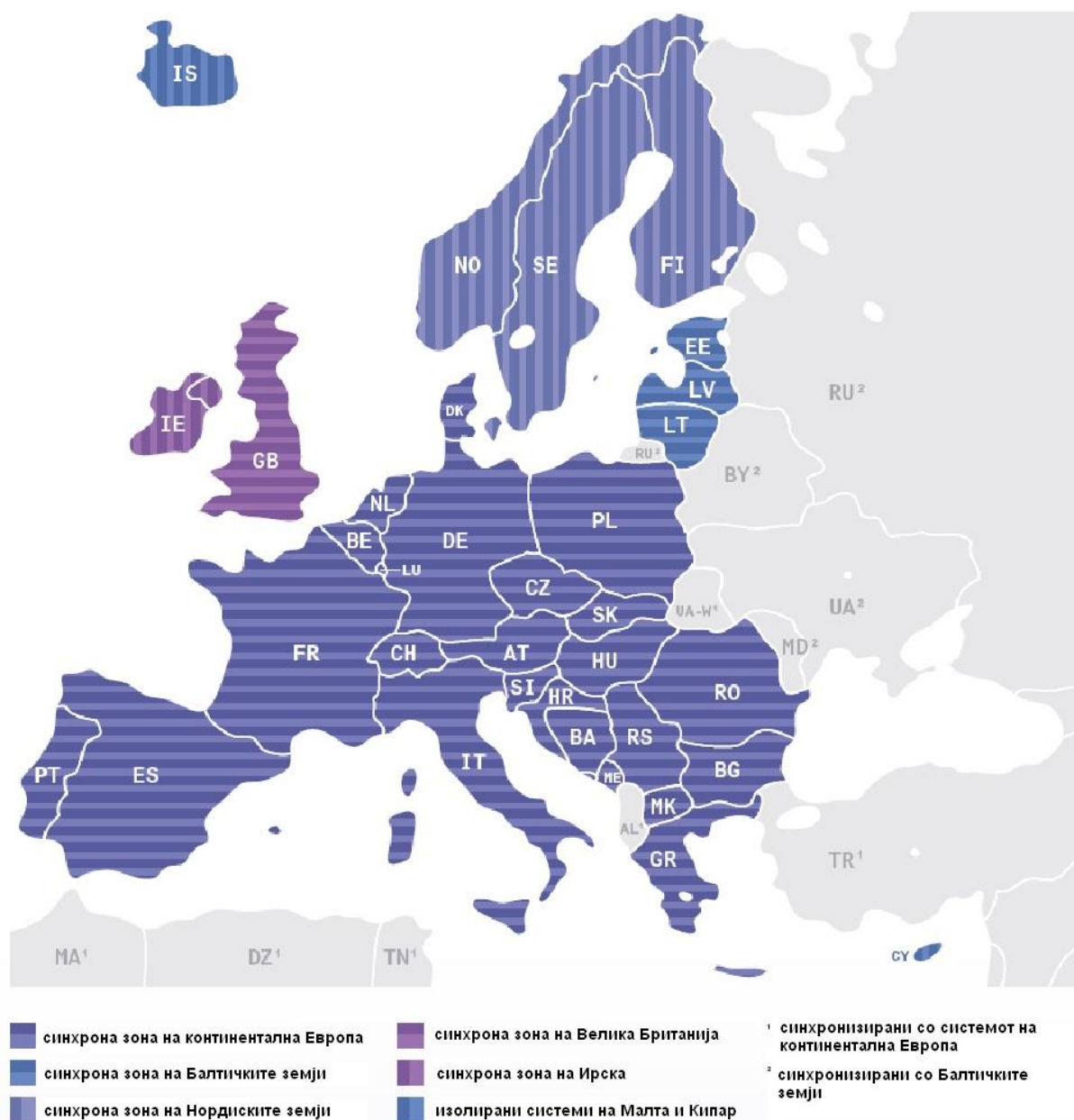
Принципот на управување се заснова на сигналот што ја претставува грешката на контролната област и овој сигнал иницира акција за промена на производството на производните единици што учествуваат во секундарната регулација. Притоа, грешката на контролната област, во која е настанато пореметувањето, е еднаква на големината на тоа пореметување додека во останатите контролни области, во кои нема пореметување, вредноста на грешката на контролната област е еднаква на нула.

Можно е да се случи, поради недостаток на резерва за регулација на фреквенција, некоја од областите да не ја одржува грешката на контролната област на вредност нула. Во тој случај, останатите области од синхрон интерконектираниот систем помагаат така што се дозволува да има отстапувања во размените на моќност од планираните и да има отстапувања на фреквенцијата од номиналната. Сепак, и во овој случај, нивните грешки на контролни области ќе бидат еднакви на нула.

2.4. КРИТЕРИУМИ ЗА РЕГУЛАЦИЈА НА ФРЕКВЕНЦИЈА ВО ENTSO-E

Во европските земји напојувањето со електрична енергија се врши во неколку синхрон интерконектирани ЕЕС. Тука спаѓаат интерконектираните системи на континентална Европа, Нордиските земји, Велика Британија, Ирска и Балтичките земји (слика 2.2). Се разбира постојат и повеќе мали изолирани системи.

Во различните синхрони области во минатото биле донесени различни дефиниции за типовите на регулација на фреквенција и постоеле различни критериуми за подесување на регулацијата и за квалитетот на фреквенцијата. Денес ENTSO-E настојува да се изврши хармонизација на дефинициите и критериумите за регулација на фреквенција за сите нејзини членки.



Слика 2.2. Земји членки на ENTSO-E и синхрони области во Европа

После поставувањето на темелите за сигурен развој на единствениот внатрешен европски пазар на електрична енергија, Европската комисија своето внимание го насочува кон развивање на европскиот пазар за резерви за регулација на фреквенција и балансна енергија. Во таа насока се развиени и новите мрежни правила за регулација на фреквенција и активна моќност и резерви (МПРФ) [8] и мрежните правила за балансирање на електрична енергија (МПБЕ) [9]. Целта на овие мрежни правила е да ги опфатат и хармонизираат, до одредена мерка, правилата за регулација на фреквенција и активна моќност и резерви и критериумите за квалитет на фреквенцијата. Понатаму се цели кон поставување на подетални правила за размена и заедничко димензионирање на резерви, нетирање на дебаланси и заедничко искористување на енергија од резерви и дефинирање на стандардни производи со кои би можело да се тргува независно од контролната и синхроната област (зона).

МПРФ се развиени од страна на ENTSO-E за да се задоволат барањата на Рамковните насоки за работа на ЕЕС [7] објавени од Агенцијата за соработка на енергетските регулатори во декември 2011 година.

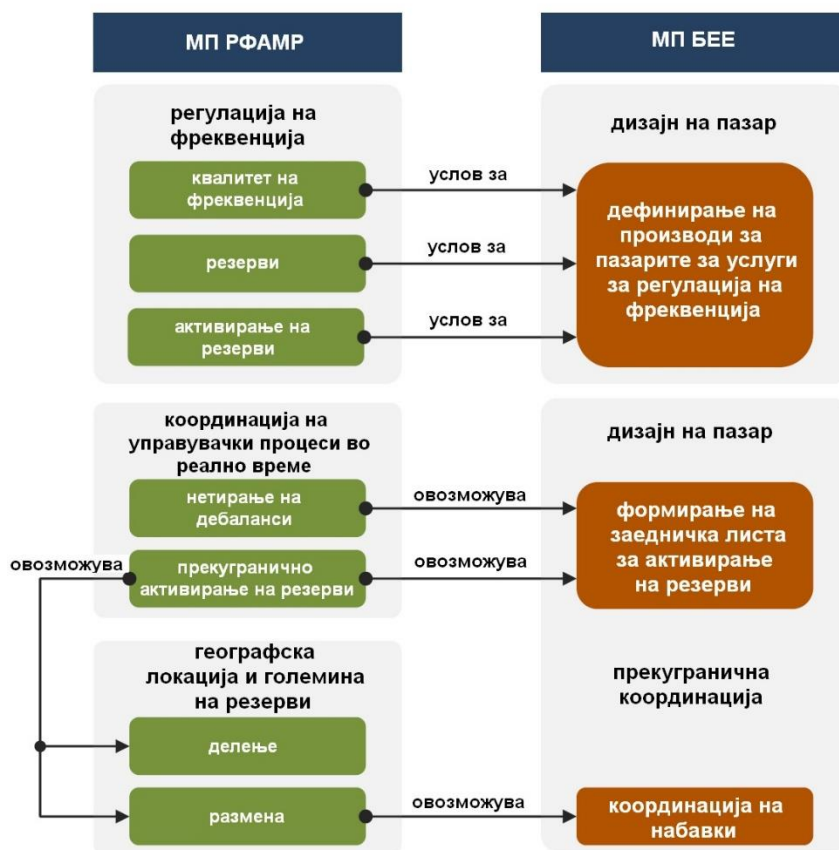
Во МПРФ се запазени следниве принципи:

- Системската фреквенција е заеднички физички параметар на целата синхрона област и затоа има влијание на сите уреди поврзани на електроенергетскиот систем. Сите производни единици и потрошувачи во системот имаат свое влијание врз квалитетот на фреквенцијата.
- Одржувањето на квалитетот на фреквенцијата преку нејзина сигурна и ефикасна регулација е заедничка задача на сите ОПС во синхроната област и неопходен услов за сигурно снабдување со електрична енергија.

МПРФ овозможуваат сигурност во работењето во однос на фреквенцијата во системот со обезбедување на:

- хармонизирани цели за квалитет на фреквенцијата во системот,
- хармонизирани управувачки процеси и процедури на работа,
- хармонизирани минимални барања за организирање на давањето на резерви,
- хармонизирани минимални технички барања за единиците и групите што обезбедуваат резерва,
- хармонизирани процедури поврзани со прекугранична размена, споделување и активирање на резерви за регулација на фреквенција во рамките на една или помеѓу повеќе синхрони области, со што се зголемува ефикасноста во работењето на системот.

МПРФ и МПБЕ ги поставуваат условите за дефинирање на производи и прекуграничната координација поврзана со дизајнот на пазарот на услуги за регулација на фреквенцијата (слика 2.3).



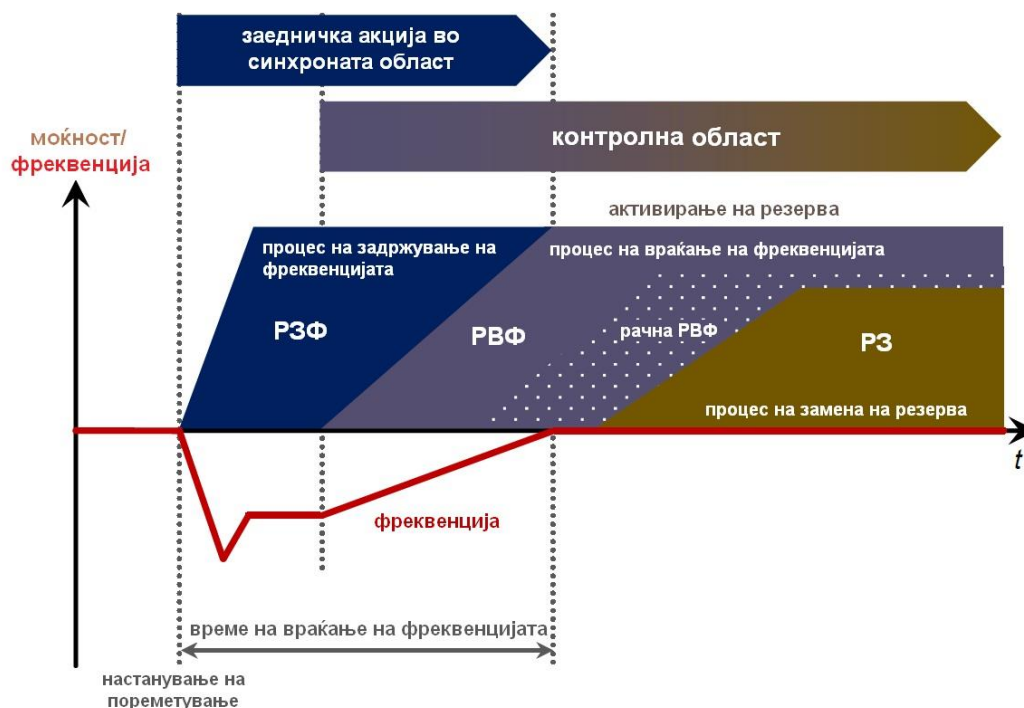
Слика 2.3. Врска на МПРФ и МПБЕ

Рамката на управувачките процеси за регулација на фреквенција во мрежните правила на ENTSO-E се заснова на следниве постапки (процеси) [8]:

- Задржување на фреквенцијата (Frequency Containment Process), кој ја стабилизира фреквенцијата на некоја стационарна вредност по настанување на пореметување. Фреквенцијата треба да се задржи во рамките на дозволените граници преку заедничко активирање на резервата за задржување на фреквенцијата (РЗФ) во целата синхрона област. Овој процес одговара на примарната регулација на фреквенцијата.
- Враќање на фреквенцијата (Frequency Restoration Process), кој ја регулира фреквенцијата кон нејзината зададена вредност, со активирање на резерва за враќање на фреквенцијата (РВФ), со што се врши и ослободување на активираната РЗФ. Процесот на враќање на фреквенцијата се покренува од контролната област каде настанало пореметувањето. Овој процес одговара на дефинициите за секундарна регулација на фреквенцијата (АУП) и брза терциерна регулација на фреквенција.
- Замена на резерва (Reserve Replacement Process), во кој се врши замена на активираната РВФ и/или се поддржува процесот на активирање на РВФ преку активирање на резерва за замена (РЗ). За Велика Британија и Ирска во процесот на замена на резерва се заменуваат и РЗФ и РВФ. Овој процес се извршува во областа каде настанало пореметувањето. Процесот одговара на т.н. бавна терциерна регулација на фреквенција.

Регулационите постапки се хармонизирани во рамките на ENTSO-E, а единствено некои детали, како што се временските рамки на активирање, се разликуваат во различните синхрони области.

Хиерархијата на постапките за регулација на фреквенција (под претпоставка дека РЗФ целосно се заменува од РВФ) е прикажана на сликата 2.4 [8].



Слика 2.4. Активности за регулација на фреквенцијата

Во процесот на задржување на фреквенцијата, преку заедничка акција на сите генератори што обезбедуваат РЗФ во синхроната област, се воспоставува баланс на моќноста, со што се спречува натамошно зголемување на девијацијата на фреквенцијата, т.е. се врши нејзина стабилизација на квазистационарна вредност. Големината на моќноста на референтниот инцидент за определување на потребните на РЗФ се определува за секоја синхрона област одделно, според [8], [10], [11].

Во процесот на враќање на фреквенцијата на зададената вредност се постигнува враќање на размените на моќност помеѓу контролните области на планираните вредности. Во МПРФ е истакнато само дека процесот на враќање на фреквенцијата се покренува од контролната област каде настанало пореметувањето со што се остава простор во процесот на регулација да се користи и резерва од други контролни области. Исто така, МПРФ остава можност за рачно активирање на резерва во процесот на враќање на фреквенцијата (познато како брза терциерна регулација на фреквенцијата).

Иако процесот на враќање на фреквенцијата е задолжителен, ОПС одлучува дали ќе има само автоматска РВФ, само рачна РВФ или нивна комбинација.

МПРФ дефинираат детална хиерархија на контролни области. Секоја синхрона област се состои од еден или повеќе контролни блокови, а контролниот блок може да се состои од една или повеќе контролни области.

На сликата 2.5 е прикажана хиерархијата на контролни области што е моментално имплементирана во различните синхрони области во Европа [8]. Може да се забележи дека синхроните области на Велика Британија (GB) и Ирска (IRE) се состојат само од по еден контролен блок со една контролна област. Синхроната зона на континентална Европа се состои од повеќе контролни блокови, од кои повеќето содржат само по една контролна област, но и блокови кои содржат повеќе контролни области (во Иберискиот и Балканскиот полуостров и Германија).



Слика 2.5. Типови на контролни области во Европа [8]

2.5. РЕЗЕРВИ ЗА РЕГУЛАЦИЈА НА ФРЕКВЕНЦИЈА

Дебалансите во еден ЕЕС се резултат од различни причини. Потребно е да се имаат предвид следните типови на дебаланси (слика 2.6) [8]:

- испад на производна единица, HVDC вод или потрошувач – овој тип на дебаланс, по правило, го дефинира референтниот инцидент во синхроната област или инцидентот за димензионирање во контролниот блок (дел 1 од слика 2.6);
- отстапувања на потрошувачката или производството од планираните вредности, предизвикани од грешки при прогнозирањето на оптоварувањата и/или производството од обновливите извори на енергија (дел 2 од слика 2.6);
- брзи промени на потрошувачката или производството (дел 3 од слика 2.6);
- детерминистички дебаланси предизвикани од отстапување на оптоварувањето од распоредите коишто се во форма на скалести криви и достигнуваат максимум во времето кога промената на моќност според распоредите е најголема (дел 4 од слика 2.6);
- раздвојување на мрежи – овие дебаланси најчесто се надвор од интервалот на димензионирање на синхроната област бидејќи најчесто водат кон вонредна состојба во дел од или во целата синхрона област.



Слика 2.6. Поедноставен приказ на типовите на дебаланси [8]

При димензионирањето на потребните резерви за регулација треба да се води сметка за: очекуваната големина на дебалансот, очекуваното траење на дебалансот, можната поврзаност помеѓу дебалансите и брзината на промена на дебалансите.

2.5.1. Димензионирање на РЗФ

Основниот критериум за димензионирање на РЗФ е справувањето со референтниот инцидент во синхроната област преку задржување на фреквенцијата во системот во

рамките на максимално дозволеното моментално отстапување и нејзино стабилизирање на вредност во рамките на максимално дозволеното отстапување во стационарна состојба.

Референтниот инцидент треба да ја земе превид максималната очекувана едновремена девијација помеѓу производството и потрошувачката во синхроната област уважувајќи ги барем следните испади (испад на еден елемент, т.е. критериум $N-1$):

- најголемата единица за производство на електрична енергија,
- вод или трансформатор,
- разводна постројка,
- најголемото оптоварување во една точка на поврзување и
- HVDC интерконектор.

Со тек на времето критериумот $N-1$ се покажал како најдобра пракса за синхроните зони на В. Британија, Ирска и северна Европа. Во поголемите системи, како што е системот на континентална Европа, големиот број на производни единици и потрошувачи може да резултира со поголема веројатност за дополнителен испад пред системот да се справи со настанатиот проблем. Затоа, при димензионирање на резервите во континентална Европа, треба да се вклучи и веројатносна проценка на појавата на два едновременно испаднати елементи (критериум $N-2$). Според оваа пракса, референтниот инцидент во синхроната област на континентална Европа е испад на 3000 MW, т.е. испад на две најголеми нуклеарни електрани.

Покрај референтниот инцидент се преместува веројатноста за исцрпување на РЗФ преку комбинирање на веројатноста за ненадејни испади со веројатноста за искористеност на РЗФ поради постоечката контролна грешка за враќање на фреквенцијата. Потоа РЗФ се димензионира според дефинирано ниво на ризик за недоволна РЗФ. Овој пристап е применет во МПРФ поради зголеменото влијание на трајните дебаланси, а особено детерминистичките дебаланси што настануваат поради оптимизацијата на производството според пазарните правила на часовно ниво.

Откако ќе се определи потребната количина на РЗФ во рамките на една синхрона област таа треба да се распредели по различните под-области според производството и потрошувачката на секоја од нив, при што треба да се води сметка за што е можно порамномерна географска распределба на РЗФ.

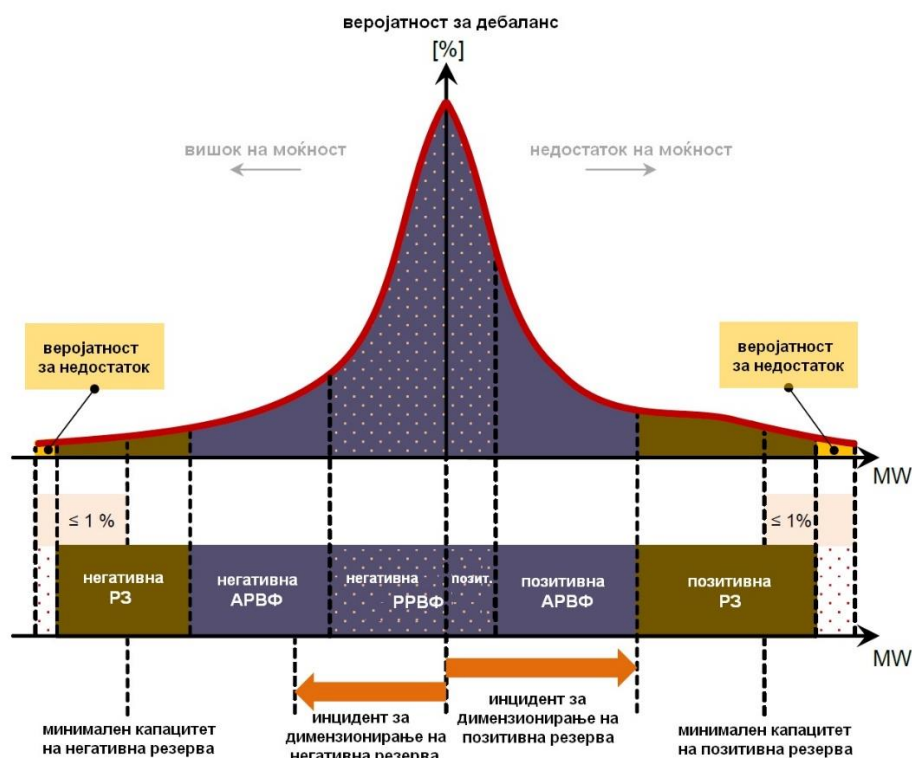
2.5.2. Димензионирање на РВФ и РЗ

Секој дебаланс кој нема да биде покриен од РВФ и РЗ води кон отстапување на фреквенцијата и автоматско активирање на РЗФ во целата синхрона област. Поради поврзаноста на РВФ и РЗ со фреквенцијата во системот, вкупните резерви и нивната распределба по типови имаат влијание врз сигурноста на работата на целиот синхроно интерконектиран систем. Поради ова се дефинираат минимални РВФ и РЗ врз база на комбинација на детерминистички и веројатносен пристап имајќи ги предвид барањата за квалитет на фреквенцијата.

Според МПРФ, ОПС се задолжени да вршат димензионирање на РВФ и РЗ на ниво на контролни блокови. При димензионирањето треба да се води сметка за следните барања и нивната поврзаност:

- целните параметри за квалитет на фреквенцијата и целните параметри на грешката на враќање на фреквенцијата и
- автоматска РВФ, рачна РВФ и РЗ.

На сликата 2.7 се претставени компонентите на правилата за димензионирање на РВФ и РЗ врз база на замислен пример. Слично како кај РЗФ, минималните вредности за РВФ и РЗ за континентална и северна Европа се базираат на комбинација од детерминистичка проценка базирана на позитивен и негативен инцидент на димензионирање и веројатносна проценка од историски записи од барем една година.



Слика 2.7. Димензионирање на РВФ и РЗ [8]

Детерминистичкиот пристап бара капацитетот на РВФ да не биде помал од големината на инцидентот на димензионирање (посебно за позитивна и негативна насока). Кај веројатносниот пристап МПРФ дефинираат минимална вредност за сумата на РВФ и РЗ која се дефинира како 99% квантил од дебалансите во контролниот блок (посебно за позитивна, а посебно за негативна насока).

2.6. ПРЕКУГРАНИЧНИ ПРОЦЕСИ ЗА РЕГУЛАЦИЈА НА ФРЕКВЕНЦИЈА

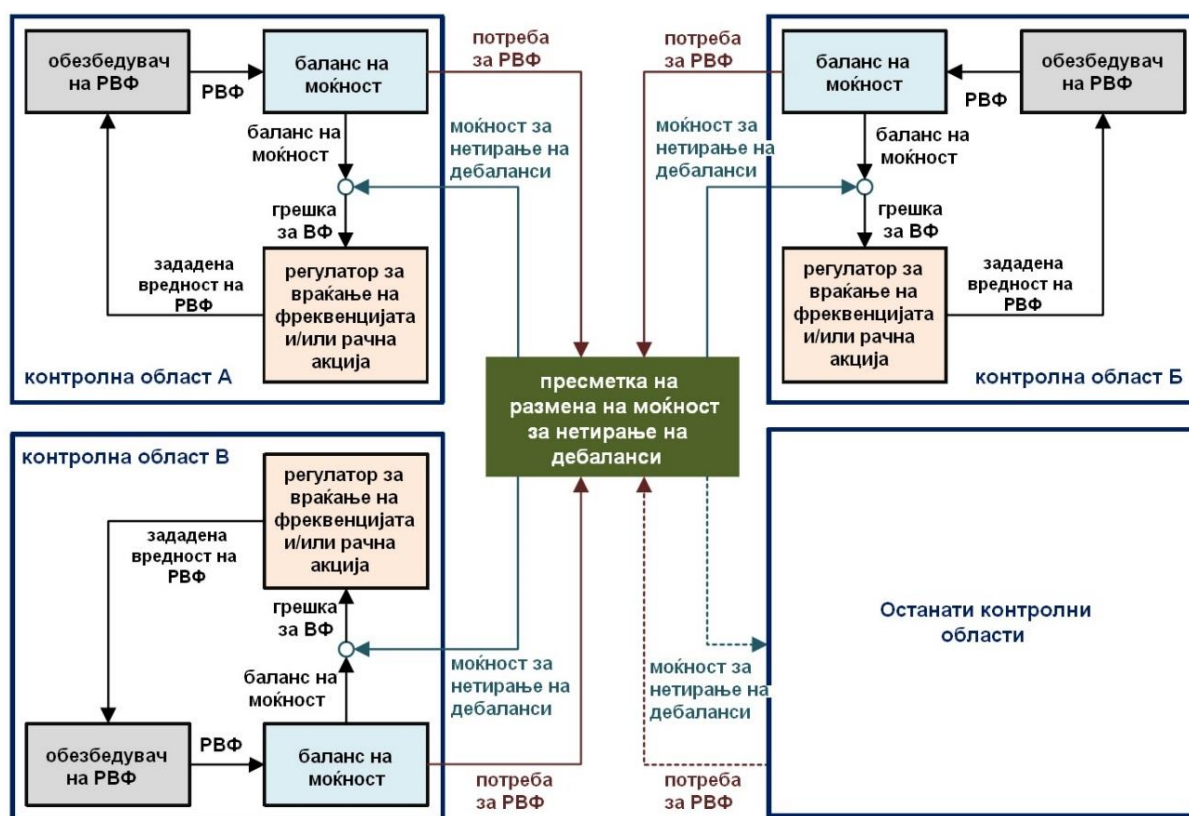
Во две или повеќе контролни области или блокови може да се врши заедничка регулација на фреквенција со здружување на нивните резерви, со цел да се намалат трошоците за регулација. Прекуграничниот процес на регулација на фреквенција се состои од: нетирање на дебаланси, прекугранично активирање на резервите и размена и споделување на резервите.

2.6.1. Нетирање на дебаланси

Процесот на нетирање на дебаланси е осмислен за да овозможи намалување на едновременото активирање на РВФ во спротивни насоки во поврзани контролни области, преку размена на т.н. моќност за нетирање на дебаланси [8], [10], [11]. Овој процес може да се примени помеѓу контролни области кои се дел од еден или повеќе контролни блокови во рамките на една синхрона област, или помеѓу контролни области во различни синхрони области. Во синхроните области каде има само една постапка на враќање на фреквенцијата и грешката за враќање на фреквенцијата е базирана само на отстапувањето на

фреквенцијата (Велика Британија, Ирска и северна Европа), процесот на нетирање на дебаланси се имплементира имплицитно во пресметката на контролната грешка [8].

На сликата 2.8 е прикажан основниот принцип на процесот на нетирање на дебаланси. ОПС кои учествуваат во овој процес вршат пресметки на потребата за активирање на РВФ во реално време според балансот на активни моќности на контролната област. Оваа вредност е еднаква на вкупната моќност на РВФ која треба да се активира за да се врати грешката на контролната област на вредност нула. Во вториот чекор се врши нетирање на сите дебаланси (потреби за РВФ) и се пресметува размената помеѓу областите со нетирани дебаланси.



Слика 2.8. Основни принципи на процесот на нетирање на дебаланси [8]

Ако сите контролни области, што учествуваат во процесот, припаѓаат на иста синхрона зона, спроведувањето на размената на моќност со нетирани дебаланси се врши со т.н. виртуелни интерконекции. Терминот виртуелна интерконекција се користи за управувачкиот сигнал што се разменува помеѓу две контролни области за прилагодување на грешката на овие контролни области, односно промена на планираната размена на моќност помеѓу нив.

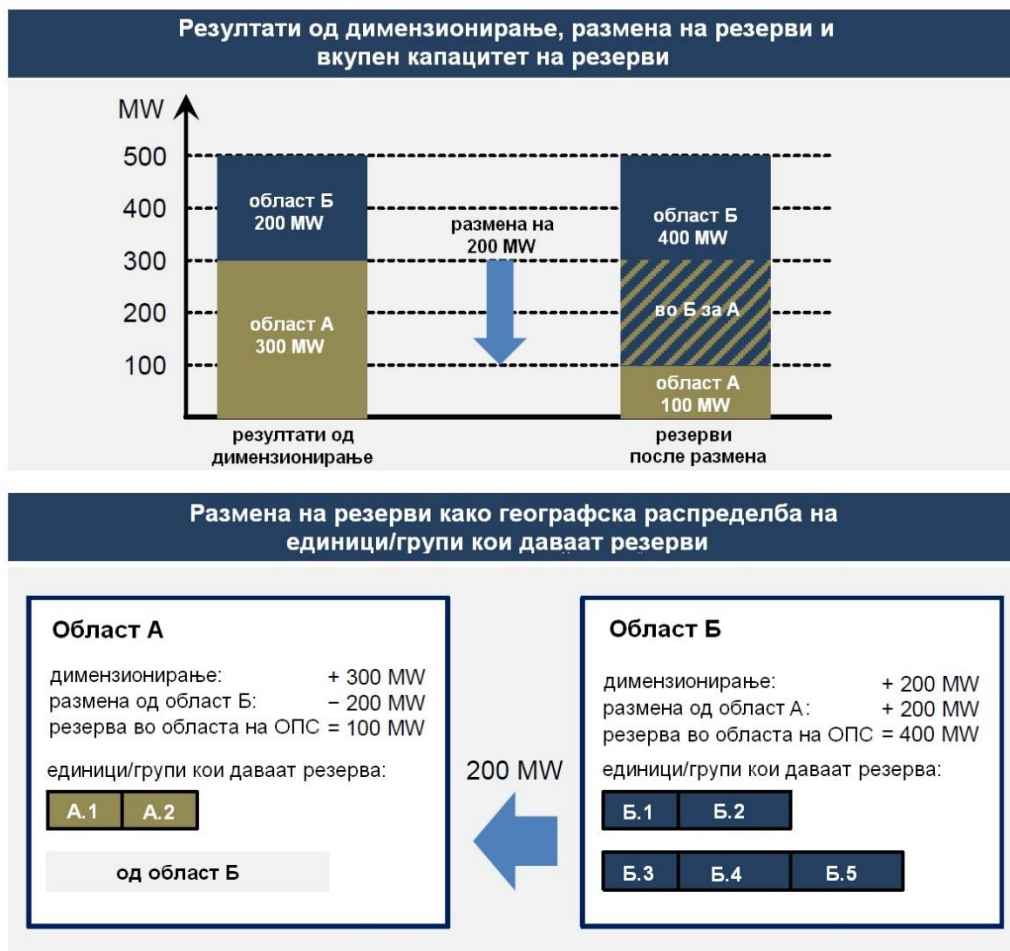
Процесот на нетирање на дебаланси помеѓу контролни области што припаѓаат на различни синхрони зони се врши преку прилагодување на текот на активните моќности на еден или повеќе HVDC врски.

2.6.2. Размена и споделување на резерви за регулација на фреквенција

Целта на размената и споделувањето на резерви е да се зголеми економската ефикасност при вршењето на регулација на фреквенцијата во пан-европскиот ЕЕС, со задржување на стандардите за сигурност.

Размена на резерви

Размената на резерви овозможува ОПС да обезбедат резерви од производни единици или потрошувачи (обезбедувачи на услуги за балансирање) што се приклучени во контролна област управувана од друг ОПС. На сликата 2.9 е прикажан принципот на размена на резерви.



Слика 2.9. Пример на размена на резерви [10]

Во примерот од сликата 2.9 се претпоставува дека во областа А две производни единици нудат вкупна резерва од 100 MW, додека во областа Б пет производни единици нудат вкупна резерва по 400 MW. Исто така се претпоставува дека проценките за потребни резерви по области А и Б изнесуваат 300 MW и 200 MW, соодветно. Според тоа, во областа А има недостаток на резерва од 200 MW, додека во областа Б има вишок на резерва од 200 MW.

Ако се примени принципот на размена на резерви помеѓу двете области, производни единици со резерва од 200 MW од област Б ќе обезбедуваат резерва за областа А. Со извршената прераспределба на резервите, вкупниот капацитет на резервите останува непроменет.

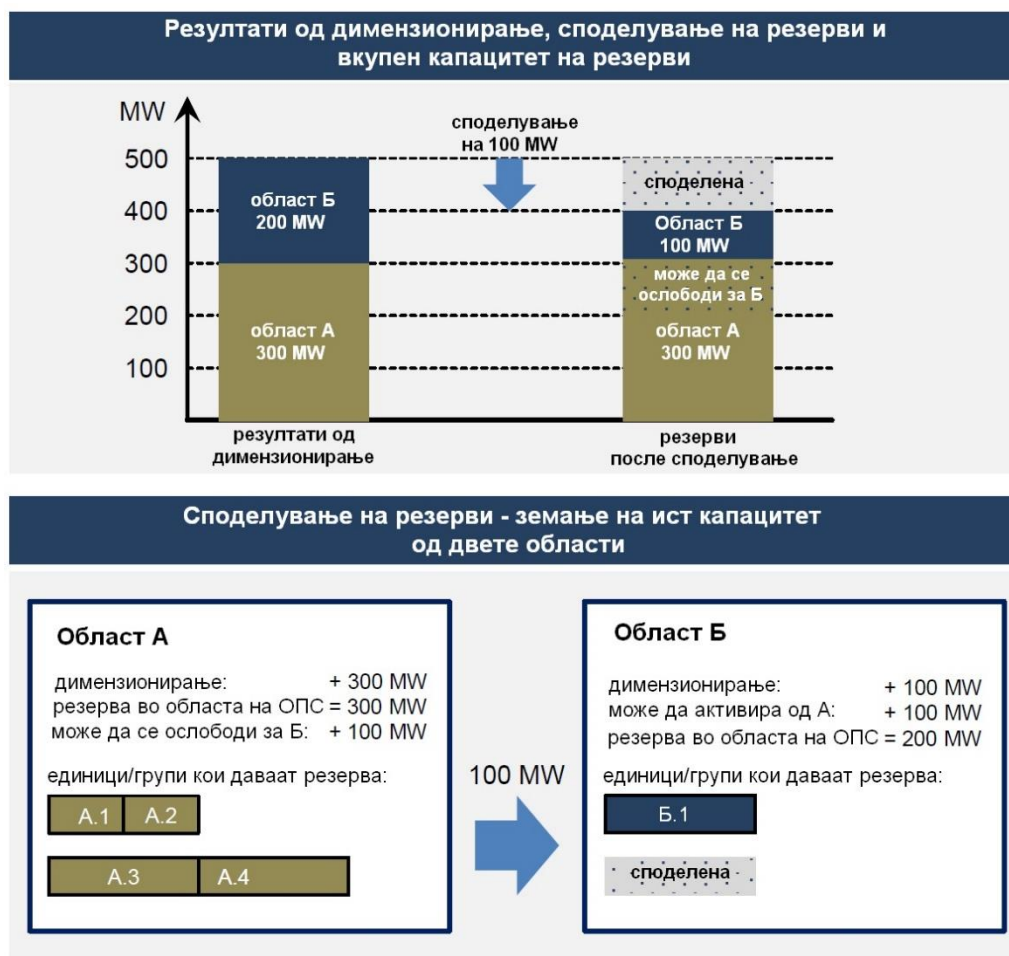
Споделување на резерви

Процесот на споделување на резерви се одвива така што одделни производни единици во контролните области, што споделуваат резерви, се користат како заедничка резерва.

На сликата 2.10 е прикажано споделување на 100 MW резерва помеѓу ОПС на област А и ОПС на област Б. Во областа А на располагање се пет производни единици со

вкупна моќност од 300 MW, додека во областа Б на располагање е една производна единица со моќност од 100 MW. Ако се претпостави дека потребите од резерви во областите се 300 и 200 MW, соодветно, е очигледно дека во областа Б недостасуваат 100 MW резерва.

Бидејќи е многу малку веројатно дека во исто време во двете области ќе се јави потреба за активирање на максималната проценета резерва, ОПС на двете области можат да се договорат да споделуваат дел од резервите. Така, на пример, една производна единица од 100 MW од областа А може да се користи како заедничка резерва за двете области. Споделувањето на резервите може да биде унилатерално (на пример само ОПС на област Б да може да користи резерва од област А) или билатерално (кога обострано се споделуваат резерви од двете области).



Слика 2.10. Пример на споделување на резерви

Во овој случај вкупната резерва за двете области е намалена за 100 MW и изнесува 400 MW.

Од ова може да се заклучи дека, додека размената на резерви предизвикува само промена на географската распределба на резервата, споделувањето на резерви ја менува (намалува) вкупната количина на резерви во синхроната област и има влијание врз географската распределба на резервите.

2.6.3. Прекугранично активирање на резерви за регулација на фреквенција

Во постапката за прекугранично активирање на резервите, ОПС можат да имаат две улоги: ОПС на чија мрежа е (физички) приклучена резервата и ОПС кој дава инструкции за активирање на резервата [8].

Во најголем број на случаи двете улоги одговараат една со друга, т.е. ОПС на чија мрежа е приклучена резервата исто така дава и инструкции за нејзино активирање. Сепак некој ОПС може улогата на давање на инструкции, на сите или некои обезбедувачи на резерва поврзани во неговата мрежа, да ја додели на друг ОПС. Со ова се овозможува т.н. прекугранично активирање на резерви (РВФ и РЗ).

Процесот на прекугранично активирање на резерви е осмислен за да овозможи некој ОПС да врши процес на враќање на фреквенцијата (секундарна регулација) во неговата област со активирање на РВФ од друга контролна област. Оваа постапка се нарекува размена на моќност за враќање на фреквенцијата.

3. ПАЗАРИ НА РЕЗЕРВИ И БАЛАНСНА ЕНЕРГИЈА

На пазарите на електрична енергија тргувањето се случува пред моментот на испорака, при што се разликуваат: долгорочни договори, трговија на „пазарот ден однапред“ или трговија на дневниот пазар. Независно од моментот на тргување, за секоја трговска трансакција се декларираат количините на тргување, т.е. позициите на учесниците на пазарот – купувачи и продавачи. Учесниците на пазарот се должни да ги испочитуваат обврските: продавачите (производителите) да ја испорачаат договорената количина на електрична енергија во испорачаниот термин, а купувачите (потрошувачите) да ја потрошат предвидената електрична енергија. Сепак, колку и да се настојува учесниците да се придржуваат до позициите утврдени со преземените обврски, во реалност се јавуваат отстапувања од декларираните количини. Поради ова се јавуваат дебаланси на моќност, т.е. производството на електрична енергија во даден временски момент се разликува од потрошувачката.

Одговорноста за одржување на баланс помеѓу производството и потрошувачката во реално време, во рамките на една контролна област, ја има ОПС. За таа цел, ОПС набавува услуги за регулација на фреквенција (договара резерви и набавува енергија за балансирање) од производни единици или потрошувачи – обезбедувачи на услуги за балансирање (ОУБ). Набавката на овие услуги е поврзана со трошоци. За да се обезбеди транспарентност во постапката и намалување на трошоците за набавка, ОПС организираат пазари за резерви и балансна енергија. На овие пазари ОПС се јавува како единствен купувач и таквите пазари се нарекуваат непосредно управувани пазари.

Бидејќи постоењето на дебаланси е причина за трошоците поврзани со регулација на фреквенцијата, учесниците на пазарот што придонеле за создавање на тие дебаланси (отстапиле од своите позиции на пазарот), т.е. ако трошат или произведуваат повеќе или помалку електрична енергија отколку што најавиле, плаќаат пенали со што треба да бидат надоместени трошоците за регулација на фреквенција.

За да се врши балансирање помеѓу понудата и побарувачката на електрична енергија во реално време, ОПС треба да обезбеди можност за активирање на доволна количина на енергија во секој момент. Ова го дефинира концептот на „балансна енергија“, која ја обезбедуваат ОУБ што исполнуваат соодветни технички услови. Услугите за балансирање можат да бидат обезбедени од широк спектар на технологии вклучувајќи ги електраните, технологиите за складирање на енергија и потрошувачите.

Бидејќи ОПС се соочуваат со ризик дека нема да имаат доволно понуди за енергија за балансирање од ОУБ во реално време, тие однапред обезбедуваат доволна количина на достапен капацитет за балансирање во нивната област – тоа е т.н. резерва за балансирање или резерва за регулација на фреквенција.

Енергијата за балансирање може да биде обезбедена од ресурси за балансирање (ОУБ) што однапред биле обезбедени како резерви или од други ресурси за коишто можат да понудат енергија за балансирање.

На пазарот на резерва ОПС однапред закупува капацитети што одржуваат резерва, тоа може да се врши на дневно, неделно, месечно или годишно ниво. Притоа се избираат понудувачите со најниски понуди за одржување определена резерва.

Пазарот на балансна енергија се одвива кога ќе бидат познати количествата на енергија што се потребни за одржување на балансот помеѓу производството и потрошувачката, т.е. за да се врши регулација на фреквенцијата и се однесува на временски интервали со траење од 15 минути до еден час.

На пазарот за балансна енергија учесниците нудат енергија за регулација нагоре (зголемување на произведена моќност или намалување на потрошувачка) или енергија за регулација надолу (намалување на произведена моќност или зголемување на потрошувачката) [73] и [74], со определена цена по единица активирана енергија.

Со цел да се намалат трошоците за балансирање на одделните ОПС, тенденцијата е да се изврши регионална интеграција на пазарите на резерви и балансна енергија со примена на принципите на прекугранично активирање на резерви, размена и споделување на резерви и нетирање на дебаланси. Начинот на функционирање, регионално интегрирање и создавање на единствен европски пазар на резерви и балансна енергија во рамките на ENTSO-E се дефинирани во МПБЕ [9].

3.1. РЕГИОНАЛНО ИНТЕГРИРАЊЕ НА ПАЗАРИТЕ НА БАЛАНСНА ЕНЕРГИЈА

Во МПБЕ е претставен концептот на координирани области на балансирање (КОБ) како начин за достигнување на моделот за интегрирање на пазарите на европско ниво. Секој ОПС е должен да соработува со два или повеќе други ОПС во рамките на КОБ преку формирање на заеднички пазар за еден или повеќе стандардизирани производи или преку примена на процесот на нетирање на дебаланси.

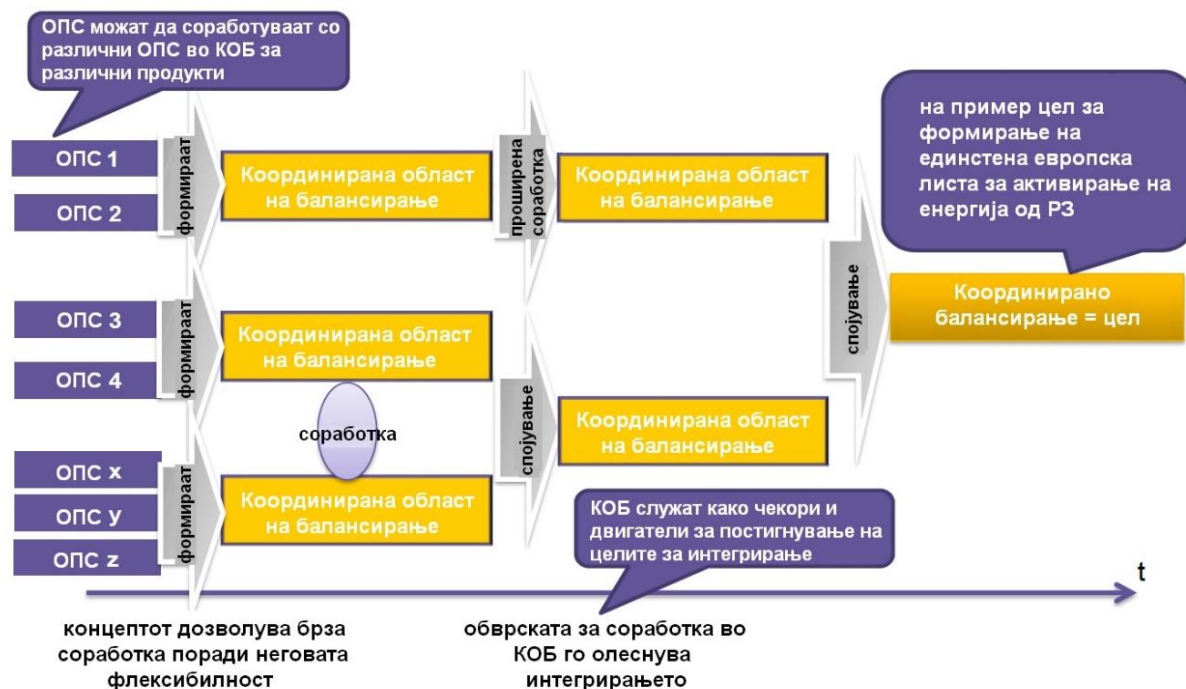
Целта е ОПС да соработуваат помеѓу себе и да се овозможи стекнување на искуство на играчите на пазарот. Со овие искуства се овозможува еволуирање кон пан-европскиот пазар. Со тек на време се предвидува да се појави соработка помеѓу различни КОБ и да настане нивно спојување.

Додека размената на барем еден стандарден производ е задолжителна во рамките на КОБ од почетокот, размената на резерви (капацитет за балансирање) и споделувањето на резерви не се задолжителни, но се опција која треба да се разгледа. КОБ за капацитети за балансирање може да биде помала од КОБ за енергија за балансирање. На сликата 3.1 се прикажани разликите помеѓу задолжителниот концепт за размена на стандардни производи и опционалниот концепт на размена на капацитети за балансирање.



Слика 3.1. Дефинирање на области при балансирање

Се бара сите ОПС да соработуваат и да промовираат зголемување, спојување и создавање на КОБ за секој производ за балансирање со поглед кон целосно интегрирање на пазарот. Процесот на еволуција на КОБ, кон целниот модел на единствен пазар, е даден на сликата 3.2 [9], [10]:



Слика 3.2. Еволуција на КОБ кон целниот модел

Пазарот на производите за регулација на фреквенција во рамките на КОБ функционира преку дефинирање на заедничка листа на понуди (ЗЛП) која вклучува понуди за соодветниот производ од ОУБ од сите контролни зони во рамките на КОБ.

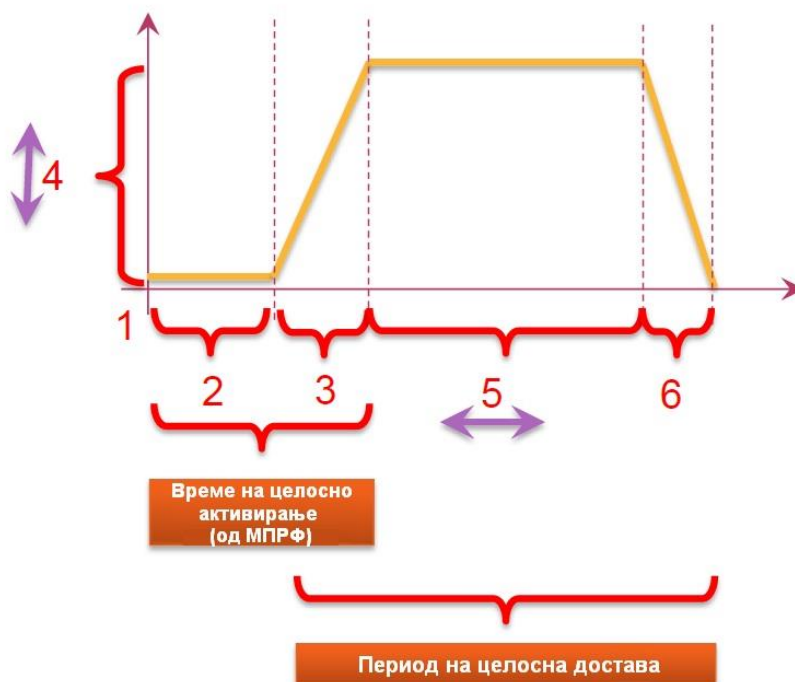
3.2. НАБАВКА НА РЕЗЕРВИ И ЕНЕРГИЈА ЗА БАЛАНСИРАЊЕ

3.2.1. Стандардни и специфични производи

За да се овозможи размена на енергија за балансирање и постигнување на соодветна ликвидност на пазарите на балансна енергија, потребно е стандардизирање на производите за балансирање. Групата на минимални стандардни и дополнителни карактеристики што треба да ги има еден стандарден производ – капацитет за балансирање или енергија за балансирање, се дефинирани во МПБЕ.

Стандардните карактеристики се група на минимални атрибути што ќе овозможат активирање на производот преку алгоритам за балансирање кој користи одредена ЗЛП [9], [10]. Секој ОУБ треба да ги исполнува и дополнителните карактеристики. Тоа се група на минимални што се користат во квалификациони тестови, рангирања по цена или потврда на мрежни ограничувања.

Со користење на стандардните карактеристики (слика 3.3) се цели кон намалување на бројот на ЗЛП со што ќе се максимизира учеството на различни ресурси за балансирање и ликвидноста на пазарите за балансни услуги, при што ќе бидат почитувани барањата на ОПС. ОПС треба да дефинираат вредности или опсези на вредности за секоја карактеристика.



Слика 3.3. Стандарден производ за капацитет и енергија за балансирање

Во МПБЕ се дефинирани карактеристики на стандардните производи, меѓу кои се:

- Минимално/максимално количество на моќност на една понуда изразено во MW. ((4) од слика 3.3).
- Време на целосно активирање – сума на подготвителниот период ((2) од слика 3.3) и периодот на зголемување на моќност ((3) од слика 3.3).
- Минимален/максимален период на целосна достава – сума на периодот на зголемување на моќност ((3) од слика 3.3), минималното/максималното траење на периодот на достава ((5) од слика 3.3) и периодот на деактивирање.

Покрај стандардни производи, ОПС може да дефинира и специфични производи, одобрени од националното регулаторно тело.

3.2.2. Набавка на капацитет за балансирање

Набавката на капацитет за балансирање (резерва за регулација на фреквенција), се однесува на набавка на потребната РВФ и РЗ која е определена во процесот на димензионирање на резерви според МПРФ, даден во потпоглавјето 2.5.

При набавка на капацитет за балансирање основна обврска е набавката да биде извршена со користење на пазарен метод, според генералните принципи на транспарентност и конкурентност дефинирани во МПБЕ.

Се препорачува ОПС да не врши веднаш набавка на целиот капацитет дефиниран во процесот на димензионирање на резерви, туку да бара начини за намалување на набавениот капацитет преку споделување на резерви или проценка на количеството на балансна енергија која ќе биде понудена од ОУБ кои немаат договор за одржување на резерви.

За да се елиминираат пречките за размена на капацитети за балансирање, треба да се усогласат различните начини на набавка во одделни контролни области, т.е. времетраењето на договорите за капацитет за балансирање треба да биде усогласено без

разлика дали еден ОПС врши заедничка набавка со друг ОПС или самостојно набавува капацитет за балансирање. Покрај тоа, максималното траење на договор за набавка на капацитет е ограничено на една година. Со посебна дозвола од националното регулаторно тело можна е набавка на подолги периоди, во области со ниска ликвидност во пократки временски рамки.

Од големо значење за развојот на пазарите за резерви е да се прави размена и споделување на капацитети за балансирање. Затоа се препорачува еден ОПС заеднички да набавува капацитет за балансирање со друг ОПС. Со ова се формира КОБ во која учествуваат ОПС кои заеднички набавуваат одреден производ. Притоа се поставува цел да се дефинираат заеднички правила што ќе важат за сите ОУБ кои ќе учествуваат како понудувачи во заедничката набавка, да се користи исто траење на договорот и ист начин на определување на цени. Ако се врши размена на резерви помеѓу различни контролни области потребно е да се обезбеди соодветен прекуграничен преносен капацитет.

Се дефинира оптимизациска функција за набавка на капацитет која врши избирање на понудите и треба да обезбеди најниски трошоци за набавка на бараниот капацитет, сигурност во работата на системот, како и да ги зема предвид достапноста и цените на прекуграничните преносни капацитети.

3.2.3. Набавка на енергија и активирање на понуди за балансирање

Во МПБЕ се настојува да се даде механизам на определување на цени барем за секој стандарден производ. При донесувањето на одлуката за начинот на определување на цените треба да се земат предвид неколку критериуми вклучувајќи соодветни ценовни стимулации на учесниците на пазарот и пазарите од претходните временски рамки, како и главните цели на пазарот на балансна енергија. Сепак, се препорачува почетниот начин на определување на цените да биде заснован на маргинални цени (трошоци), освен ако со детална анализа не се покаже дека друг начин на определување на цените е поефикасен за имплементација во целата Европска унија. Исто така се дозволува друг начин на определување на цена за ОПС во КОБ ако се направи детална анализа која ќе покаже дека овој начин на определување на цени е поефикасен или ако начинот на определување на цена е за производ за кој ОПС не учествува во КОБ.

За ефикасно активирање на енергија за балансирање се предвидува дефинирање на *Функција за оптимално активирање на енергија за балансирање од резерви (ФОАР)*, која ја извршува соодветен оператор на пазар на електрична енергија.

Бидејќи ОПС, кој ја поврзува резервата, е одговорен за управување на мрежата и има податоци во реално време за својата област, тој е одговорен за директно физичко активирање на резервата од ОУБ. Прекугранично активирање на понуда за балансна енергија за регулација нагоре ќе резултира со намалување на грешката на контролната област на ОПС кој бара резерва и зголемување на грешката на контролната област на ОПС кој ја поврзува резервата. ОУБ се обврзани да ја достават бараната енергија според количината и цената во дадената ЗЛП којашто е валидна за време на активирањето. Секое отстапување при активирање на резерви од резултатите добиени од ФОАР треба да биде пријавено од страна на ОПС до националното регулаторно тело.

Бидејќи ОПС се одговорни за поднесување на потребните податоци (позиции на пазарот, текови на моќност и работен статус на системот) до ФОАР и испорака на енергијата за балансирање до соодветната граница, природно е ОПС да има директна контрола на процесот на размена на енергија за балансирање.

Покрај за одржување на баланс на активна моќност, понудите за балансна енергија можат да се користат и за други цели поради различните национални регулаторни рамки

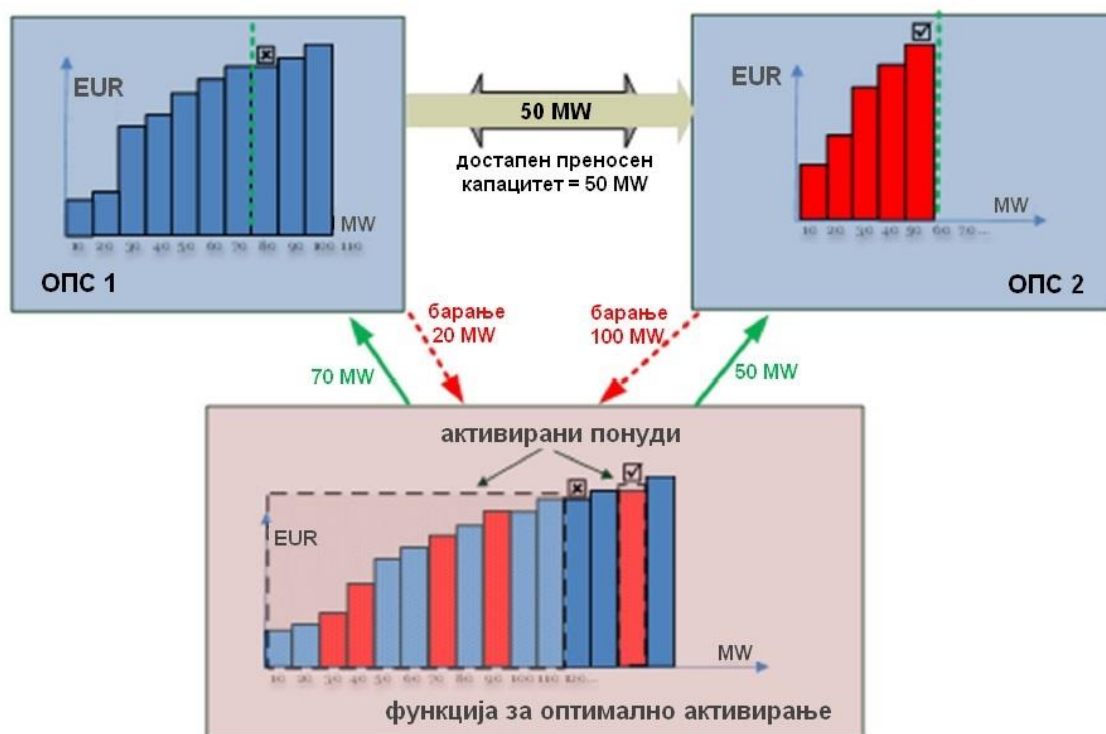
и концепти на работа и управување на системот во различните контролни области. Важно е активирањето на било која понуда за енергија за балансирање да биде извршено преку ФОАР за да биде видливо за другите ОПС кои учествуваат во процесот на размена на енергија за балансирање. Со ова се обезбедува транспарентност при користењето на понудите за енергија за балансирање за други намени. Активирањето на понудите за други намени не смее да влијае врз цената на дебалансите и значително да влијае на нарушување на сигурноста на работа на системот доведувајќи до прекршување на критериумите за димензионирање на резерви. Важно е автоматската РВФ да се користи исклучиво за одржување на баланс на активна моќност поради нивниот специфичен начин на активирање.

Во процесот на активирање на понудите од ЗЛП главната цел е да се постигнат минимални трошоци за регулација на фреквенцијата, со активирање на најповолните понуди уважувајќи ги техничките ограничувања. ЗЛП треба да бидат формирани од страна на ОПС кои учествуваат во процесот на размена за секој стандарден производ со раздвојување на понуди за регулација нагоре и надолу.

Врз основа на понудите за секој стандарден производ, ФОАР формира ЗЛП за соодветниот производ. Во следниот чекор ОПС доставуваат до ФОАР информации за потребната енергија за балансирање со дефинираните карактеристики.

Врз основа на претходните информации и уважувајќи ги преносните капацитети помеѓу областите, ФОАР врши избор на понудите што ќе бидат активирани и ги известува надлежните ОПС коишто имаат обврска да ги активираат соодветните капацитети.

Според [10] на сликата 3.4 е прикажан пример на активирање на резерви од ЗЛП за две области со ограничен преносен капацитет помеѓу нив кој изнесува 50 MW во двете насоки. ОПС 1 има потреба за активирање на резерва од 20 MW, а ОПС 2 има потреба за активирање на 100 MW од истиот тип на резерва.



Слика 3.4. Активирање на понуди за енергија за балансирање

ФОАР врши подредување на понудите според цената и ги активира понудите со најниска цена, притоа водејќи сметка за размената на моќност помеѓу областите.

Разликата на активираната и бараната резерва во одредена област е извоз на резерва од областа, и обратно, ако имаме помалку активирани понуди од потребите се врши увоз на резерва. Активирањето на понудите од ЗЛП, по редослед според цената, се врши сè додека не се задоволат потребите за резерва во двете области или активирањето на следната понуда не предизвика размена што е поголема од достапниот преносен капацитет. Понатаму, резервите што не се обезбедени, ги обезбедува секој ОПС од својата област.

Овој принцип е едноставен ако се применува помеѓу две области, но при постоење на три или повеќе области се јавуваат т.н. „контурни текови на моќност“ (loop flows). Проблемот дополнително се усложнува ако се применува и нетирање на дебаланси.

3.3. КАПАЦИТЕТ ЗА РАЗМЕНА НА УСЛУГИ ЗА БАЛАНСИРАЊЕ ПОМЕЃУ КОНТРОЛНИТЕ ОБЛАСТИ

Во еден ЕЕС, во којшто се јавуваат загушувања во преносната мрежа, пазарот на електрична енергија може да се подели на две или повеќе ценовни области (зони) со различни „цени на пазарно пребивање“. Расположливиот преносен капацитет помеѓу ценовните области во еден ЕЕС може да го ограничи обемот на размена помеѓу ценовните области. Крајна цел на европскиот внатрешен пазар на електрична енергија е зголемување на овие размени со максимално искористување на преносните капацитети. Најчесто, ценовните области соодветствуваат на контролните области во една синхрона зона, односно контролен блок.

На сличен начин, капацитетите на преносната мрежа влијаат и врз можностите за размена на услуги за балансирање помеѓу контролните области. За да се овозможи размена на енергија за балансирање и нетирање на дебаланси е потребно да постои доволен преносен капацитет помеѓу соодветните контролни области.

Во најголем број случаи, капацитетот на интерконективните водови помеѓу соседните контролни области е ограничен и поради тоа е потребно неговото користење да биде за намена која носи најголема придобивка – за потреби на пазарот на електрична енергија или пазарот на услуги за балансирање. Ова може да се овозможи со пазарно базирано алоцирање на преносниот капацитет во временски рамки до ден однапред и во текот на денот, со помош на т.н. постапки за алокација на преносните капацитети со уважување на тековите на моќност помеѓу контролните области.

Преносниот капацитет помеѓу контролните области може да се искористи за балансирање ако истиот не е целосно искористен од пазарот на електрична енергија или дел од капацитетот е претходно резервиран за размена на услуги за балансирање.

За да се овозможи користење на преносен капацитет помеѓу контролни области за размена на енергија за балансирање или за нетирање на дебаланси е потребно да се користи методологија со којашто секогаш може да се определи слободниот преносен капацитет помеѓу контролните области.

При обезбедување на резерва за балансирање која е надвор од областа на ОПС, за да се осигура нејзината достапност, ОПС треба да обезбеди соодветен преносен капацитет.

ОПС на контролните области што организираат заеднички пазар на услуги за балансирање, вршат проценка на потребните преносни капацитети за размена на овие услуги во различни временски периоди (ден, месец итн.). Ако проценките укажуваат дека преносните капацитети ќе бидат зафатени од трансакциите на пазарот на електрична енергија, во соодветните периоди е потребно ОПС да направат резервации на преносен капацитет за размена на услуги за балансирање.

4. ПРЕСМЕТКА НА ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ ВО ЕЕС

ЕЕС се замислени и изведени според нивната најважна цел, а таа е да овозможат сигурно, доверливо и економично снабдување со електрична енергија на сите корисници. Оваа цел е главен двигател во развојот на ЕЕС од почетоките на електрификацијата па сè до денес. Таа придонела, во текот на XX век, од малите изолирани електрични мрежи, напојувани од една електрична централа, да се развијат големи интерконектирани системи на континентално ниво. Во ваквите системи, во кои постојат голем број на електрични централи и развиена преносна мрежа, економичноста и сигурноста во снабдувањето со електрична енергија сè повеќе зависат од начинот на оперативно планирање и управување на системот.

Во овие услови, кон средината на XX век, научните истражувања во областа работа оперативно водење на ЕЕС биле насочени кон изнаоѓање на алгоритми кои би дале решение на проблемот - кои производни единици да бидат погонувани и колкави да бидат нивните моќности, со цел задоволување на побарувачката на електрична енергија со минимални трошоци за работа, при запазени сигурносни критериуми при работењето на системот. Во насока на овие истражувања во 1962 година за првпат бил формулиран т.н. проблем на *определување на оптимални текови на моќност* во ЕЕС [27].

Во наредните неколку децении научните истражувања во оваа област биле насочени, најпрвин, кон решавање на проблемот на оптимални текови на моќност со користење на класичните математички методи и со помош на компјутерските системи што биле во развој во тој период [28–37], а потоа со развојот на компјутерските системи и со користење на хеuristicки методи и алгоритми базирани на природни процеси [38–47]. Паралелно се развивала и надоградувала и самата формулација на проблемот, како и неговата примена. Со тоа се воведуваат и принципите на сигурност во работата на системот и неговата стабилност и проблемот се разгледува не само во една дадена работна состојба, туку се поставува и проблемот на *оптимално ангажирање на производните единици*, и тоа на дневно, сезонско и годишно ниво. Принципите на оптимизација, исто така, се применуваат и во другите аспекти на работа на ЕЕС, како што се оптимизација на реактивни моќности и напони, оптимизација на резерви за регулација на фреквенција, долгорочно планирање, доверливост и сл. Ова придонело за развивање на алгоритми што го одредуваат начинот на оптимално ангажирање на производните единици во системот и во голема мерка ги земаат предвид сите технички карактеристики на системот.

4.1. ОПШТА ФОРМУЛАЦИЈА НА ПРОБЛЕМОТ НА ОПРЕДЕЛУВАЊЕ НА ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ

Оптималните текови на моќност во ЕЕС се определуваат со оптимизациона постапка чиешто принципи се образложени во [2], [3], [14].

Проблемот на оптимизација на тековите на моќност се состои од определување на минимум на функцијата на цел:

$$\min F(\mathbf{x}, \mathbf{u}), \quad (4.1)$$

при што се задоволени следниве ограничувања

$$g(\mathbf{x}, \mathbf{u}) = 0 \quad (4.2)$$

$$h(\mathbf{x}, \mathbf{u}, \mathbf{z}) \leq 0 \quad (4.3)$$

каде што

\mathbf{x} е вектор од променливите на состојбата на системот, т.е. напоните во јазлите;

u е вектор од контролни променливи кои не се познати при пресметка на оптималните текови на моќност, но треба да бидат познати за пресметка на текови на моќност (активни моќности и напони на јазли со контролиран напон, напон во балансен јазол, преносните односи на трансформаторите и моќностите на компензационите уреди);

z е вектор на зависни променливи како што се реактивни моќности во јазлите со контролиран напон и струите во елементите на мрежата.

Променливите **x**, **u** и **z** можат да се разликуваат во зависност од начинот на моделирање на мрежата. Вообичаено, ограничувањата од облик еднакво се равенките за пресметка на напони во ЕЕС или равенки за баланс на моќности во ЕЕС, а ограничувањата од облик неравенство се функции со кои се пресметуваат одредени променливи кои се ограничени.

Постапката за пресметка на оптимални текови на моќност може да се примени за решавање на повеќе проблеми при планирањето и управувањето на ЕЕС [2]:

- за пресметка на оптимално производство од производните единици и оптимални вредности на контролираните елементи за да се постигнат минимални трошоци на производство земајќи ги предвид ограничувањата на преносниот систем;
- за „превентивен диспечинг“, користејќи ја моменталната состојба на ЕЕС или краткорочна прогноза на оптоварувањето и земајќи ги предвид сигурносните ограничувања;
- за „корективен диспечинг“ – кога некој елемент од системот е преоптоварен или напонот на некои собирници е надвор од дозволените граници, примената на методот за пресметка на оптимални текови на моќност може да им помогне на операторите да преземат соодветни чекори за да се надмине проблемот;
- за volt-var оптимизација, односно за определување на оптималните напони на генераторите, преносните односи на регулационите трансформатори и реактивната моќност на кондензаторските батерии и компензаторите (на пр. static var compensator);
- за анализи при планирање на ЕЕС, кога методот за пресметка на оптимални текови на моќност се користи за да се определи максималната моќност што може да се пренесе преку водовите на преносниот систем без тие да се преоптоварат;
- во економски анализи, односно пресметка на маргинални и инкрементални трошоци.

Во овој труд проблемот за пресметка на оптимални текови на моќност за постигнување на минимални трошоци за производство на електрична енергија е користен за определување на оптимално ангажирање на резерви за балансирање.

4.2. ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ СО НАИЗМЕНИЧЕН МОДЕЛ НА МРЕЖАТА

Методот на оптимални текови на моќност најчесто се користи за минимизирање на трошоците за производство на електрична енергија уважувајќи ги ограничувањата од преносната мрежа и можностите на производните единици. Оваа оптимизација се врши за состојба на ЕЕС со зададени оптоварувања, при што однапред е познато кои генератори се вклучени во работа.

Вообичаено, трошоците за работа на секоја производна единица² се изразуваат со квадратна зависност од моќноста [2], [3], [14]:

$$f_i = a_i + b_i \cdot PG_i + c_i \cdot PG_i^2, \quad i = 1, \dots, NG, \quad (4.4)$$

каде што

PG_i – е активна моќност на производната единица i ,

f_i – се трошоци за работа на производната единица i ,

a_i – е коефициент на константни трошоци на производната единица i ,

b_i – е коефициент во членот со линеарна зависност од PG_i во функцијата на трошоци на производната единица i ,

c_i – е коефициент во членот со квадратна зависност од PG_i во функцијата на трошоци на производната единица i ,

NG – е број на производни единици во системот.

Уважувајќи ја равенката (4.4) функцијата на цел (4.1) ќе го добие следниот облик:

$$F = \sum_{i=1}^{NG} (a_i + b_i \cdot PG_i + c_i \cdot PG_i^2). \quad (4.5)$$

Ограничувањата (4.2) можат да се претстават преку првиот Кирхофов закон за комплексни моќности во јазлите, со исклучок на балансниот јазол. Притоа се претпоставува дека јазлите се подредени на таков начин што балансниот јазол е последен. Според тоа ограничувањата (4.2) се од следниот облик [14]:

$$\underline{U}_i \cdot \left(\sum_{j=1}^N \underline{Y}_{ij} \cdot \underline{U}_j \right)^* + PPj_i + jQPj_i - PGj_i - jQGj_i = 0, \quad i = 1, \dots, N-1, \quad (4.6)$$

каде што

\underline{U}_i – е комплексен претставник на напонот во јазолот i ,

\underline{Y}_{ij} – е комплексен претставник на елементот од матрицата на адмитанции на мрежа во редица i и колона j ,

PPj_i – е вкупна активна моќност на потрошувачите во јазолот i ,

QPj_i – е вкупна реактивна моќност на потрошувачите во јазолот i ,

PGj_i – е вкупна активна моќност на генераторите во јазолот i ,

QGj_i – е вкупна реактивна моќност на генераторите во јазолот i .

N – е број на јазли во разгледуваниот систем.

Ограничувањата (4.3) се воведуваат за да се земат предвид можностите на производните единици, можностите за пренесување на моќност на елементите од системот и одржување на напоните во предвидените граници.

Кај производните единици треба да бидат задоволени ограничувањата за минимална и максимална моќност. Според тоа, за активната и реактивната моќност на производните единици се воведуваат следните ограничувања [2], [3], [14]:

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, NG, \quad (4.7)$$

² Во рамките на овој труд терминот „генератор“ го има истото значење како терминот „производна единица“

$$QG_i^{\min} \leq QG_i \leq QG_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, NG. \quad (4.8)$$

Преносните односи на трансформаторите, пак, можат да имаат само одредени дискретни вредности, така што, на пример, преносниот однос на трансформаторот i (означен со m_i) може да припаѓа на едно множество на вредности [14]:

$$m_i \in \{m_i^{(1)}, m_i^{(2)}, \dots, m_i^{(NP_i)}\}, \quad i = 1, \dots, NT, \quad (4.9)$$

каде што

NP_i – е број на можни позиции на регулационата преклопка на трансформаторот i ,

NT – е број на трансформатори во мрежата.

Заради технички причини или заради потребата за одржување на определено ниво на стабилност на системот, се ограничуваат и максимално дозволените оптоварувања на водовите и трансформаторите. Природно би било тие ограничувања да се задаваат како струјни ограничувања, но во најголем број случаи привидната моќност е таа која се поставува како граница. Во тој случај, во системот на ограничувања од типот на неравенства за секоја гранка i во мрежата, се воведува следната релација [2], [3], [14]:

$$SGR_i \leq SGR_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, NGR, \quad (4.10)$$

каде што

SGR_i – е привидна моќност во гранката i ,

SGR_i^{\max} – е максимално дозволената привидна моќност во гранката i ,

NGR – е број на гранки во разгледуваната мрежа.

Конечно, заради нивото на изолацијата, стабилноста на системот како и квалитетот на испорачаната електрична енергија се воведуваат и ограничувања за ефективните вредности на напоните [2], [3], [14]:

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, N. \quad (4.11)$$

Ако мрежата се претставува со наизменичен модел, ограничувањата се нелинеарни. Според тоа, проблемот на оптимизација треба да се реши со користење на математички методи за нелинеарно програмирање.

Класичните математички методи за нелинеарно програмирање користат итеративни постапки, и најчесто вклучуваат линеаризација на проблемот [68] (на пример градиентен метод, Њутнов метод, метод на внатрешна точка и др.). Карактеристично за сите овие методи е тоа што конвергенцијата зависи од почетните услови и степенот на оптовареност на мрежата, поради што е можно да се случи решението да не резултира со глобален оптимум или итеративната постапка да не конвергира.

Покрај класичните методи се користат и методи базирани на вештачка интелигенција, како што се: генетските алгоритми, еволуциони алгоритми, рој на честички (particle swarm), колонија на мравки [38–47] и сл. Овие методи овозможуваат решавање на проблеми во кои дел од променливите можат да добиваат само одредени дискретни вредности и успешно го наоѓаат глобалниот минимум на функцијата на цел. Сепак, бидејќи ваквите методи се базирани на случајни процеси не секогаш резултираат со егзактно идентични решенија и поради тоа имаат ограничена примена во областа на пазарите на електрична енергија.

4.3. ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ СО ЕДНОНАСОЧЕН МОДЕЛ НА МРЕЖАТА

За решавање на оптимизационите проблеми поврзани со пазарите на електрична енергија се препорачува користењето на еднонасочниот модел на мрежата, заради неговата едноставност – ограничувањата се линеарни [53], [71]. Поради тоа за решавање на оптимизациските проблеми е можно да се користат методи за квадратно или линеарно програмирање, во зависност од функцијата на цел.

4.3.1. Еднонасочен модел за пресметка на текови на моќност во ЕЕС

Еднонасочниот модел за пресметка на текови на моќност е приближен модел за пресметка на текови на моќност во ЕЕС. Овој модел се базира на неколку претпоставки кои ќе бидат дадени и образложени во продолжение на овој оддел ([13] и [14]).

Кај високонапонските мрежи со голема точност може да се смета дека напоните на јазлите малку отстапуваат од номиналните. Затоа, модулот на напонот на јазлите во единични вредности е еднаков на:

$$U_i = 1 \text{ p.u.}, \quad i = 1, \dots, N. \quad (4.12)$$

Фазните агли на напоните се релативно мали и поради тоа во понатамошните пресметки можат да се искористат следните упростувања:

$$\sin \theta_i \approx \theta_i \text{ и } \cos \theta_i \approx 1. \quad (4.13)$$

Врз основа на претходно наведените упростувања, за напонот во јазол i може да се напише:

$$\underline{U}_i = U_i \cdot e^{j\theta_i} = U_i \cdot (\cos \theta_i + j \sin \theta_i) = 1 + j\theta_i, \quad i = 1, \dots, N. \quad (4.14)$$

Во мрежата се избира балансен јазол чиј фазен агол има зададена вредност еднаква на нула. Овој јазол се поставува последен во листата на јазли.

Во преносните мрежи вредноста на реактанцијата на гранките е значително поголема од нивната активна отпорност, а исто така многу често се занемарува и нивната капацитивност во однос на земјата. Матрицата на адмитанции на системот, пресметана со занемарени активни отпорности на редните гранки и занемарени попречни гранки е чисто имагинарна³:

$$\underline{\mathbf{Y}} = j\mathbf{B}. \quad (4.15)$$

Според тоа, инјектираните струи во јазлите, со исклучок на балансниот јазол, се пресметуваат на следниот начин:

$$\underline{I}_i = \sum_{k=1}^N \underline{Y}_{ik} \cdot \underline{U}_k = \sum_{k=1}^N jB_{ik} \cdot (1 + j\theta_k) = j \sum_{k=1}^N B_{ik} - \sum_{k=1}^N B_{ik} \cdot \theta_k, \quad i = 1, \dots, N-1. \quad (4.16)$$

Бидејќи во мрежата нема гранки кон земјата, според методот на јазлови потенцијали, сумата на елементите од една колона (редица) од матрицата на адмитанции е еднаква на нула и равенките за инјектираните струи ќе бидат:

$$\underline{I}_i = - \sum_{k=1}^N B_{ik} \cdot \theta_k, \quad i = 1, \dots, N-1. \quad (4.17)$$

Инјектираната комплексна моќност во јазлите се пресметува според следниот израз:

³ Матрицата \mathbf{B} во овој случај е различна од имагинарниот дел од матрицата $\underline{\mathbf{Y}}$ пресметана без занемарувања.

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^* = (1 + j\theta_i) \left(-\sum_{k=1}^N B_{ik} \cdot \theta_k \right), \quad i = 1, \dots, N-1, \quad (4.18)$$

од каде што за инјектираните активни моќности во јазлите добиваме,

$$P_i = -\sum_{k=1}^N B_{ik} \cdot \theta_k, \quad i = 1, \dots, N-1, \quad (4.19)$$

односно во матричен облик,

$$\mathbf{P} = -\mathbf{B}' \cdot \boldsymbol{\theta}, \quad (4.20)$$

каде што \mathbf{P} е вектор (од ред $N-1$) со инјектирани активни моќности во јазлите – без балансниот јазол, \mathbf{B}' е имагинарниот дел од матрицата на адмитанции на мрежата \mathbf{Y} (формиран со занемарување на активните отпорности на гранките и со изоставување на редица и колона што му соодветствуваат на балансниот јазол), а $\boldsymbol{\theta}$ е вектор (од ред $N-1$) на фазните агли на напоните на јазлите без фазниот агол на балансниот јазол.

Моќноста на почетокот на гранката со почетен јазол k и краен јазол l и со реактанција X_{k-l} се пресметува на следниот начин:

$$\underline{S}'_{k-l} = \underline{U}_k \cdot \underline{I}_{k-l}^* = \underline{U}_k \cdot \left(\frac{\underline{U}_k - \underline{U}_l}{jX_{k-l}} \right)^*. \quad (4.21)$$

Земајќи ја предвид равенката (4.14), за комплексната моќност на почетокот на гранката може да се напише:

$$\underline{S}'_{k-l} = (1 + j\theta_k) \cdot \left(\frac{1 + j\theta_k - 1 - j\theta_l}{jX_{k-l}} \right)^*, \quad (4.22)$$

од каде за активната моќност на почетокот на гранката $k-l$ следува:

$$P'_{k-l} = \frac{\theta_k - \theta_l}{X_{k-l}}. \quad (4.23)$$

Бидејќи во мрежата се занемарени активните отпорности на редните гранки, активните моќности на почетокот и на крајот од гранките се еднакви, т.е. во овој модел се занемаруваат загубите на активна моќност во гранките.

Со користење на претходно наведените упростувања пресметката на напоните на јазлите се сведува на решавање на систем линеарни равенки (4.20) од ред $N-1$, каде се познати инјектираните моќности во јазлите, освен во балансниот јазол и матрицата \mathbf{B}' , а се пресметуваат фазните агли на напоните во јазлите со исклучок на балансниот. Врз основа на пресметаните фазни агли, со помош на (4.23) се пресметуваат тековите на активни моќности во гранките од мрежата.

Инјектираната активна моќност во балансниот јазол е еднаква на сумата од инјектираните активни моќности во останатите јазли од мрежата бидејќи, поради занемарувањето на активната отпорност на гранките, во мрежата нема загуби на активна моќност.

Методот за пресметка на текови на моќност во којшто ЕЕС е претставен со еднонасочниот модел е приближен. Сепак, за најголем број од анализите може да се смета дека овој метод е со задоволителна точност, особено за најоптоварените гранки од мрежата [55]. Во овој модел се занемарени тековите на реактивни моќности, но тоа може да се надмине на тој начин што тековите на активните моќности во гранките се коригираат со земање предвид на просечен фактор на моќност [70].

4.3.2. Врска помеѓу моќностите на гранките и инјектираните моќности на генераторите

Бидејќи со еднонасочниот модел се воведува линеарна зависност помеѓу инјектираните моќности и фазните агли на напоните на јазлите, може да се воспостави линеарна зависност помеѓу тековите на моќности во гранките и моќностите на производните единици во системот [14]:

$$\begin{bmatrix} PGR_1 \\ PGR_2 \\ \vdots \\ PGR_{NGR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{1,1} & H_{1,2} & \cdots & H_{1,i} & \cdots & H_{1,NG} \\ H_{2,1} & H_{2,2} & \cdots & H_{2,i} & \cdots & H_{2,NG} \\ \vdots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ H_{NGR,1} & H_{NGR,2} & \cdots & H_{NGR,i} & \cdots & H_{NGR,NG} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} PG_1 \\ PG_2 \\ \vdots \\ PG_i \\ \vdots \\ PG_{NG} \end{bmatrix}. \quad (4.24)$$

Линеарната зависност помеѓу тековите на активни моќности во гранките и моќностите на производните единици е дадена со матрица **H**, која има онолку редици колку што има гранки во мрежата (*NGR*) и колони колку што има генератори во мрежата (*NG*). Во равенството (4.24) сите големини се во единични вредности. Притоа базниот напон е еднаков на номиналниот, а базната моќност е еднаква на 100 MVA.

Елементите од матрицата **H** можат да се пресметаат во *NG* чекори на следниот начин. Во секој чекор од оваа постапка се претпоставува дека само кај генераторот *i* (*i* = 1,...,*NG*) инјектираната моќност е еднаква на 1 p.u., додека кај останатите генератори инјектираната моќност е еднаква на нула. Моќностите на потрошувачите треба да се скалираат во зависност од вкупното оптоварување во системот [14]:

$$PP'_i = \alpha_i = \frac{PPj_i}{\sum_{k=1}^N PPj_k}, \quad i = 1, \dots, N. \quad (4.25)$$

Ова се прави за да се одржи балансот на моќност во мрежата, т.е. сумата на моќностите на потрошувачите пресметани со (4.25) изнесува 1 p.u. колку што е и моќноста на генераторот во мрежата. Во овој случај не е важно кој јазол од мрежата ќе се избере како балансен.

Потоа се пресметуваат текови на моќност во гранките со користење на еднонасочниот модел на мрежата. Така пресметаните текови на моќност во гранките соодветствуваат на колоната *i* од матрицата **H**.

Оваа линеарна зависност на тековите на активни моќности во гранките и инјектираните активни моќности во генераторските јазли се користи за дефинирање на ограничувањата од мрежата во методите за пресметка на оптимални текови на моќност со претставување на мрежата со еднонасочен модел.

4.3.3. Оптимални текови на моќност со еднонасочен модел на мрежата

Кога се користи еднонасочен модел на мрежата дополнително ќе се поедностават и користените ограничувањата во однос на проблемот на пресметка на оптимални текови на моќност со претставување на мрежата со наизменичен модел [14], [69].

Бидејќи во еднонасочниот модел на мрежата напоните на јазлите се еднакви на номиналните напони, ограничувањата (4.9) и (4.11) не се потребни. Покрај тоа, бидејќи со примена на овој модел не се пресметуваат и тековите на реактивни моќности, не се потребни ограничувањата (4.8).

Од слични причини, ограничувањата за тековите на привидни моќности во гранките (4.10), ќе преминат во ограничувања на текови на активни моќности. За пресметка на максималната активна моќност, што може да се пренесе преку гранката i се користи претпоставен фактор на моќност $\cos \varphi$, т.е. се користи:

$$PGR_i^{\max} = SGR_i^{\max} \cdot \cos \varphi, \quad i = 1, \dots, NGR. \quad (4.26)$$

Врз основа на претходно наведеното, проблемот на определување на оптимални текови на моќност со еднонасочен модел на мрежата се сведува на определување на минимум на функцијата на цел (трошоци за работа на производните единици во системот) [14], [69]:

$$F = \sum_{i=1}^{NG} (a_i + b_i \cdot PG_i + c_i \cdot PG_i^2), \quad (4.27)$$

при што се задоволени следните ограничувања

$$\sum_{i=1}^{NG} PG_i - \sum_{i=1}^N PP_i = 0, \quad (4.28)$$

$$PG_i^{\min} \leq PG_i \leq PG_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, NG \text{ и} \quad (4.29)$$

$$|PGR_i| \leq PGR_i^{\max}, \quad i = 1, \dots, NGR. \quad (4.30)$$

Ограничувањата (4.30) во матричен облик се

$$|\mathbf{H} \cdot \mathbf{PG}| \leq \mathbf{PGR}^{\max}, \quad (4.31)$$

односно

$$\begin{aligned} \mathbf{H} \cdot \mathbf{PG} &\leq \mathbf{PGR}^{\max} \\ -\mathbf{H} \cdot \mathbf{PG} &\leq \mathbf{PGR}^{\max}, \end{aligned} \quad (4.32)$$

каде \mathbf{PG} е вектор колона со моќности на генераторите, а \mathbf{PGR}^{\max} е вектор со максимално дозволени активни моќности на гранките.

Оптимизациониот проблем се решава со методот на квадратно програмирање.

Кога пресметките на оптимални текови на моќности се прават за потребите на пазарите на електрична енергија, многу често, се претпоставува дека трошоците за ангажирање на производните единици се линеарно зависни од моќноста, т.е. коефициентите c_i во равенката (4.27) ќе бидат еднакви на нула. Во овој случај проблемот на определување на оптимални текови на моќност дополнително се поедноставува и се решава со линеарно програмирање.

4.4. ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ СО ЕДНОНАСОЧЕН МОДЕЛ НА МРЕЖАТА И СИГУРНОСНИ ОГРАНИЧУВАЊА

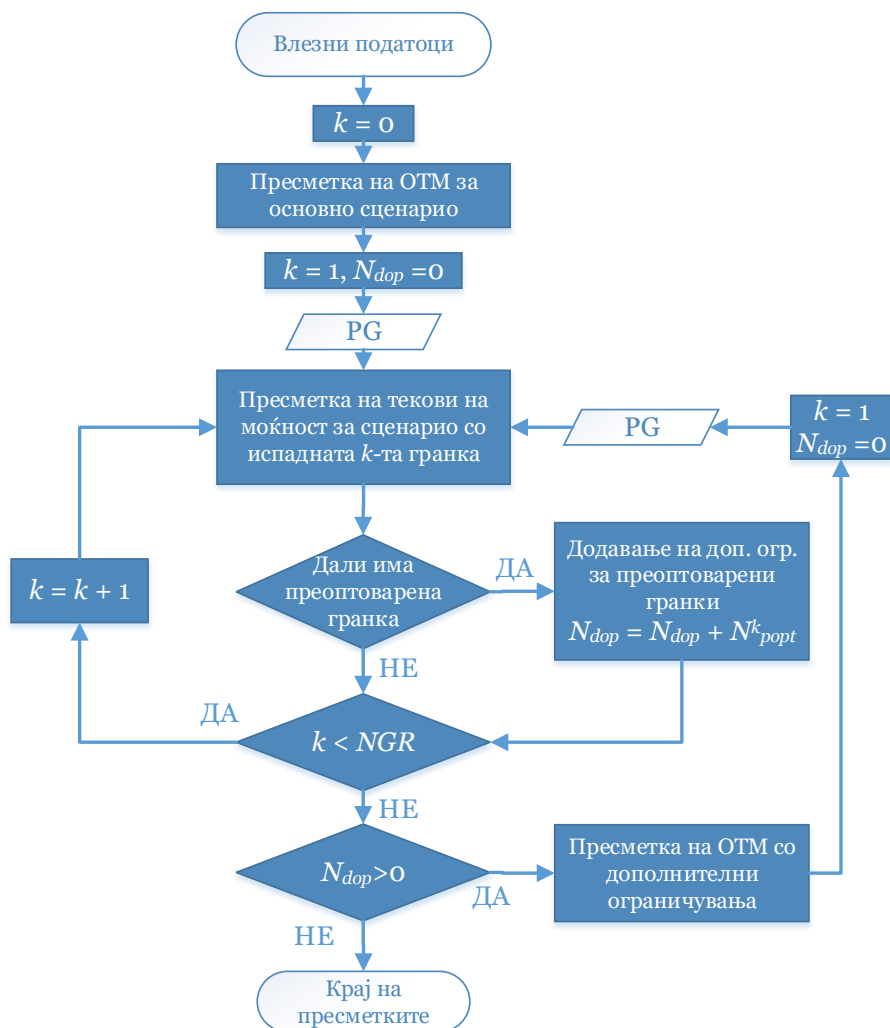
Дел од формулациите на проблемот на определување на оптимални текови на моќност во себе вклучуваат и дополнителни (сигурносни) ограничувања [31], [48–49], [53]. Често како дополнителен услов што треба да го задоволува решението на проблемот е задоволувањето на сигурносниот критериум $N-1$.

Ова се постигнува со додавање на дополнителни ограничувања на проблемот дефиниран во претходното потпоглавје. Овие ограничувања се однесуваат на тековите на активни моќности во гранките од мрежата во состојби на системот со по еден испаднат елемент (гранка од мрежата).

Ако се разгледуваат состојби со испад на секоја гранка во мрежата, бројот на ограничувања од облик неравенство за тековите на моќности во гранките ќе биде $(NGR+1) \cdot 2 \cdot NGR$ – основно сценарио без испад на гранки во мрежата и NGR сценарија со испад на по една гранка од мрежата.

Воведувањето на сигурносните ограничувања ќе влијае врз времето на извршување на пресметките. Ако се претпостави дека времето за пресметка има квадратна зависност од бројот на ограничувања тоа значи дека времето за пресметка ќе се зголеми за $(NGR+1)^2$ пати.

За да се избегне ова се користи постапка чиј тек е претставен на дијаграмот на сликата 4.1 [50], [52], [54].



Слика 4.1. Блок дијаграм на постапката за пресметување на оптимални текови на моќност (ОТМ) со сигурносни ограничувања

Во првиот чекор од постапката се определуваат оптималните текови на моќност за основното сценарио со мрежа без испаднати гранки, со $2 \cdot NGR$ линейарни ограничувања од типот (4.32). Потоа, врз основа на пресметаните моќности на генераторите, се определуваат тековите на моќности во мрежата, за секоја состојба на мрежата со една испадната гранка со индекс k и се проверува дали има преоптоварени гранки. Ако има преоптоварени гранки се додаваат дополнителни ограничувања на проблемот што се однесуваат на текот на активна моќност во овие гранки, во спротивно постапката продолжува со пресметка на состојби за следната испадната гранка.

Додаденото ограничување за преоптоварената гранка i , при испадната гранка k е од следниот облик:

$$\left| \sum_{j=1}^{NG} H_{i,j}^k \cdot PG_j \right| \leq PGR_i^{\max}, \quad (4.33)$$

каде што

$H_{i,j}^k$ — се елементи од редицата i на матрицата \mathbf{H}^k која е матрица \mathbf{H} за мрежа со испадната гранка k . Матрицата \mathbf{H}^k се пресметува според постапката дадена во поглавјето 4.3.2 и се разликува од матрицата \mathbf{H} за мрежата без испаднати гранки.

N_{dop} е вкупен број на додадени дополнителни ограничувања при проверка на сите испади, а N_{port}^k е број на преоптоварени гранки при испад на гранката k .

Откако ќе се проверат сите состојби со испади, ако има дополнителни ограничувања се решава проблемот на оптимални текови на моќности со додадени ограничувања. Со добиените нови моќности на генераторите се повторува постапката на проверка на ограничувањата на моќностите на гранките во состојби со испаднати гранки. Ова се повторува сè додека не бидат задоволени сите ограничувања на моќностите на гранките во состојби со испаднати гранки, по што се добива крајното решение.

Овој процес на проверка на критериумот $N-1$ за дадено решение се нарекува и процес на градење на множество од ограничувања.

Во најголем број случаи, за добро димензионирани мрежи решението во основното сценарио го задоволува критериумот $N-1$ и времето на решавање е еднакво на времето на решавање на оптимални текови на моќност без дополнителни сигурносни ограничувања. Ако се јави потреба од воведување на дополнителни ограничувања, проблемот на оптимизација се решава вообичаено уште еден до два пати за што е сепак потребно значително покусо време, споредено со случајот кога проблемот треба да се реши со уважување на сите дополнителни ограничувања произлезени од критериумот $N-1$.

5. ПРИМЕНА НА МЕТОДОТ НА ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ ЗА РЕГИОНАЛНО БАЛАНСИРАЊЕ

Во третото поглавје е прикажано функционирањето на пазарите на балансна енергија. Притоа може да се заклучи дека пазарите на балансна енергија се базираат на т.н. стандардни производи за балансирање со однапред дефинирани минимални технички карактеристики [9].

Пазарите на балансна енергија функционираат на тој начин што се прибираат понуди за определен производ (количина и цена) и се формира листа во која понудите се подредени од најниска кон највисока цена [9–11]. Ако пазарот функционира во рамките на една контролна област (држава), во која не постојат ограничувања од преносната мрежа, активирањето на понудите за енергија на балансирање би се вршело според листата на понуди.

Заради зголемување на ефикасноста и ликвидноста на националните пазари на балансна енергија, во Европа тенденцијата е овие пазари да се здружуваат на ниво на региони. Ова налага воспоставување на заеднички пазар за балансна енергија на територија која опфаќа повеќе контролни области (КОБ) со ограничени преносни капацитет помеѓу областите. Поради тоа, според МПБЕ [9], е потребно да се дефинира функција што ќе овозможи активирање на понуди за балансна енергија со најниска цена на ниво на КОБ, но притоа да бидат испочитувани ограничувањата од преносната мрежа. Со ова се обезбедува и одржување на соодветно ниво на сигурност во работата на системот и минимални трошоци за балансирање.

Според препораките од [9], и други студии за формирање и регионално интегрирање на пазари на балансна енергија [10–11], се предвидува ограничување на размените на енергија за балансирање помеѓу контролните области со користење на програмските показатели за достапноста на преносните капацитети. Сепак ваквиот пристап има неколку недостатоци:

- Програмските размени на моќност не можат секогаш да ги отсликуваат физичките текови на моќност. Ова е особено карактеристично при нерамномерен развој на преносната мрежа и при постоење на поголем број на ценовни/контролни области на релативно мал простор (гледано географски и електрично). Во овие случаи е можно да се појават т.н. јамкасти текови на моќност помеѓу повеќе различни области во преносната мрежа, што дополнително оптоваруваат одредени делови од мрежата.
- Во случаи кога балансната енергија е најпотребна, т.е. кога има испади на поголеми потрошувачи/производни единици, размените на моќност помеѓу областите во системот се разликуваат од планираните вредности. Ова значи дека во таквите случаи не можат да се користат вредности на достапни преносни капацитети што се базираат на планираните размени на моќност помеѓу областите.

Овие недостатоци се обработувани во научните истражувања во [19–21]. Во [19] е прикажан алгоритам за оптимално активирање на понуди за енергија за балансирање со земање предвид на ограничувањата од мрежата со користење на PTDF (фактори на распределба на трансфер на моќност – Power Transfer Distribution Factors). Во [20] е прикажана важноста за прецизно моделирање на преносниот систем на ниво на јазли при прекугранична размена на балансна енергија.

Во овој труд се предлага поинаков пристап на уважување на ограничувањата од преносната мрежа при активирањето на резервите за балансирање. Притоа се поаѓа од

вистинската состојба на системот и се земаат предвид критериумите за сигурност во работата на системот.

Ова подразбира редефинирање на функцијата за оптимално активирање на резерви (ФОАР). За таа цел се користи аналогијата на проблемот на активирање резерви со оптимални текови на моќност во ЕЕС. проблемот се сведува на минимизација на трошоците за обезбедување на потребната балансна енергија според дадените понуди со задоволување на ограничувањата на преносната мрежа. Овој проблем наликува на проблемот на оптимални текови на моќност даден во четвртото поглавје. Според приложеното, мрежата се претставува со еднонасочен модел и се уважуваат сигурносните ограничувања според критериумот $N-1$.

5.1. АКТИВИРАЊЕ РЕЗЕРВИ СО ПРИМЕНА НА МЕТОДОТ НА ОПТИМАЛНИ ТЕКОВИ НА МОЌНОСТ

Активирањето на резервите за регулација на фреквенција се извршува врз основа на потребите за енергија за балансирање и притоа се води сметка трошоците за балансирање да бидат минимални. Исто треба да се земе предвид постоењето на ограничувања од мрежата, што особено е важно при регионално балансирање бидејќи прекуграничната размена на енергија за балансирање може да биде ограничена од прекуграничните преносни капацитети на мрежата кои често се максимално искористени во процесот на спојување на пазарите на електрична енергија. Целта е оптимално да се искористат прекуграничните преносни капацитети во процесот на регионално балансирање [9], [10].

За разлика од алгоритмот на оптимални текови на моќност каде што функцијата на цел се минимални трошоци на вкупното производство, во овој случај ги оптимизираме само трошоците за производство на енергија за балансирање, при што мрежата се претставува со еднонасочен модел и се земаат предвид сигурносните ограничувања (потпоглавје 4.4).

Функцијата на цел во овој проблем ќе биде сума од трошоците за балансирање по активирани резерви за регулација нагоре или надолу. Притоа се смета дека во пазарот на балансна енергија не се формира единствена цена на балансната енергија, туку на секој учесник чија резерва е активирана му се исплаќа според понудата која ја дал на пазарот. Овие трошоци се пресметуваат за временски интервали во кои се врши балансирањето, најчесто, со траење од половина час.

Функциите на цел (трошоци за активирање на балансна енергија) за секој временски интервал Δt се дадени со следниот израз:

$$\Delta t \cdot \sum_{g \in G} (\Delta P_g^{up} \cdot C_g^{up} + \Delta P_g^{down} \cdot C_g^{down}), \quad (5.1)$$

каде што

G — е множество на понудувачи на енергија за балансирање (генератори или потрошувачи),

ΔP_g^{up} — е активирана моќност за регулација нагоре (зголемена моќност на генераторот или намалена моќност на потрошувач во однос на планираната) од понудувач g , во интервалот Δt ,

ΔP_g^{down} — е активирана моќност надолу (намалена моќност на генераторот или зголемена моќност на потрошувач во однос на планираната) од понудувач g , во интервалот Δt ,

C_g^{up} – е цена на енергијата за активирана резерва нагоре од понудувач g , во интервалот Δt ,
 C_g^{down} – е цена на енергијата за активирана резерва надолу од понудувач g , во интервалот Δt .

Заради поедноставно прикажување во (5.1) е претпоставено дека енергија за балансирање нудат само производните единици. Се разбира следејќи ги истите принципи може да се моделираат и понуди од потрошувачи.

Цените на енергијата од активираниите резерви нагоре се определуваат според трошоците за работа на производните единици, т.е. се смета дека овие цени се еднакви на маргиналните трошоци за работа на овие производни единици. За производните единици кои нудат енергија за регулација надолу, цената е еднаква на разликата помеѓу пазарната цена во разгледуваниот временски момент и маргиналните трошоци на производната единица; ако оваа разлика е негативна, цената е еднаква на нула [19]. Со цената формирана на овој начин, понудувачот на енергија за регулација надолу нема да го намали својот профит.

Како ограничување од облик равенство се користи балансот на моќности во секој интервал Δt :

$$\sum_{g \in G} (\Delta P_g^{up} - \Delta P_g^{down}) = \sum_{i=1}^{NP} PP_i - \sum_{j=1}^{NG} PG_j \quad (5.2)$$

Десната страна од (5.2) претставува дебаланс во системот (разлика помеѓу потрошувачката и производството) којшто треба да се покрие со активираниите резерви (разлика помеѓу активираниот моќност за регулација нагоре и регулација надолу). Ако во преносната мрежа има загушување, се можни ситуации во кои во еден дел од мрежата (област) има вишок на моќност, т.е. има потреба за активирање резерва надолу, а во исто време во друг дел од мрежата има недостаток на моќност, т.е. има потреба за активирање резерва нагоре.

Во (5.2) не се земаат предвид загубите на моќност бидејќи мрежата е моделирана со еднонасочниот модел. Сепак е можно овие загуби да се пресметаат приближно и да се додадат во равенката или да се распределат кај потрошувачите.

Можностите за регулација на генераторите зависат од нивните технички карактеристики (PG_g^{\max} и PG_g^{\min} , $g \in G$) и од моќноста PG_g што тие генератори ја произведуваат во интервалот Δt , при што важат релациите:

$$\Delta P_g^{up} \leq PG_g^{\max} - PG_g \quad \text{и} \quad (5.3)$$

$$\Delta P_g^{down} \leq PG_g - PG_g^{\min}. \quad (5.4)$$

Ограничувањата што произлегуваат од дозволените оптоварувања на елементите од мрежата се пишуваат за основното сценарио и за сите сценарија со по една испадната гранка:

$$|PGR_i^k| \leq PGR_i^{k, \max}, \quad i = 1, \dots, NGR, \quad k = 0, \dots, NGR, \quad (5.5)$$

односно

$$PGR_{i,k} \leq PGR_{i,k}^{\max} \quad \text{и} \quad -PGR_{i,k} \leq PGR_{i,k}^{\max}, \quad i = 1, \dots, NGR, \quad k = 0, \dots, NGR \quad (5.6)$$

каде што сценариото со реден број $k = 0$ е основното сценарио без испаднати гранки, а сценаријата за $k = 1, \dots, NGR$ се сценарија со испадната гранка со реден број k ,

PGR_i^k – е моќност во гранката i во сценариото k ,

$PGR_i^{k,\max}$ – е максимално дозволено оптоварување на гранката i во сценариото k .

Треба да се напомене дека максимално дозволените оптоварувања на гранките се добиваат од максималните трајно дозволени струи коишто можат да се разликуваат за нормален режим и за режим со испаднат елемент, при што се користи претпоставен фактор на моќноста во гранката.

Бидејќи се користи еднонасочен модел на мрежата, постои линеарна зависност помеѓу тековите на моќности во гранките во и моќностите на активираните резерви [69], [70]:

$$PGR^k = H^k \cdot (\Delta P_g^{up} - \Delta P_g^{down}), \quad k = 0, \dots, NGR. \quad (5.7)$$

Матрицата H^k од (5.7) се пресметува за секој временски интервал Δt и за секое сценарио k . Оваа матрица има онолку редици колку што има гранки во мрежата, а бројот на колони е еднаков на бројот на генератори кои можат да даваат енергија за регулација на фреквенција. При пресметка на матрицата H^k , инјектираните моќности на генераторите (без активираната регулација) се третираат како потрошувачи (со спротивен знак). Ако во еден јазол има и генератори и потрошувачи, се пресметува моќност на „еквивалентен потрошувач“ како разлика од сумата на моќностите на потрошувачите и сумата на моќностите на генераторите без активираната регулација. Понатаму овие „потрошувачи“ се претставуваат со соодветните коефициенти на учество како што е објаснето во точката 4.3.2

Во процесот на оптимизација се користи постапката за намалување на бројот на ограничувања опишана во потпоглавјето 4.4.

Бидејќи функцијата на цел и ограничувањата се линеарни функции проблемот се решава со методот на линеарно програмирање.

5.2. СИМУЛАЦИСКА ПОСТАПКА ЗА ОПТИМАЛНО АКТИВИРАЊЕ НА РЕЗЕРВИ

За да се прикажат функционалноста, применливоста и предностите на методот за оптимално активирање на резерви со оптимални текови на моќност на пазар за балансна енергија за РВФ реализирана е симулациска постапка која опфаќа:

- симулација на пазарот на електрична енергија во еден ЕЕС и пресметка на ангажираните моќности на производните единици на часовно ниво,
- симулација на дебаланси на моќност и
- пресметка на потреба за активирање на резерви и постапката на оптимално активирање на резерви.

Пазарот на електрична енергија е симулиран како несиметричен. Понудите за производство се определени од врз основа на маргиналните трошоци на одделните генератори, а во недостаток на податоци за понудите од потрошувачите, цената на пазарно пребивање произлегува од највисоката цена на понудата која го задоволува вкупното оптоварување во системот. Оваа симулација се прави посебно за секоја ценовна област од разгледуваниот ЕЕС, која истовремено преставува и контролна област за регулација на фреквенција. Потоа се врши спојување на пазарите уважувајќи ги капацитетите за прекугранична размена со што се определуваат моќностите на генераторите на часовно ниво.

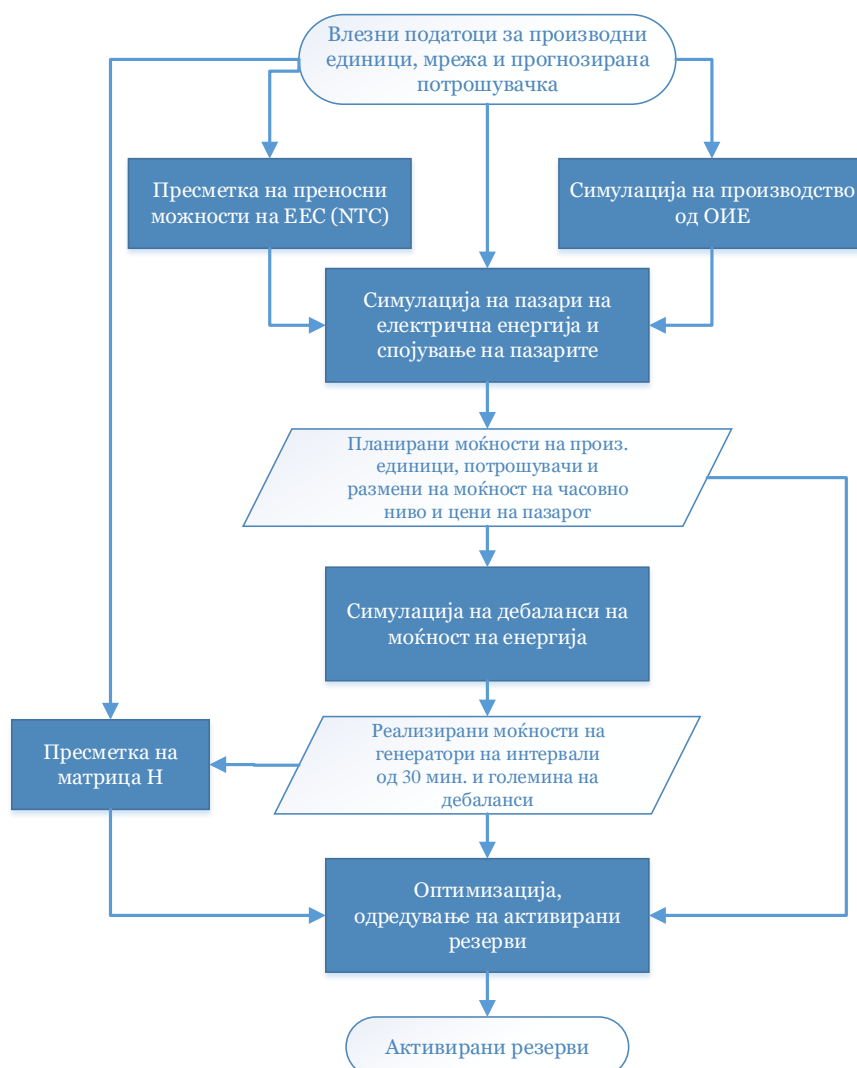
Во вториот чекор се врши симулација на дебаланси на моќност настанати како последица: на испади на производни единици и потрошувачи, грешки во прогнозите за оптоварувања на потрошувачите и производството од обновливите извори на енергија,

варијации на оптоварувањата на потрошувачите и (детерминистички) дебаланси кои настануваат поради практиката потрошувачката и производството да се изразуваат на часовно ниво [8]. На овој начин се добиваат моќности на потрошувачите и генераторите коишто се разликуваат од номинираните големини. Овие моќности се симулираат со значително покус временски чекор од интервалот на тргување на пазарот и потоа се определува средна вредност во временскиот интервал во кој се одвива пазарот на балансна енергија.

Во третиот чекор најнапред, за секој трговски интервал на пазарот на балансна енергија, се определува матрицата **H** врз основа на моќностите на потрошувачите и генераторите. Потоа, со оптимизационата постапка опишана во потпоглавјето 5.1, се пресметуваат потребните моќности на активираните резерви за секој генератор и во секој трговски интервал.

Постапката за оптимизација може да се реализира во две варијанти: секоја област самостојно ги покрива своите дебаланси или регионално балансирање со нетирање на дебаланси. Во првиот случај во процесот на оптимизација равенката (5.2) за баланс на моќности се пишува посебно за секоја област. Равенката (5.2) се користи и во случајот кога имаме нетирање на дебаланси, со таа разлика што вкупниот дебаланс се пресметува како сума од дебаланси на сите области, а балансирањето е со генератори од сите области.

Текот на постапката на симулација е графички прикажан на сликата 5.1.



Слика 5.1. Симулациска постапка

5.3. СИМУЛАЦИЈА НА ПАЗАР НА ЕЛЕКТРИЧНА ЕНЕРГИЈА

Симулацијата на понудите на производителите на пазарот ден однапред се заснова на нивните маргинални трошоци [15] и се претпоставува дека секој генератор учествува независно на пазарот. За секој генератор се познати коефициентите од кривата на трошоци дадена со равенката (4.4) и техничките ограничувања (минимална и максимална моќност). Во симулацијата се занемарени трошоците за пуштање во работа и минималното време на работа. Со ова значително се поедноставува постапката на симулација на пазарот на електрична енергија, а грешките поради занемарувањето не влијаат значително врз резултатите од пресметките. Пазарот е симулиран како асиметричен, каде се настојува да се задоволи однапред дефинирана (прогнозирана) побарувачка на електрична енергија во секој час.

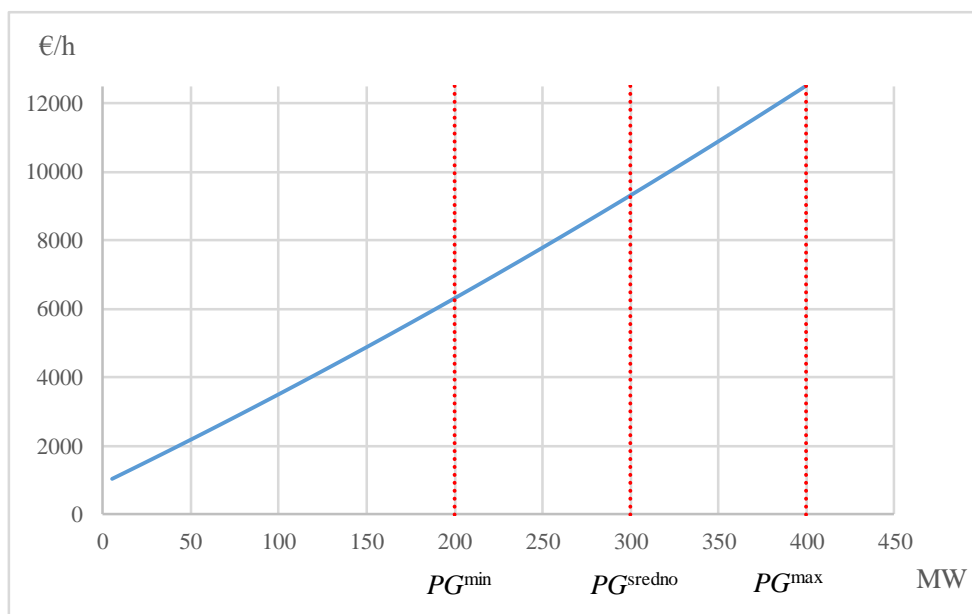
Процесот на симулација на пазарот на електрична енергија се состои од неколку чекори:

- симулација на понудите на производителите врз база на нивните трошоци,
- определување на прифатени понуди и цена на пазарно пребивање во секоја од областите (ценовни области) од системот,
- спојување на пазарите на електрична енергија помеѓу одделните ценовни области и определување на прифатени понуди, цени и размени на моќност.

Како резултат на симулацијата, за секој час, се определуваат прифатените понуди (ангажирана моќност) на генераторите, цените на пазарно пребивање за секоја област и размените на моќност помеѓу областите.

5.3.1. Симулација на понуди на производители

Трошоците за работа на една производна единица се претставуваат со квадратна крива. На сликата 5.2 е прикажана една таква зависност за термоелектрана со коефициенти на трошоци $a = 900$ €/h, $b = 25$ €/MWh, $c = 0.01^4$ €/MW²h. Оваа термоелектрана има минимална моќност од 200 MW и максимална моќност од 400 MW.



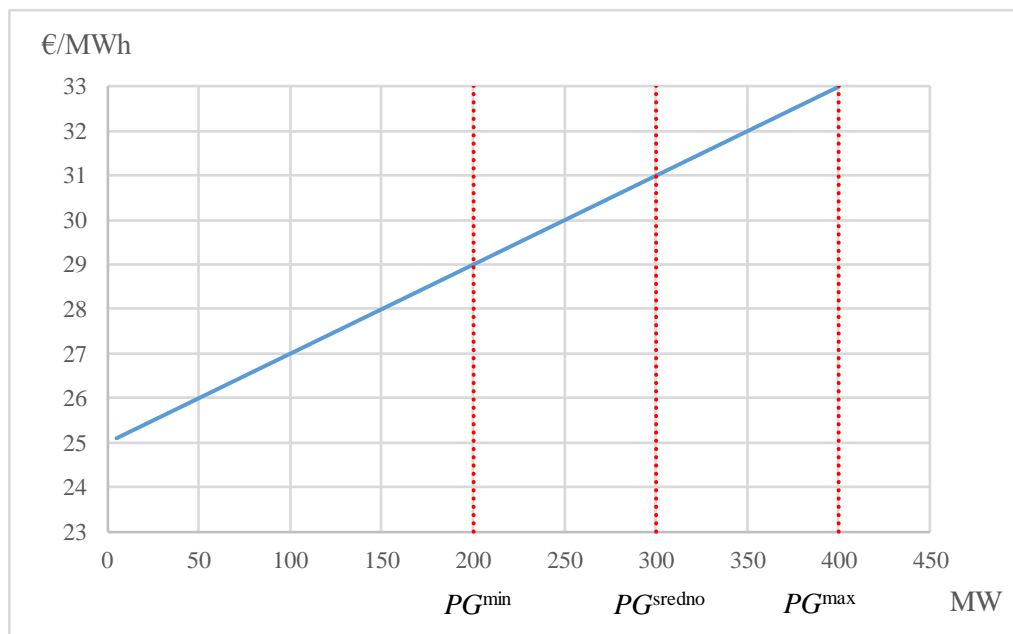
Слика 5.2. Квадратна крива на трошоци на производна единица

⁴ Во овој труд како децимален раздвојувач е користена точка.

Маргиналните трошоци на производните единици се определуваат од првиот извод на трошоците од (4.4) [15]. Според тоа, маргиналните трошоци се линеарно зависни од произведената моќност и можат да се претстават на следниот начин:

$$MC_i = \frac{df_i}{dPG_i} = b_i + c_i \cdot PG_i, \quad i = 1, \dots, NG. \quad (5.34)$$

Маргиналните трошоци за производната единица чиито трошоци се прикажани на сликата 5.2 се прикажани на сликата 5.3.



Слика 5.3. Маргинални трошоци на производна единица

Вообичаено понудите на производителите на пазарите ден однапред се даваат со количина (моќност за еден час) и цена, иако на некои берзи [64], [65] постои можност за давање на понуди со цени кои линеарно зависат од прифатената моќност (маргинални трошоци)⁵.

Во услови кога понудите на производителите се со фиксни цени, а со цел да се уважат нивните реални трошоци, производителите нудат повеќе блокови на моќност со различни цени и на тој начин ја следат квадратната зависност на трошоците од моќноста.

Во оваа симулација е земено дека секој производител дава по три понуди по производна единица. Првата понуда е со големина на моќноста колку што изнесува минималната моќност на производната единица PG_{\min} . Оваа понуда на пазарот се задава како блок понуда [64], [65] која мора да биде или целосно прифатена или одбиена. Цената C_{1i} на оваа понуда е еднаква на маргиналните трошоци на производната единица кога истата работи со минимална моќност и е дадена со следната равенка:

$$C_{1i} = MC_i(PG_i^{\min}) = b_i + 2 \cdot c_i \cdot PG_i^{\min}, \quad i = 1, \dots, NG, \quad (5.35)$$

додека количината е еднаква на минималната моќност на производната единица.

Во случајот со генераторот чиито маргинални трошоци се прикажани на сликата 5.3, цената за првиот блок ќе биде $C_1 = 29 \text{ €/MWh}$.

Останатите две понуди се со моќност еднаква на половина од разликата помеѓу максималната и минималната моќност. Овие понуди можат да бидат делумно прифатени.

⁵ Квадратната зависност на трошоците од моќноста е соодветна за термоцентралите.

Цените на останатите две понуди се определуваат ако се изврши линеаризација на функцијата на трошоци по делови на интервалите $(PG^{\min}, PG^{\text{sredno}})$ и $(PG^{\text{sredno}}, PG^{\max})$ со што не се прави голема грешка со оглед на малата вредност на коефициентот c . Во овој случај маргиналните трошоци ќе бидат еднакви на првиот извод на линеарната функција и на дадените интервали нема да зависат од моќноста. Овие маргинални трошоци претставуваат цена на понудата, а се пресметуваат со следниот израз:

$$C_{2i} = b_i + c_i \cdot (PG_i^{\text{sredno}2} + PG_i^{\min2}), \quad i = 1, \dots, NG \quad \text{и} \quad (5.36)$$

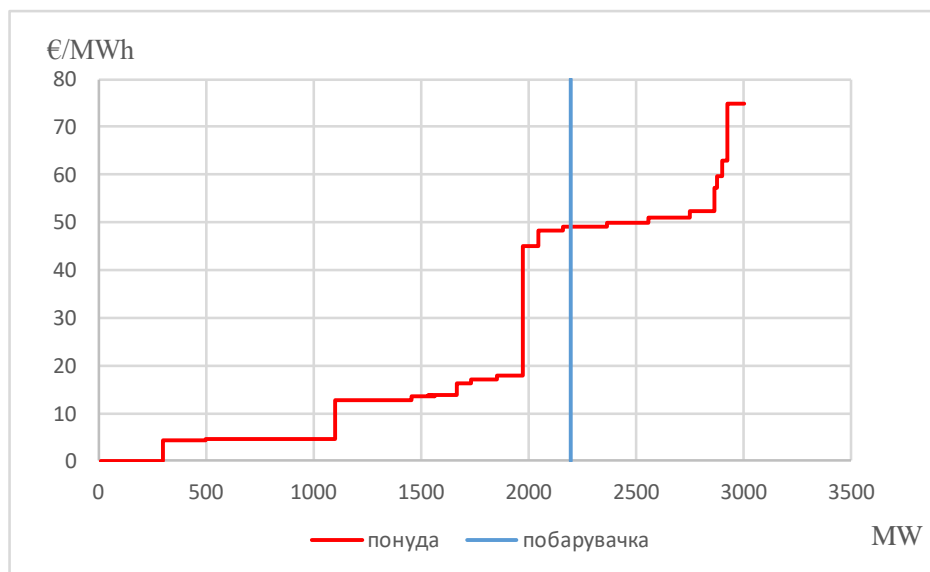
$$C_{3i} = b_i + c_i \cdot (PG_i^{\text{sredno}2} + PG_i^{\max2}), \quad i = 1, \dots, NG. \quad (5.37)$$

За случајот прикажан на сликата 5.3 овие цени изнесуваат 30 €/MWh и 32 €/MWh, соодветно.

5.3.2. Симулација на пазар во рамките на една ценовна област

Откога ќе се пресметаат понудите на производителите се пристапува кон определување на цената на пазарно пребивање и прифатени понуди за секоја ценовна област, односно се определуваат т.н. криви на нето извоз за секоја ценовна област [15], [66], [67].

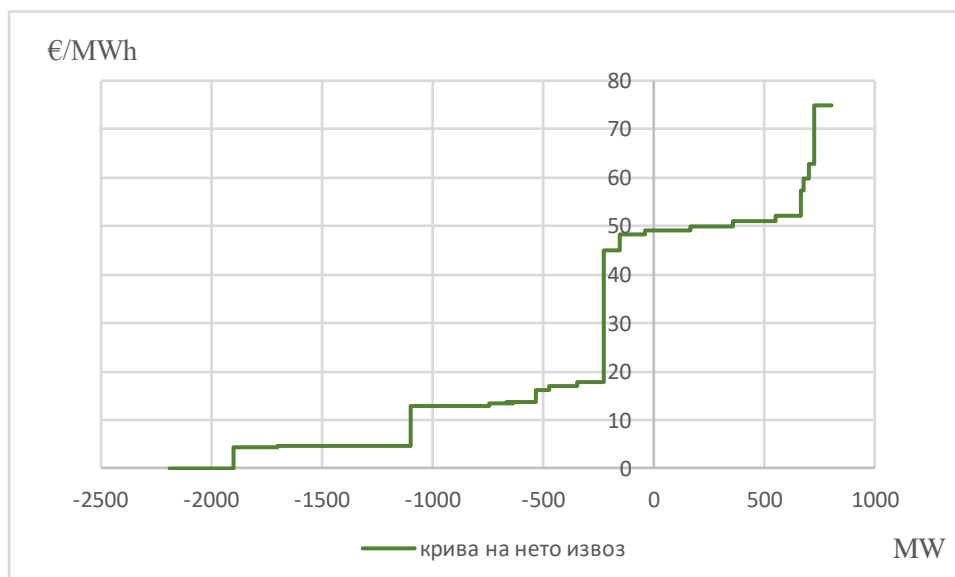
Кривата на понуда од производителите се добива од листата на понуди, подредена од најниска кон највисока цена. Пример на крива на понуда и крива на побарувачка е прикажана на сликата 5.4.



Слика 5.4. Криви на понуда и побарувачка на пазар на електрична енергија

Ако ценовната област е изолирана, т.е. не се врши спојување на пазарот со други ценовни области, ординатата на пресечната точка помеѓу кривите на понуда и побарувачка ја дава цената на пазарот, додека понудите на производителите кои се лево од апсцисата на оваа точка се прифатени.

Ако се врши спојување на пазари со други ценовни области се пресметува крива на нето извоз со одземање на функцијата на понуда и функцијата на побарувачка. За случајот прикажан на сликата 5.4, кривата на нето извоз за анализираната област е прикажана на сликата 5.5.



Слика 5.5. Крива на нето извоз на пазар на електрична енергија

Кривите на нето извоз за секоја област се користат во постапката за спојување на пазарите на електрична енергија.

5.3.3. Третман на неделиви блок понуди

При постоење на неделиви понуди за производство на електрична енергија можно е да се случи пресекот на кривите на понуда и побарувачка да биде на таква позиција која одредува делумно прифаќање на една неделива понуда. Овој проблем може да се реши на два начини:

- 1) Неделивата понуда да не се прифати, а да се прифаќаат наредни понуди до задоволување на побарувачката. Во овој случај неделивата понуда е т.н. парадоксално одбиена понуда [64], [65], бидејќи нејзината цена е пониска од цената на пазарно пребивање, а сепак понудата не е прифатена.
- 2) Неделивата понуда да се прифати, а за таа сметка нема да се прифатат понуди со пониска цена, кои во овој случај претставуваат парадоксално одбиени понуди.

Избирањето на првиот начин можно е да ја зголеми цената на пазарно на пребивање, т.е. цената да стане поголема од цената на неделивата понуда, што е на штета на потрошувачите, но овозможува остварување на помали трошоци за производство и поголеми приходи на производителите.

Вториот начин обезбедува пониски цени за потрошувачите во однос на првиот начин, но остава простор за манипулација на пазарот бидејќи со давање на блок понуди со голема моќност одредени производители можат да оневозможат работа на други поефикасни производители (со пониски цени).

Во симетричните пазари на електрична енергија, најчесто, се применува оној начин што најмалку влијае врз намалување општата благосостојба [15], [64], [65].

Ако пазарот е асиметричен не е можно да се определи општата благосостојба.

Во продолжение на овој труд се користи начинот на прифаќање на неделивата понуда затоа што понудите се базираат на маргиналните трошоци и се еднозначно однапред дефинирани.

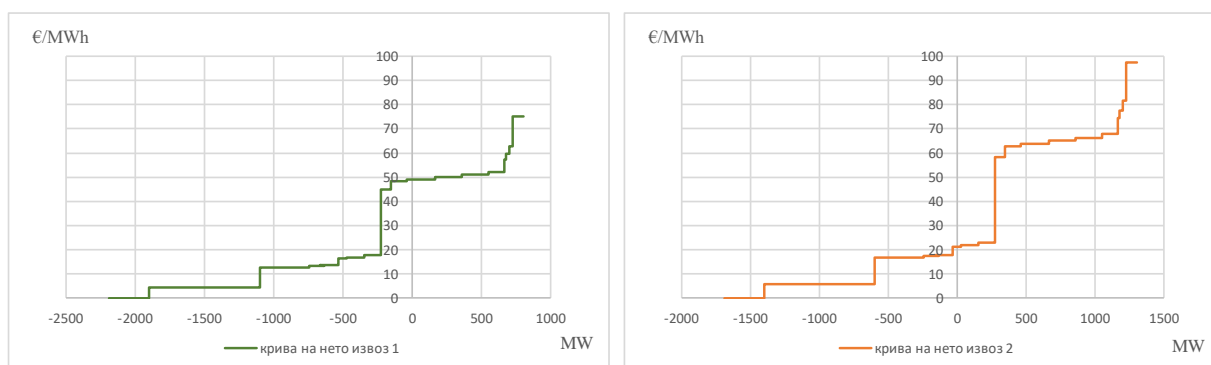
5.3.4. Спојување на пазари на електрична енергија помеѓу две ценовни области

Како што беше претходно нагласено, процесот на спојување на пазарите на електрична енергија се базира на користење на криви на нето извоз за секоја ценовна област. Исто така, влезни податоци во овој процес се постигнатите цени на пазарно пребивање во секоја од областите и расположивиот преносен капацитет помеѓу областите.

На сликата 5.6 се прикажани примери на криви на нето извоз за две ценовни области.

Областа која има пониска цена на пазарно пребивање во процесот на спојување на пазари извезува моќност кон областа со повисока цена на пазарно пребивање. Размената на моќност помеѓу областите, за која се добива изедначување на цените на пазарно пребивање во двете области, се добива како пресек од кривата на нето извоз за областа која извезува (областа со пониска цена) и инверзната крива на нето извоз за областа која увезува моќност (областа со повисока цена) [66], [67].

Инверзната крива на нето извоз (крива на нето увоз) се добива со симетрично пресликување на кривата на нето извоз во однос на ординатата, односно таа се добива ако од кривата на побарувачка се одземе кривата на понуда.

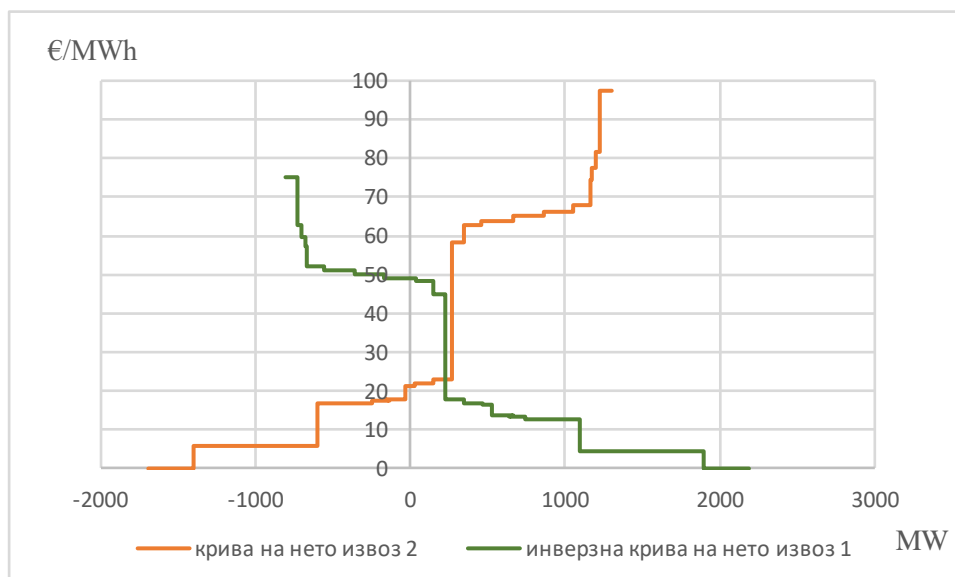


Слика 5.6. Криви на нето извоз на две ценовни области

Во примерот од сликата 5.6 во првата област цената на пазарно пребивање е 49.08 €/MWh, а во втората изнесува 21.19 €/MWh. Според ова областа 1 е ќе биде увозник, а областа 2 извозник на електрична енергија

Моќноста на размена помеѓу областите и единствена цена на пазарно пребивање при спојување на пазарите се определува од пресекот на кривите на нето извоз и увоз, како што е прикажано на сликата 5.7. Во овој случај цената изнесува 23.14 €/MWh, а размената на моќност е 226 MW.

Ако преносниот капацитет помеѓу област 2 и област 1 е поголем или еднаков на 226 MW тогаш настанува целосно спојување на пазарите и се добива единствена цена на пазарно пребивање. Во спротивно, е потребно да се ограничи размената на моќности помеѓу областите на вредност колку што изнесува преносниот капацитет со што ќе се добијат различни цени во секоја област. Овие цени се определуваат од сликата 5.7 како вредности на кривите на нето увоз или извоз за апсциса еднаква на достапниот преносен капацитет. Така, на пример, ако преносниот капацитет помеѓу областите изнесува 150 MW, цената во областа 2 ќе биде 22.02 €/MWh, а во областа 1 ќе биде 44.98 €/MWh.



Слика 5.7. Определување на цена и размена на моќност при спојување на пазари

5.3.5. Спојување на пазари на електрична енергија помеѓу три области

Во овој труд се направени и симулации на спојување на три пазари на електрична енергија, односно три ценовни области. За оваа намена е користен алгоритмот од [66] и [67].

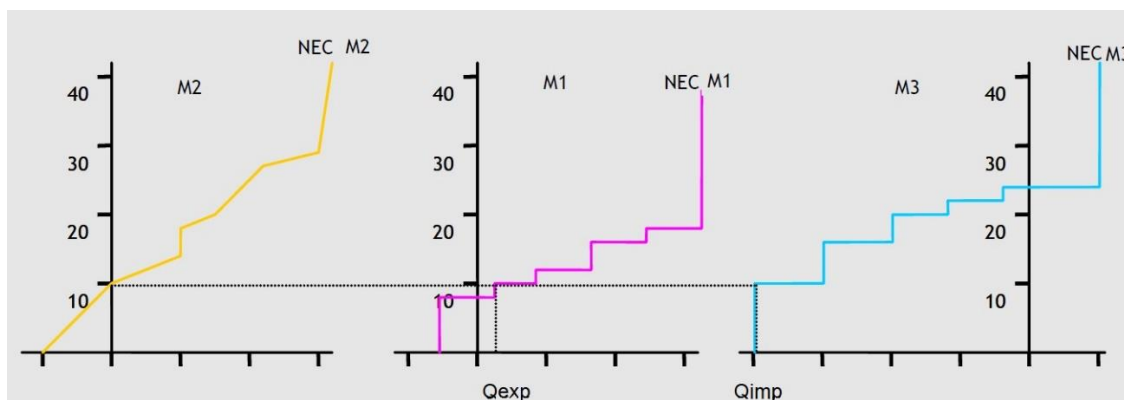
Спојувањето на пазарите на електрична енергија на три области се врши со помош на кривите на нето извоз на секоја од ценовните области. Притоа се користат достапните прекугранични преносни капацитети помеѓу областите. Во постапката не се врши пресметка на текови на моќност, т.е. оваа постапка не е базирана на текови на моќност.

Принципот на спојување на трите пазари е составен од следните два чекора:

- 1) Пазарот со најмала цена на пазарно пребивање извезува кон пазарот со најголема цена. Ова предизвикува растење на цената кај пазарот кој извезува и намалување на цената кај пазарот кој увезува. Префрлањето на моќност помеѓу пазарите престанува ако:
 - а) еден од пазарите ја достигне цената на пазарот со средна цена или
 - б) настане изолирање на еден од двата пазари поради недоволен преносен капацитет.
- 2) Ако е исполнет случајот под а) и може да се направи целосно спојување на пазарот со средна цена со еден од останатите два пазари, пазарите кои се споиле треба заеднички да увезуваат или извезуваат моќност кон третиот пазар. Ако има доволно преносен капацитет сите три пазари целосно се спојуваат и имаат иста цена на пазарно пребивање. При недоволен преносен капацитет еден од пазарите останува изолиран.

Ако е исполнет случајот под б) се извршува спојување само на останатите два пазари кои не се изолирани. И во овој случај можни се два исходи: ако има доволно капацитет двата пазари се спојуваат (третиот останува изолиран), додека ако нема доволно капацитет секој од трите останува изолиран.

Оваа постапка е опишана преку еден едноставен пример на три области за кои кривите на нето извоз се прикажани на сликата 5.8.



Слика 5.8. Криви на нето извоз за три пазари

Од сликата 5.8 може да се забележи дека пазарот 1 има најниска цена, а пазарот 3 највисока. Постапката на спојување се изведува во следните чекори:

- 1) Пазарот 1 извезува кон пазарот 3. Размената на моќност помеѓу овие два пазари зависи од количините Q_{exp} и Q_{imp} кои се прикажани на сликата. Q_{exp} е количината (моќноста) која пазарот 1 би ја извезол кон пазарот 2, ако нема ограничувања од преносната мрежа, сè додека не се постигне заедничка цена еднаква на цената на пазарот 2. Q_{imp} е количина која пазарот 3 би ја увезол од пазарот 2, ако нема ограничувања од преносната мрежа, сè додека не се постигне заедничка цена еднаква на цената на пазарот 2.

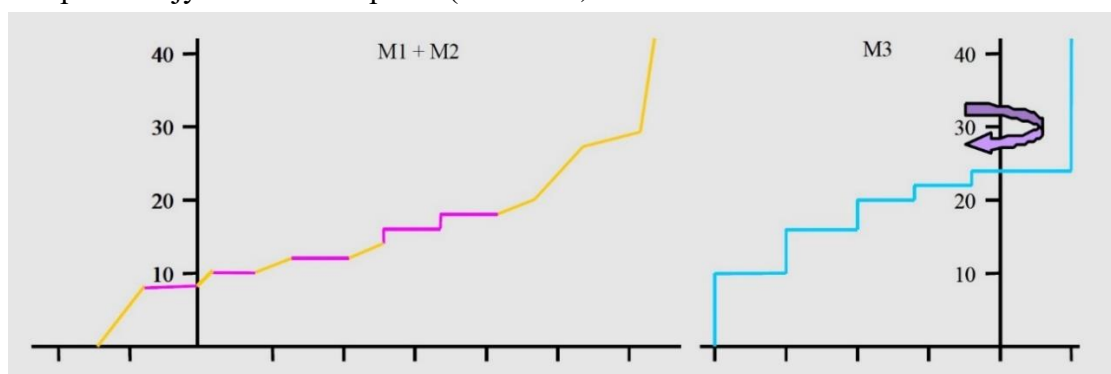
Ако Q_{exp} е поголема од преносниот капацитет за извоз на областа 1 кон останатите области, тогаш областа 1 ќе биде изолирана, т.е. нема ценовно спојување на областа 1 со некоја од останатите области.

Ако Q_{imp} е поголема од преносниот капацитет за увоз на областа 3 од останатите области, тогаш нема ценовно спојување на областа 3 со некоја од останатите области.

Ако нема ограничувања од аспект на преносниот капацитет, од пазарот 1 кон пазарот 3 ќе се извезува моќност еднаква на помалата вредност од Q_{exp} и Q_{imp} .

Во овој случај Q_{imp} е помала од Q_{exp} , а се претпоставува неограничен капацитет за извоз од пазарот 1 кон пазарот 3, поради што цените на пазарите 1 и 2 се изедначуваат.

- 2) Се формира заедничка крива на нето извоз на пазарите 1 и 2 кои се споени и се врши спојување со пазарот 3 (слика 5.9).



Слика 5.9. Формирање на комбинирана крива на пазарите 1 и 2 и спојување со пазарот 3

Во овој случај можни се 2 сценарија:

- 2.1) Нема ограничувања од мрежата и се случува целосно спојување на сите три пазари.

- 2.2) Има ограничување на капацитетот за увоз на пазарот 3. Тогаш пазарот 3 останува изолиран, а пазарите 1 и 2 се целосно споени.

5.4. СИМУЛАЦИЈА НА ДЕБАЛАНСИ НА МОЌНОСТ СО МОНТЕ КАРЛО СИМУЛАЦИЈА

За да се провери ефикасноста на предложениот метод за оптимално активирање на резерви за балансирање, во овој труд, е направена симулација на дебаланси на моќности и пресметки на потребите за активирање на енергија од РВФ, со примена на методот Монте Карло.

Симулирани се разни причинители за настанување на дебаланси на моќност, презентирани во потпоглавјето 2.5. Симулациите се направени со помош на методот Монте Карло [55–59].

Во постапката се симулираат само дебаланси кои треба да бидат покриени од РВФ (секундарна регулација), бидејќи услугите за задржување на фреквенцијата (примарна регулација) сè уште не се комерцијализирани.

Симулацијата на дебаланси на моќност во системот ги опфаќа следните случаи:

- испад на единица за производство на електрична енергија или потрошувач,
- отстапување на производство од обновливи извори на енергија и оптоварување поради грешки во прогноза,
- континуирана стохастичка варијација на оптоварување,
- детерминистички дебаланси.

5.4.1. Испад на единица за производство на електрична енергија или потрошувач

Симулацијата на испади на производните единици е направена со методот Монте Карло и притоа е користен модел според кој производните единици се претставуваат во две состојби: нормална работна состојба и состојба на испад. Овој начин на моделирање е прифатен како резултат на долгогодишната анализа на работата на производните единици во голем број земји. Од анализите се заклучило дека работата на еден генератор може да се третира како еден стационарен Пуасонов случаен процес, при што генераторот може да се наоѓа во една од двете претходно споменати состојби [55].

Во овој случај, процесот на работата на секој генератор може да се опише само со два параметра: интензитет на испади λ (најчесто изразен како испади во текот на една година) и интензитет на поправки μ (изразен во број на поправки кои можат да се реализираат за определен временски период). Притоа, се смета дека овие параметри се константни со текот на времето [55]. Според тоа, времето T на нормална работа на една генераторска единица ќе претставува случајна големина со густина на распределба и математичко очекување опишани со следните изрази:

$$f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda t} \text{ и} \quad (5.38)$$

$$M(T) = \int_0^{\infty} t \cdot f(t) \cdot dt = \frac{1}{\lambda}. \quad (5.39)$$

На сличен начин, за времето за поправка на агрегатот τ можат да се напишат функциите на густината на распределбата и неговото математичко очекување:

$$\varphi(t) = \mu \cdot e^{-\mu t} \text{ и} \quad (5.40)$$

$$M(\tau) = \int_0^{\infty} t \cdot \varphi(t) \cdot dt = \frac{1}{\mu}. \quad (5.41)$$

Во овој труд се смета дека за секој агрегат се познати веројатноста дека тој се наоѓа во работна состојба (p) и веројатноста дека тој се наоѓа во дефект (q).

Вообичаено, веројатноста p за термо-агрегатите изнесува 0.95, додека за хидро-агрегатите изнесува 0.995. Според тоа, соодветните веројатности q изнесуваат 0.05 и 0.005. Интензитетите на испади и поправки се пресметуваат со решавање на следниве равенки:

$$p = \frac{\frac{1}{\lambda}}{\frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\mu}} \text{ и } q = \frac{\frac{1}{\mu}}{\frac{1}{\lambda} + \frac{1}{\mu}}. \quad (5.42)$$

Симулацијата на испадите на производните единици се врши преку генерирање на низи од случајни времиња на нормална работа на производните единици и случајни времиња на траење на поправки. Случајните времиња се генерираат со помош на т.н. генератори на случајни броеви кои ги има во секоја современа компјутерска програма. За таа цел се користат готови генератори на случајни броеви, кои подлежат на определен веројатносен закон на распределба, или генератори на случајни броеви со рамномерна распределба и со нивна помош случајните времиња се генерираат со инверзна трансформација.

Во [55] е покажано дека случаен број X со експоненцијална (Пуасонова) распределба $F(X)$, од (5.38) може лесно да се определи со инверзната трансформација:

$$F(X) = \int_{-\infty}^X \lambda \cdot e^{-\lambda t} \cdot dt = 1 - e^{-\lambda X}; \quad X \geq 0 \text{ и} \quad (5.43)$$

$$RND = F(X) \Rightarrow X = F^{-1}(X) = \frac{-1}{\lambda} \cdot \ln(1 - RND), \quad (5.44)$$

каде што RND е случаен број добиен со генератор на случајни броеви со рамномерна распределба ($0 \leq RND < 1$).

Од (5.44) може да се пресмета случајното време на траење на нормалната работа на агрегатот t_n , изразено во часови. Ако интензитетот на испади λ е изразен во испади/годишно, времето на нормална работа изразено во часови е:

$$t_n = \frac{-8760}{\lambda} \cdot \ln(RND). \quad (5.45)$$

На сличен начин се пресметува и времето потребно за поправка на секој дефект [55]. Поаѓајќи од интензитетот за поправки μ (поправки/час), од (5.44) случајното време за поправка е:

$$t_r = \frac{-1}{\mu} \cdot \ln(RND). \quad (5.46)$$

Врз основа на генерираните случајни времиња на нормална работа и случајни траења на поправки на дефектите можат да се симулираат временските моменти кога настануваат и колку траат испадите на производните единици.

На ист начин се симулираат и испадите на потрошувачите, при што веројатноста за испад се зема да биде $q = 0.005$.

Во моментот кога ќе се јави испад на производна единица или потрошувач, најнапред се активира примарната регулација на фреквенцијата, која реагира во сите контролни области од синхроната област и го елиминира дебалансот на моќност предизвикан од испадот, што предизвикува стабилизација на фреквенцијата на некоја квазистационарна вредност. Примарната регулација дејствува најмногу 30 секунди и поради тоа може да се смета дека енергијата која се ангажира за задржувањето на фреквенцијата е занемарливо мала [8], [10].

Процесот на регулација на фреквенцијата го презема регулацијата за враќање на фреквенцијата (секундарна регулација), којашто, по правило, се активира после истекот на времето на дејствување на примарната регулација.

Секундарната регулација има улога да ја врати фреквенцијата на зададената вредност, со што се ослободува резервата за примарна регулација (во сите контролни области) и се воспоставува режим на работа во контролната област во која делува секундарната регулација во којшто има баланс помеѓу производството и потрошувачката. Практично, енергијата од активираната секундарна регулација треба да биде еднаква на вкупната енергија на дебалансот предизвикан од испадот во траење на дејствување секундарната регулација. Вообичаено, секундарната регулација дејствува најмногу 15 минути од моментот на појава на дебаланс [8], [10].

После истекот на времето на дејствување на секундарната регулација треба да се активира резервата за замена (терциерна резерва), со што се ослободува резервата за секундарната регулација во контролната област.

5.4.2. Дебаланси поради грешки во прогноза на производство од обновливи извори на енергија

Прогнозирањето на оптоварувањето и производството се врши со помош на прогноза на временските услови и прогноза на однесувањето на потрошувачите. Овие прогнози се подложни на грешки. Поради тоа, производството на генераторските единици ќе се разликува од планираното (декларирано) производство и како резултат на тоа ќе се јават дебаланси на моќност.

Производството на „конвенционалните“ производни единици (термоелектрани, хидроелектрани итн.) се планира и се контролира релативно лесно, така што грешките во прогноза на производство практично се резултат на случајната природа на производството кај централите на обновливи извори на енергија (ветерни електроцентрали, фотоелектрични централи итн.).

Во овој труд е извршена симулација на дебаланси поради грешката при прогнозирање на производството на електрична енергија од ветерни електроцентрали (ВЕЦ)⁶. Постапката на симулација се состои од два чекора:

- Во првиот чекор се симулира (пресметува) прогнозираното производство на електрична енергија преку симулирање на прогнозираната брзина на ветерот.
- Во вториот чекор се симулира грешката во прогнозата на брзината на ветерот и се пресметува можното производство на електрична енергија, односно се пресметуваат дебалансите заради грешки во прогнозите.

⁶ Во рамките на овој труд е илустрирана симулација на дебаланси предизвикани од грешки во прогнозите за производство од ВЕЦ затоа што овие централи се причинители за најголемите дебаланси. Од друга страна, влијанието на работата на фотоелектричните централи врз дебалансите е значително помало, а доколку е потребно на сличен начин може да се симулираат и дебалансите предизвикани од овие централи.

Треба да се напомене дека со оваа симулација се уважува статистичката природа на производството од ВЕЦ и истата не се користи за прогнозирање на производството од овие електроцентрали.

Прогнозираната брзина на ветерот е случајна големина и се определува од случајни броеви генерирани со Вејбулова статистичка распределба [56–61]:

$$f(v, c, k) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k}, \quad v > 0, \quad (5.47)$$

каде што v е брзината на ветерот, k е коефициент на облик на распределбата, а c е просечна брзина на ветерот.

Кумулативната распределба се пресметува според следниот израз:

$$F(v, c, k) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k}. \quad (5.48)$$

Во овој труд, за пресметка на кумулативната распределба, се користени типични вредности на коефициентите $k = 2$ и $c = 7.5 \text{ m/s}$, преземени од [60] и [61].

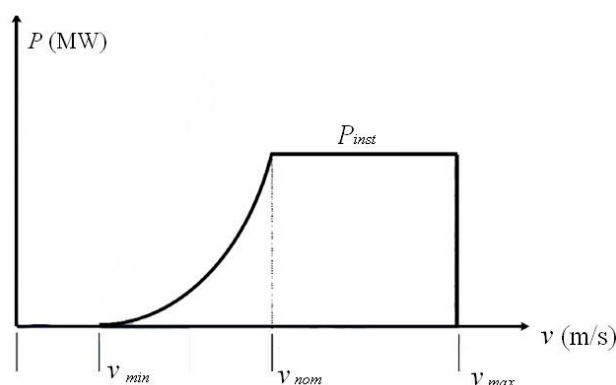
За секоја ВЕЦ случајната брзина на ветерот се определува за секој трговски интервал на пазарот (еден час).

Планираната (прогнозирана) моќност на една ветерна електрана (со повеќе идентични турбини), во зависност од брзината на ветерот, се пресметува на следниот начин [58]:

$$P_w = \begin{cases} 0 & 0 \leq v < v_{\min} \\ a + b \cdot v^3 & v_{\min} \leq v < v_{\text{nom}} \\ P_{\text{inst}} & v_{\text{nom}} \leq v \leq v_{\text{max}} \\ 0 & v > v_{\text{max}} \end{cases}, \quad (5.49)$$

$$a = \frac{P_{\text{nom}} \cdot v_{\min}^3}{v_{\min}^3 - v_{\text{nom}}^3}, \quad b = \frac{P_{\text{nom}}}{v_{\text{nom}}^3 - v_{\min}^3},$$

каде што v_{\min} е минимална брзина на ветерот при која се активира ветерната турбина, v_{nom} е брзина при кој турбината произведува номинална моќност, v_{max} е максимална брзина на ветерот со која може да работи турбината, а P_{inst} е инсталираната моќност на ВЕЦ. Зависноста на моќноста од брзината на ветерот е дадена на сликата 5.10.



Слика 5.10. Зависност на произведената моќност на ВЕЦ од брзината на ветерот

Грешката во прогнозата на брзината на ветерот е случајна променлива која може да се претстави со Гаусова (нормална) распределба ([62] и [63]). Според тоа, отстапувањето на брзината на ветерот од прогнозираната големина се симулира со случајни броеви со

нормална распределба, при што за очекувана вредност се зема прогнозираната брзина на ветерот, а стандардната девијација е еднаква на 20% ([62] и [63]).

Врз основа на коригираните вредности на брзината на ветерот со помош на (5.49) се коригира моќноста на ВЕЦ со уважување на грешките во прогнозата.

Дебалансот на моќности што е резултат на грешките во прогноза се добива како разлика помеѓу прогнозираната и коригираната моќност.

5.4.3. Дебаланси поради грешки во прогнозите на оптоварувањата на потрошувачите

Грешките во прогнозата на оптоварувањето се од случајна природа и исто така можат да се претстават како случајни променливи со нормална распределба.

Отстапувањата на оптоварувањата од прогнозираните се пресметуваат на сличен начин како и за отстапувањата на брзината на ветерот. Очекуваната вредност на оптоварувањето е еднаква на прогнозираната вредност, а стандардната девијација е 5% [55].

5.4.4. Континуирана стохастичка варијација на оптоварувањата на потрошувачите

Континуираната стохастичка варијација на оптоварувањето во еден ЕЕС се јавува како резултат на различни случајни фактори кои предизвикуваат брзи промени на оптоварувањето. Генерално, главен причинител за овие варијации се постојаните вклучувања и исклучувања на уреди со релативно мала потрошувачка [8].

Во овој труд овие варијации се моделираат преку случајно менување на оптоварувањето во временски интервали од 1 до 5 минути. Оптоварувањата се определуваат со помош на случајни броеви со нормална распределба со очекувана вредност еднаква на коригираната потрошувачка заради грешки во прогнозите и стандардна девијација од 5% [8].

5.4.5. Детерминистички дебаланси

Самото функционирање на електроенергетските системи се заснова на процеси како што се оперативното планирање и функционирањето на пазарите на електрична енергија кои се одвиваат на часовно ниво. Ова подразбира користење на т.н. скалеста крива на оптоварување која ни дава претпоставена вредност на оптоварувањето на еден потрошувач или група потрошувачи, но скалестата крива не содржи информација за временската распределба на оптоварувањето во рамките на трговскиот интервал. Поради тоа производните единици се активираат на часовно ниво, т.е. се претпоставува дека производните единици работат со константна моќност во текот на еден трговски интервал.

Од друга страна, кривата на оптоварувањето на потрошувачите не е скалеста и најдобро може да се претстави со континуирана крива. Исто така кривата на производство не е скалеста затоа што производните единици имаат ограничена брзина на зголемување или намалување на моќноста. Поради тоа, во ЕЕС се појавуваат т.н. детерминистички дебаланси [8].

Детерминистичките дебаланси се симулираат на следниот начин. Прво, скалестата крива на оптоварување за секој потрошувач се апроксимира со континуирана крива со интерполација со кубни spline функции. Притоа како јазли за интерполација се користат средните точки во секој час.

Потоа, се врши симулација на производството со уважување на ограничената брзина на промена на моќноста на генераторите при премин од еден час во друг, при што се претпоставува дека генераторот ја користи максималната брзина на промена на

моќноста. Процесот на промена на моќноста на генераторот започнува пред крајот на часот, во момент со кој ќе се овозможи до крајот на часот да се изврши половина од бараната промена. Другата половина од бараната промена се врши на почетокот на следниот час.

Овој принцип се применува и при промени на размената на моќност помеѓу две области [8], т.е. договорената размена за следниот час се постигнува така што актуелната размена се менува (со константна брзина) во последните 5 минути од часот и првите 5 минути од следниот час, како што е графички прикажано на сликата 5.11.



Слика 5.11. Временска промена на размена на моќност помеѓу две контролни области

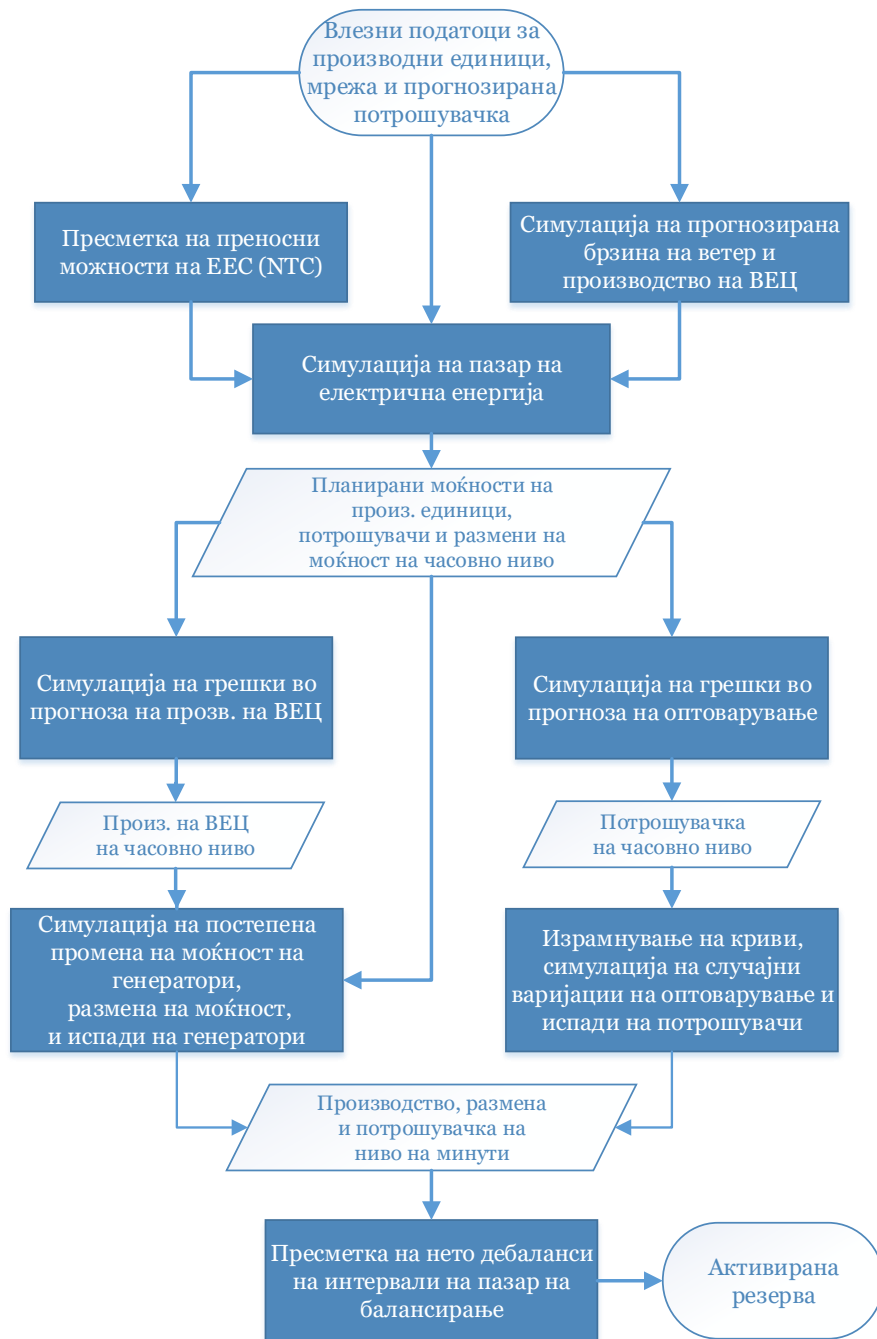
Детерминистичките дебаланси се пресметуваат врз основа на кривите на оптоварувања на потрошувачите, кривите на производство на генераторите и кривата на размена на моќност помеѓу областите.

5.4.6. Пресметка на потребна енергија за балансирање од РВФ

Потребната енергија за балансирање од РВФ се пресметува во постапка чијшто блок-дијаграм е прикажан на сликата 5.12.

Во првиот чекор се пресметуваат преносните можности на мрежата (ако истата е составена од повеќе области) и се врши симулација на прогнозираното производство на ВЕЦ. Врз основа на овие податоци, во вториот чекор се симулира пазарот на електрична енергија, со што се определуваат ангажираните моќности на производните единици и размените на моќност помеѓу контролните области.

Во третиот чекор се определуваат моќностите на производните единици и оптоварувања на потрошувачите со уважување на грешките во прогнозите. Во четвртиот чекор се пресметуваат податоците неопходни за определување на детерминистичките дебаланси и дебалансите заради испади.



Слика 5.12. Постапка на симулација на дебаланс на моќност

На крајот вкупниот дебаланс за секоја контролна област се пресметува како разлика помеѓу производството, од една страна, и потрошувачката и зададениот (нето) извоз на моќност, од друга страна, т.е.:

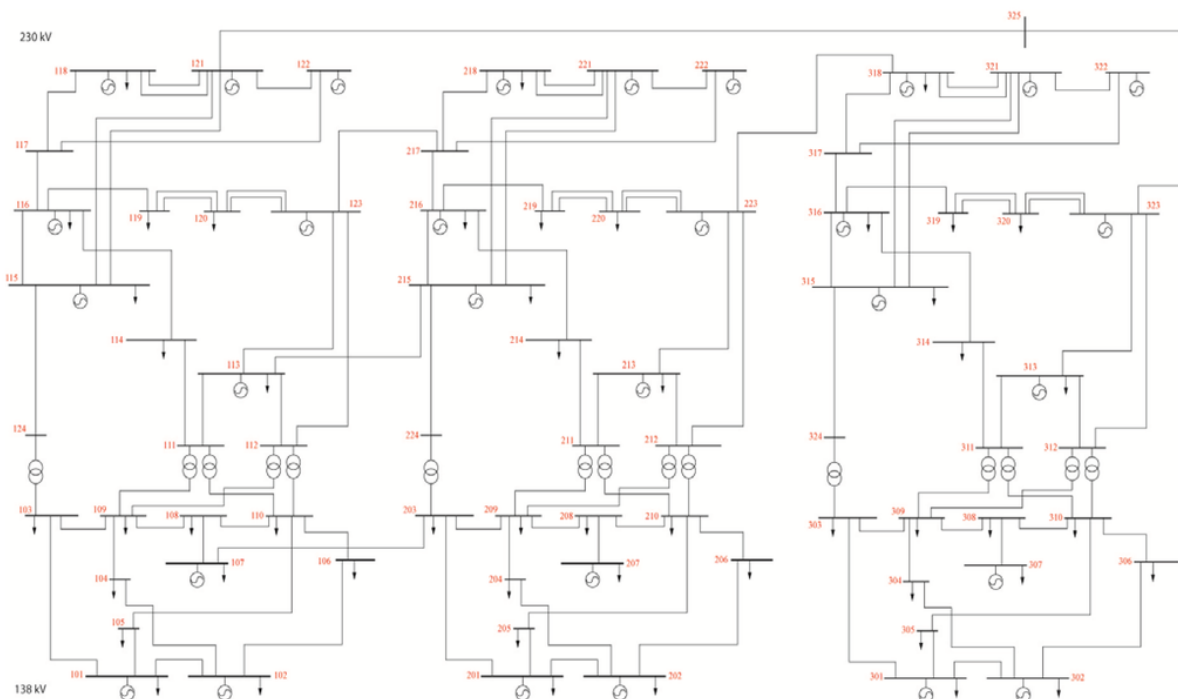
$$P_{\text{дебаланс},o,t} = \sum_{i=1}^{NG} PG_{i,t} - \sum_{j=1}^N PPj_{j,t} - P_{\text{извоз},o}, \quad (5.50)$$

каде што o е областа за која се пресметува дебалансот, t е временскиот интервал за кој се пресметува дебалансот и најчесто е со траење од 1 до 5 минути.

Енергијата за балансирање, што треба да се активира од РВФ, се пресметува како средна вредност на дебалансите добиени од (5.50) во временски интервал на балансирање (најчесто 15 или 30 минути).

6. ПРИМЕНА НА МЕТОДОТ ЗА ОПТИМАЛНО АКТИВИРАЊЕ НА РЕЗЕРВИ

Примената на методот за оптимално активирање на резерви предложен во овој труд е илустрирана со пресметки што се правени на тест мрежата IEEE RTS 96. Од повеќето варијанти на оваа тест мрежа е избрана варијантата со три области [26], а нејзината еднополна шема е прикажана на сликата 6.1.



Слика 6.1. IEEE RTS 96 тест мрежа со три области

Во тест мрежата се направени следните измени:

- трошоците на генераторите во област 3 се зголемени за 30%.
- помеѓу јазлите 208 и 207 и јазлите 308 и 307 е додадена по уште една гранка, идентична на постојната,
- во јазолот 222 четири хидроагрегати со инсталирани моќности од по 50 MW се заменети со четири ВЕЦ од по 100 MW и турбини со карактеристики $v_{\min} = 4 \text{ m/s}$, $v_{\text{nom}} = 12.5 \text{ m/s}$ и $v_{\max} = 20 \text{ m/s}$.

Податоците за тест мрежата кои вклучуваат потрошувачка на активна и реактивна моќност по јазли, дијаграм на оптоварување на за периодот од една година, податоци за гранките од мрежата, податоци за производните единици заедно со податоците за трошоците за производство на електрична енергија, се дадени во Прилогот на овој труд.

Во овој труд се разгледувани три примера, а добиените резултати се изложени во продолжение на ова поглавје.

Во првите два примера (потпоглавја 6.1 и 6.2) се разгледува оптималното активирање на резерви за балансирање. Во првиот пример првата и втората област од мрежата се земени како една област, што значи дека се разгледува мрежа со две области. Во овој пример е направена и споредба на активирањето на резерви со методот со оптимални текови на моќност и методот на листи на понуди.

Во вториот пример секоја област се разгледува посебно што значи дека мрежата ќе биде разгледувана со три области. Во овој случај методот со листи на понуди не е применлив бидејќи истиот е дефиниран за систем со две области.

Во третиот пример (потпоглавје 6.3) се разгледува проблемот на определување на потребна енергија за балансирање со користење на методот Монте Карло. Целта е да се илустрира делот од симулацијата образложен во потпоглавјето 5.4. Оваа постапка може да се користи за проценка на потребната енергија за балансирање во процесот на планирање на електроенергетските системи.

Постапката за пресметка на оптимално активирање на резерви за балансирање може да се користи во реално време или во процес на симулација на пазарите на балансна енергија. Во првиот случај потребните податоци се добиваат од пазарот на електрична енергија и од SCADA системот на ОПС (топологија на мрежата, производство и потрошувачка по јазли и програмски размени), додека во вториот случај е потребно да се направат симулации со коишто ќе се дефинираат претходно наведените влезни податоци (симулација на пазар на електрична енергија и дебаланси на моќност).

Во рамките на овој труд пресметките ги вклучуваат симулациите на пазарот на електрична енергија и дебалансот на моќности.

6.1. ПРЕСМЕТКА НА ОПТИМАЛНО АКТИВИРАЊЕ НА РЕЗЕРВИ ЗА СИСТЕМ СО ДВЕ ОБЛАСТИ

Во овој пример, првата и втората област од тест мрежата се разгледуваат како една област (област 1). За да се избегнат внатрешни загушувања во областа 1 се зголемени преносните капацитети на интерконективните водови помеѓу првата и втората област од оригиналната мрежа. На овој начин се добива мрежа со две области (третата област од оригиналната тест мрежа во овој пример ја означуваме како област 2). Областа 1 има 48 јазли, а областа 2 има 25 јазли. Потрошувачката во областа 1 е два пати поголема од потрошувачката во областа 2.

Вкупниот преносен капацитет (Total Transfer Capacity – TTC) помеѓу двете области е пресметан со помош на методот прикажан во [14]. Во овој метод се врши оптимизација со функција на цел – максимизирање на размената на моќност помеѓу соодветните области, а мрежата е моделирана со еднонасочен модел. Во процесот на оптимизација се додаваат дополнителни ограничувања за решението да го задоволува сигурносниот критериум $N-1$, како во потпоглавјето 4.4. При пресметките е сметано со фактор на моќностите во гранките еднаков на 0.9.

TTC помеѓу областите во двете насоки изнесува 562.5 MW и оваа вредност се намалува за маргината на доверливост на преносот (Transmission Reliability Margin – TRM), која, вообичаено, изнесува 10% од TTC [6], односно за нето преносниот капацитет (Net Transfer Capacity) се добива вредност од 506 MW.

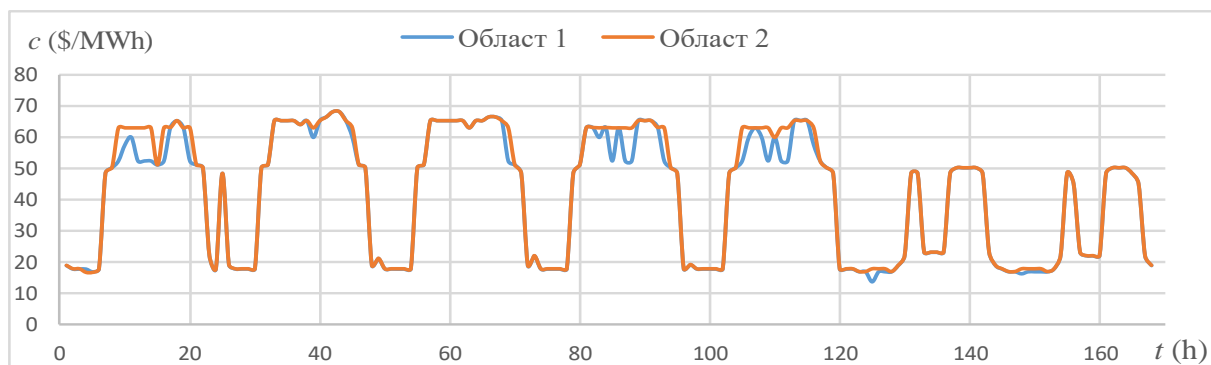
Во следните чекори се определува оптималното активирање на резерви за балансирање, со постапката подетално опишана во потпоглавјето 5.2.

Симулацијата на пазарот и дебалансите може да се направи за различен временски период (седмица, месец итн.). Во овој труд е одбрано таа симулација да се направи за седмицата со максимално оптоварување – според податоците од тест мрежата, тоа е 51. седмица во годината.

6.1.1. Симулација на пазарот на електрична енергија

Најнапред се врши симулација на производството на електрична енергија од ВЕЦ и функционирањето на пазарите на електрична енергија. Оваа симулација се врши за секој трговски интервал на пазарот за период од една седмица, според постапката опишана во потпоглавјето 5.3.

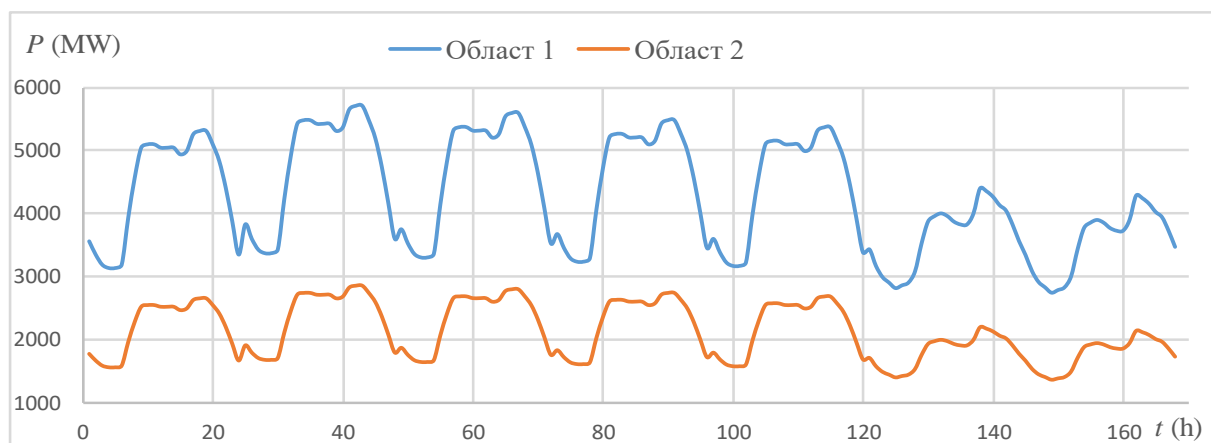
На сликата 6.2 се претставени добиените цени во секоја од областите.



Слика 6.2. Симулирана цена на електрична енергија по области – пример 1

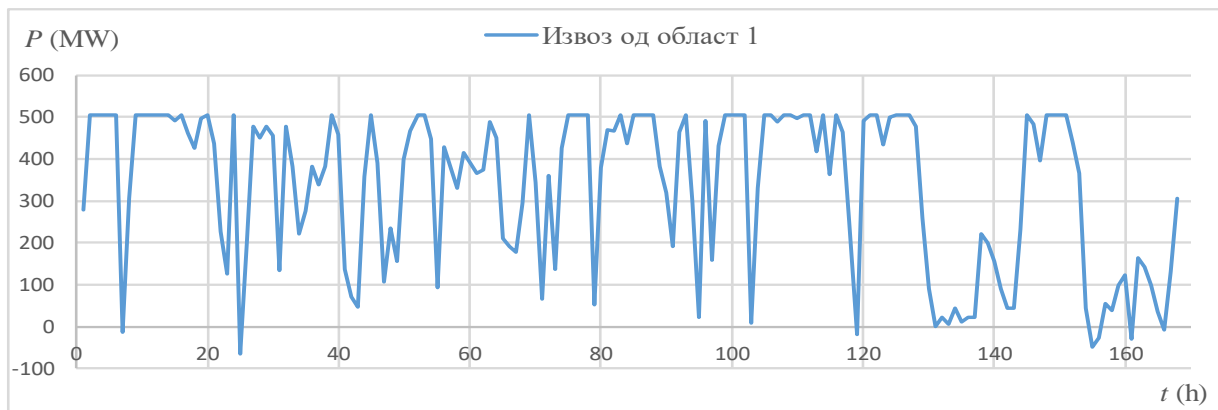
Се забележува дека во определени часови се јавуваат различни цени во двете области, т.е. цената во областа 2 е поголема во однос на цената во областа 1, а нето преносниот капацитет за извоз од областа 1 кон областа 2 е максимално искористен. Ова е очекувано бидејќи трошоците на генераторите во областа 2 се поголеми.

На сликата 6.3 е прикажано часовното оптоварување на областите. Од сликата може да се забележи дека цените го следат оптоварувањето, т.е. дека во часовите со високо оптоварување се јавуваат високи цени, бидејќи е потребно да се ангажираат производни единици со повисоки маргинални трошоци.



Слика 6.3. Дијаграми на оптоварување – пример 1

На сликата 6.4 е претставена размената на моќност помеѓу областите (извоз од областа 1). Се забележува дека во најголем број часови областа 1 извезува кон областа 2. Сепак има временски моменти кога имаме и размена на моќност во спротивна насока. Размената на моќност е ограничена од нето преносниот капацитет, кој изнесува 506 MW.



Слика 6.4. Размена на моќност од област 1 кон област 2 – пример 1

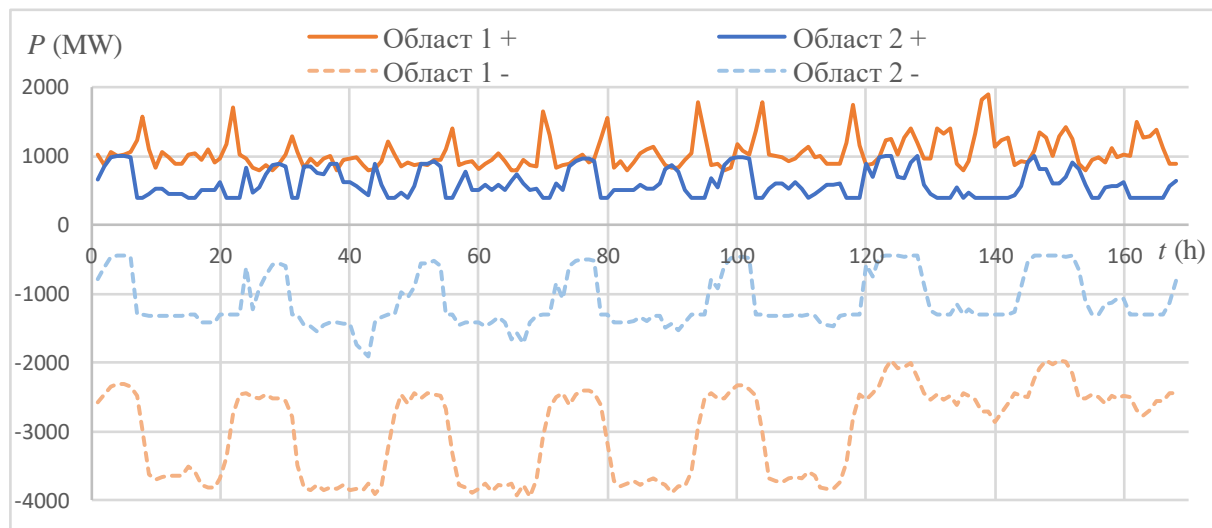
Од сликите 6.2, 6.3 и 6.4 забележуваме дека во областите се јавуваат различни цени во часовите кога размената на моќност помеѓу областите е ограничена од преносниот капацитет на мрежата. Ова најчесто се случува во периодите на високо оптоварување, а поретко и во периоди на ниско оптоварување.

Симулацијата на пазарот на електрична енергија овозможува определување на ангажираноста на производните единици по часови, притоа водејќи сметка во погон да бидат единиците со најмали трошоци и да се задоволи побарувачката на електрична енергија. Овие податоци понатаму се користат во процесот на симулација на дебалансите на моќност во системот и во постапката за оптимално активирање на резерви.

Во постапката за симулација е потребно да се знае множеството на производните единици што нудат капацитет за секундарна регулација. Покрај тоа, е потребно да се знае и множеството на производни единици што нудат енергија за балансирање. Ова множество ги содржи производните единици што нудат капацитет за секундарна регулација, но енергија за балансирање можат да понудат и производни единици коишто не се максимално ангажирани, а се во погон. Во рамките на овој труд не се смета со можноста и потрошувачите да можат да обезбедат енергија за балансирање.

Според [6] секоја контролна област треба да обезбеди резерва на капацитет за секундарна регулација во зависност од очекуваното максимално оптоварување. За областите во овој пример тие капацитети изнесуваат: 800 MW за областа 1 и 400 MW за областа 2. Овие резерви се рамномерно распределена според инсталираната моќност на производни единици од типот U155 и U350 во областа 1, а во областа 2 на единиците U400.

Врз основа на избраните производни единици што обезбедуваат резерва на капацитет и множеството на останати производни единици што можат да учествуваат на пазарот за балансна енергија, на сликата 6.5 е прикажана можноста за обезбедување на балансна енергија и тоа за регулација нагоре (+) и регулација надолу (–).



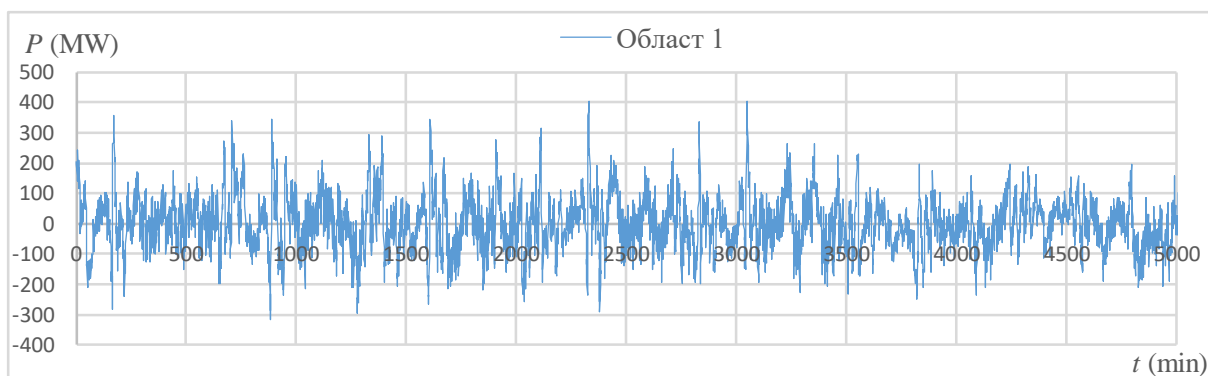
Слика 6.5. Расположлива енергија за балансирање – пример 1

Од сликата 6.5 се забележува дека во секој временски момент има доволна моќност на производни единици кои можат да даваат балансна енергија за да се покрие испадот на најголемата производна единица и најголемиот потрошувач.

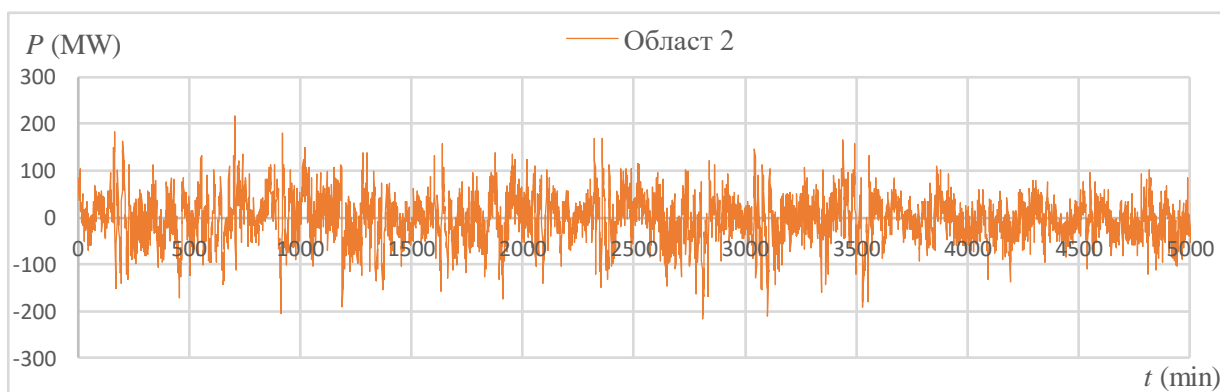
6.1.2. Симулација на дебаланси

Со помош на постапката опишана во потпоглавјето 5.4 симулацијата на дебаланси е направена врз основа на податоците за оптоварувањата на потрошувачите и моќностите на генераторите добиени од симулацијата на пазарот.

На сликите 6.6 и 6.7 се претставени симулираните дебаланси на моќност по области, на временски интервали од 2 минути.



Слика 6.6. Дебаланси на моќност во област 1 – пример 1



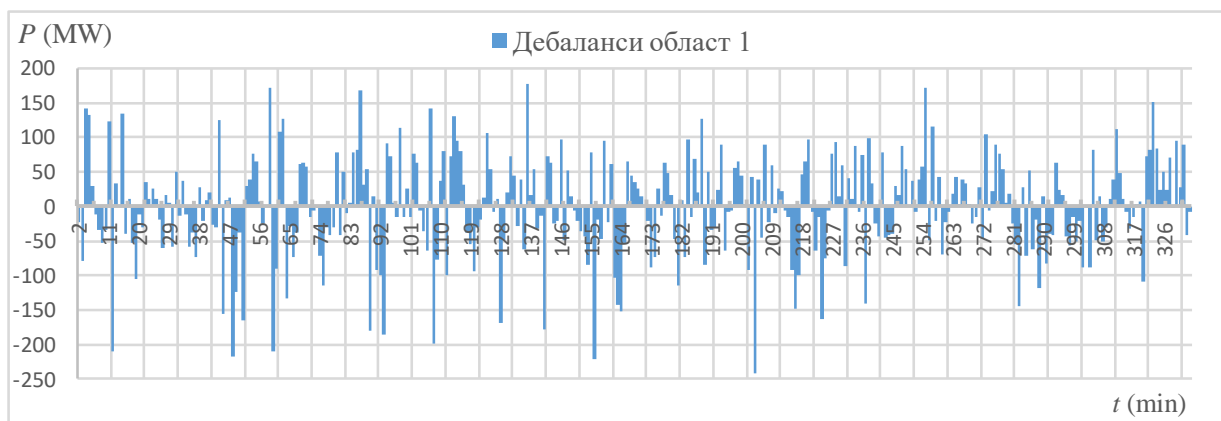
Слика 6.7. Дебаланси на моќност во област 2 – пример 1

На сликата 6.8 е претставен вкупниот дебаланс во системот кој е сума од дебалансите на двете области.

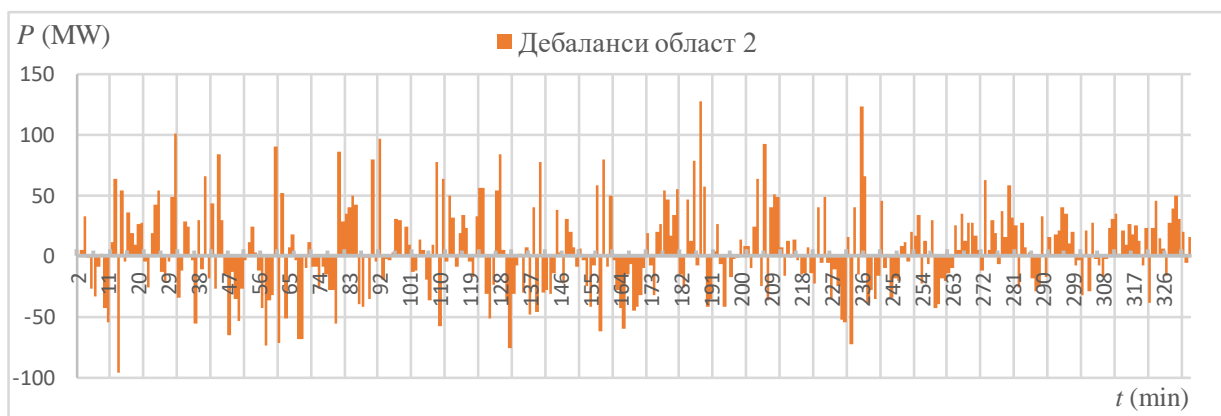


Слика 6.8. Вкупни дебаланси на моќности во системот – пример 1

Од дебалансите на моќност пресметани на временски интервали од 2 минути се пресметуваат дебалансите за трговскиот интервал на пазарот на балансна енергија, којшто во овој пример е со траење од половина час, прикажани на сликите 6.9 до 6.11.



Слика 6.9. Дебаланси на моќност во област 1 – пример 1



Слика 6.10. Дебаланси на моќност во област 1 – пример 1



Слика 6.11. Вкупни дебаланси на моќности во системот – пример 1

Ако се занемари енергијата која ја даваат производните единици при регулација за задржување на фреквенцијата (примарна регулација), од пресметаните дебаланси на моќност може да се пресметаат потребните енергии за балансирање во насока нагоре (W_{up}) и надолу (W_{down}), прикажани во табелата 6.1.

Табела 6.1. Активирана енергија од РВФ – пример 1

Област	W_{up} (MWh)	W_{down} (MWh)
1	4,649	4,837
2	2,705	2,018
Вкупно за двете области	7,354	6,855
Вкупно за двете области со нетирање на дебаланси	5,812	5,313
Разлика	1,542	1,542
Намалување	21%	22%

Од резултатите прикажани во табелата 6.1 се забележува дека, со примена на процесот на нетирање на дебаланси, е можно да се намалат потребите за енергија за балансирање во двете насоки за вредности од над 20%.

6.1.3. Оптимално активирање на резерви

Врз основа на дебаланси пресметани во точката 6.1.2, со постапката за оптимално активирање на резерви за енергија за балансирање се пресметани трошоците за балансирање. Покрај тоа, трошоците за балансирање се пресметани и со користење на листи на понуди (постапка, опишана во точката 3.2.3) при што елементите на понудите (моќност и цена) се усвоени да се еднакви како и во методот за активирање на резерви со оптимални текови на моќност.

Пресметките се изведени за два случаја:

- со самостојно покривање на дебаланси по области, од сопствените понудувачи на балансна енергија;
- со нетирање на дебаланси и заедничко активирање на резерви.

Самостојно покривање на дебаланси на областите

На сликите 6.12 и 6.13 се прикажани трошоците за балансирање на интервали на изведување на пазарот на балансна енергија, пресметани со методот на оптимални текови на моќност за случај кога секоја област самостојно ги покрива своите дебаланси.



Слика 6.12. Трошоци за самостојно балансирање на област 1 со примена на методот на оптимални текови на моќност – пример 1



Слика 6.13. Трошоци за самостојно балансирање на област 2 со примена на методот на оптимални текови на моќност – пример 1

Во табелата 6.2 се дадени трошоците за балансирање во секоја од областите за разгледуваниот период од една недела, пресметани со методот на оптимални текови на моќност и со користење на листи на понуди. Се забележува дека и двата метода даваат идентични трошоци. Исто така, ако се анализираат и моќностите на генераторите (коишто поради обемноста не се прикажани) може да се заклучи дека двата метода даваат идентично или еквивалентно решение. Единствена разлика е тоа што методот со оптимални текови на моќност рамномерно ја дели потребната моќност на сите генератори кои понудиле енергија за балансирање со иста цена, а методот со листа на понуди во истиот случај активира само дел од понудите со иста цена.

Табела 6.2. Трошоци за самостојно балансирање по области – пример 1

	Листи на понуди	Оптимални текови на моќност
Област	C (\$)	C (\$)
1	87,938	87,938
2	47,703	47,703
Вкупно за двете области	135,641	135,641

Овие резултати се логични и очекувани бидејќи во мрежата нема загушувања во рамките на областите.

Нетирање на дебаланси и заедничко активирање на резерви

На сликата 6.14 се прикажани трошоците за заедничко балансирање на двете области со примена на постапката на нетирање на дебаланси, добиени со користење на методот на оптимални текови на моќност.



Слика 6.14. Трошоци за заедничко (регионално) балансирање со примена на методот на оптимални текови на моќност – пример 1

Во табелата 6.3 трошоците за заедничко балансирање се споредени со вкупните трошоци за балансирање од случајот кога областите самостојно ги покриваат сопствените дебаланси. Од резултатите може да се види дека трошоците се намалуваат за повеќе од една третина со примена на регионално балансирање и нетирање на дебаланси.

Табела 6.3. Споредба на трошоци за балансирање – пример 1

	Листи на понуди	Оптимални текови на моќност	Разлика
	C (\$)	C (\$)	C (\$)
Самостојно балансирање по области	135,641	135,641	0
Заедничко балансирање и нетирање на дебаланси	89,925	89,864	61
Разлика (заштеда)	45,716	45,777	
Разлика	34%	34%	

Од резултатите прикажани во табелата 6.3 може да се заклучи дека двата метода за пресметка на трошоците за балансирање, во овој случај даваат практично еднакви резултати. Но, целта на овој труд не е да се добијат помали трошоци со примената на методот на оптимални текови на моќност, туку неговата предност е применливоста во процесот на регионално балансирање со повеќе од две области и уважувањето на физичките текови на моќност во преносните мрежи.

6.2. ПРЕСМЕТКА НА ОПТИМАЛНО АКТИВИРАЊЕ НА РЕЗЕРВИ ЗА СИСТЕМ ОД ТРИ ОБЛАСТИ

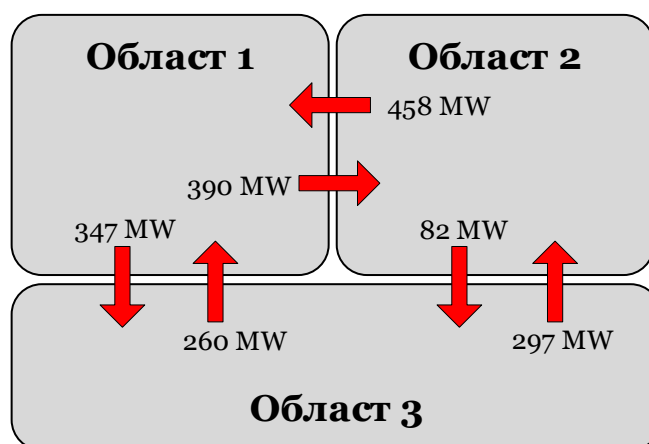
Карактеристично за тест мрежата е што се состои од три области со еднакви топологии, параметри на мрежа, производство и потрошувачка. Ако се решава оваа мрежа во изворен облик се добиваат релативно мали размени на моќност помеѓу областите. При симулацијата на оптимално активирање на резерви е важно да се опфатат и случаи кога имаме и загушувања во мрежата, т.е. кога преносните капацитети помеѓу областите се максимално искористени од трансакции помеѓу областите на пазарите на електрична енергија. За таа цел и, во овој пример, трошоците за производство на електрична енергија во област 3 се зголемени за 30% во однос на изворните податоци. На овој начин се постигнува област 3 да увезува електрична енергија од останатите области и во определени временски периоди да се појави загушување, односно преносните капацитети помеѓу областите да бидат максимално искористени, при што е ограничена размената на резерви.

Како и во претходниот пример, разгледани се две сценарија од кои во првото, секоја област ангажира енергија за балансирање од своите производни единици за покривање на сопствените дебаланси, додека во второто сценарио се смета дека се врши нетирање на дебаланси помеѓу трите области и ангажирањето на резерви се врши на регионално ниво. Се разгледува работата на системот во текот на една недела, а тоа е неделата со највисоко оптоварување.

За овој пример не е извршена споредба со методот со користење на ЗЛП (точка 3.2.3), бидејќи тој метод не може да се примени во својот изворен облик на систем со повеќе од две области.

Пресметките на вкупниот преносен капацитет ТТС помеѓу областите се направени со методот од [14], при што се смета дека факторот на моќност на гранките е 0.9. Нето преносниот капацитет се пресметува од ТТС со намалување за маргината на доверливост.

Нето преносните капацитети помеѓу областите за овој пример се прикажани на сликата 6.15.

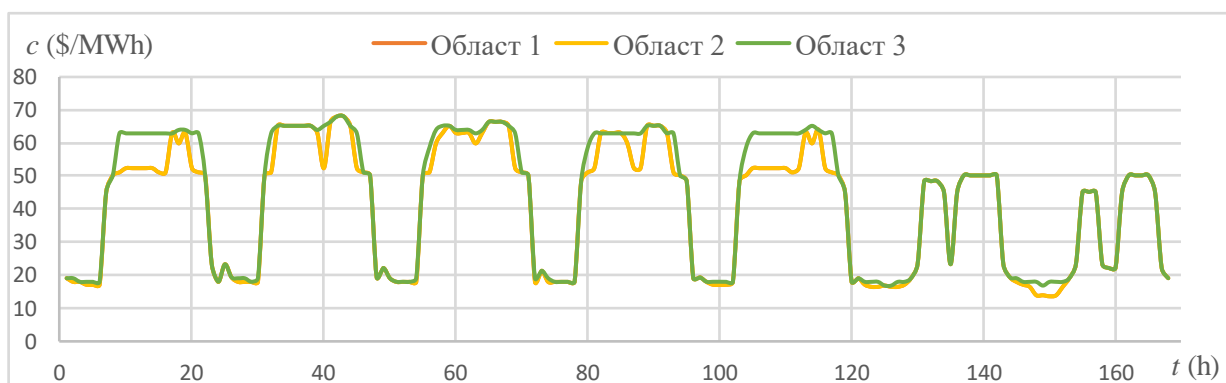


Слика 6.15. Нето преносни капацитети – пример 2

6.2.1. Симулација на пазарот на електрична енергија

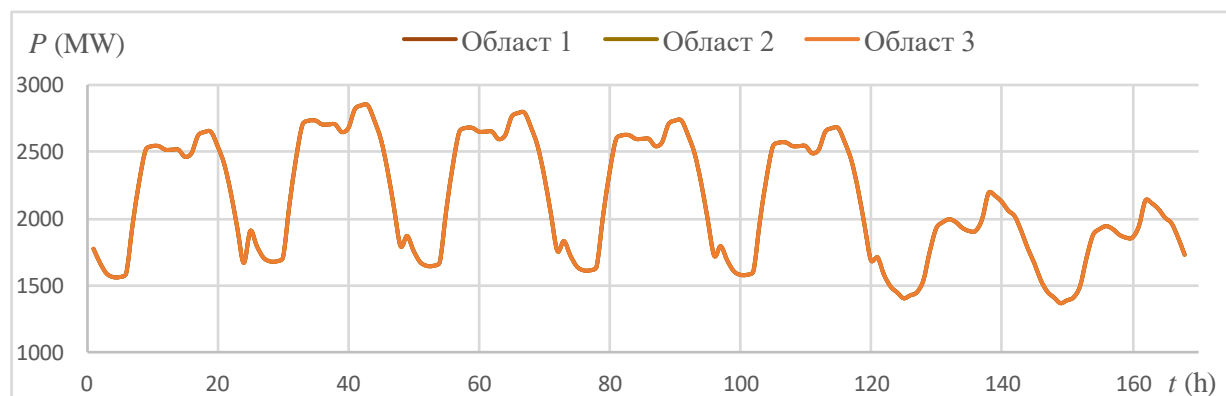
Како резултат на симулацијата на пазарот се добиваат моќностите на производните единици, цените на електрична енергија и размените на моќност по области и по часови за разгледуваниот период од една недела.

На сликата 6.16 се претставени добиените цени по области.



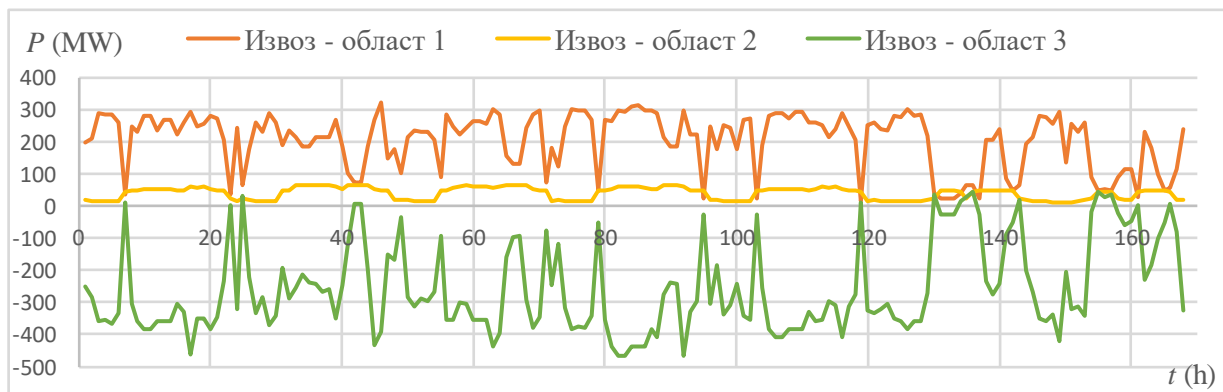
Слика 6.16. Симулирана цена на електрична енергија по области – пример 2

На сликата 6.17 е дадено оптоварувањето во секоја од областите. Може да се забележи дека и во овој пример цените го следат оптоварувањето, т.е. дека во часовите со високо оптоварување цените на електрична енергија се повисоки бидејќи тогаш се ангажираат производни единици со повисоки маргинални трошоци.



Слика 6.17. Дијаграми на оптоварување – пример 2

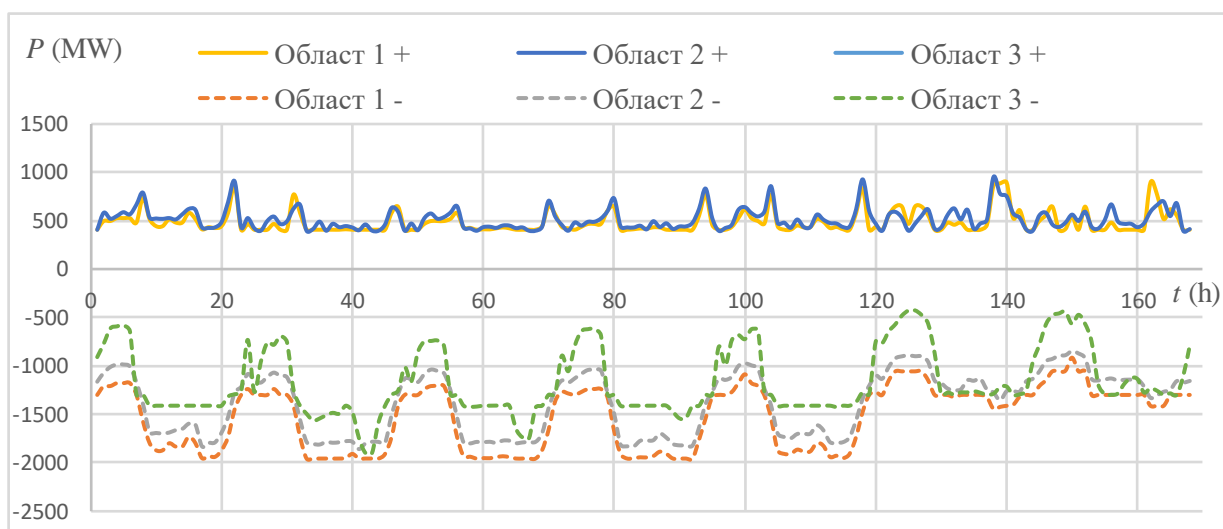
На сликата 6.18 е претставена размената на моќност помеѓу областите. Извозот е дефиниран како позитивна размена на секоја област, а увозот како негативна размена. Се забележува дека во најголем дел од времето областите 1 и 2 извезуваат моќност кон областа 3.



Слика 6.18. Размена на моќност од помеѓу областите – пример 2

Потребната резерва за враќање на фреквенцијата во овој случај е по 400 MW за секоја од областите. Оваа резерва, како и во претходниот пример, се обезбедува од производни единици кои се постојано вклучени, но се со повисоки трошоци. И во овој случај тоа се единиците од тип U155 и U350 на кои е распределена потребната резерва за областите 1 и 2, пропорционално на нивната инсталирана моќност. Во областа 3 тоа се единиците U 400.

На сликата 6.19 е прикажана моќноста на производните единици (кои можат да обезбедат балансна енергија) и тоа за регулација нагоре (+) и регулација надолу (-). Се забележува дека во секој момент има доволна моќност за регулација нагоре за покривање на испад на најголемата производна единица со инсталирана моќност од 400 MW и доволна моќност за покривање на испад на најголемиот потрошувач.

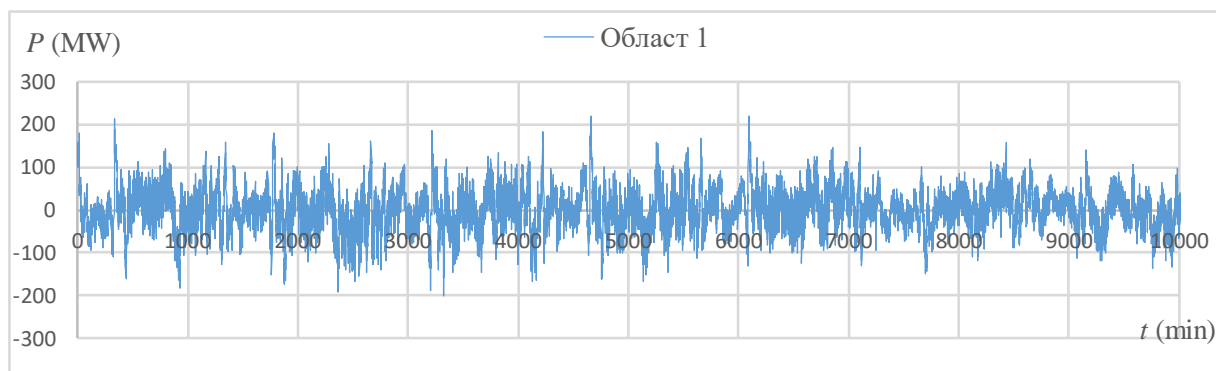


Слика 6.19. Достапна резерва – пример 2

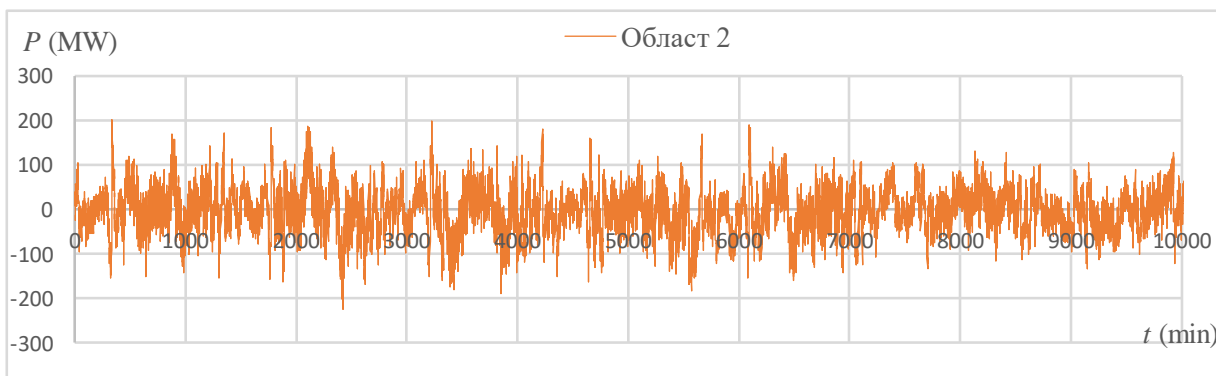
6.2.2. Симулација на дебаланси

И за овој пример е извршена симулација на дебаланси на моќност според постапката опишана во поглавјето 5.4. Во овој случај чекорот на симулацијата е 1 минута.

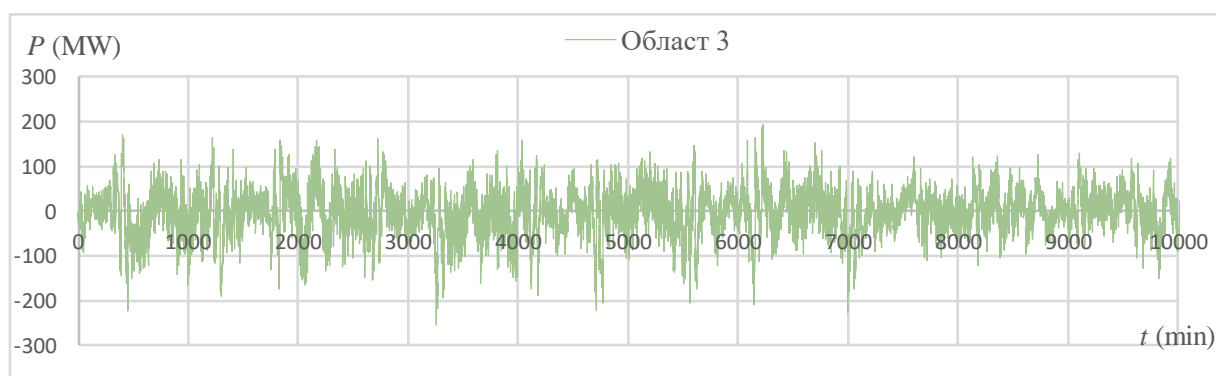
На сликите 6.20 до 6.22 се претставени симулираните дебаланси на моќност за временски интервали од една минута по области.



Слика 6.20. Дебаланси на моќност во областа 1 – пример 2

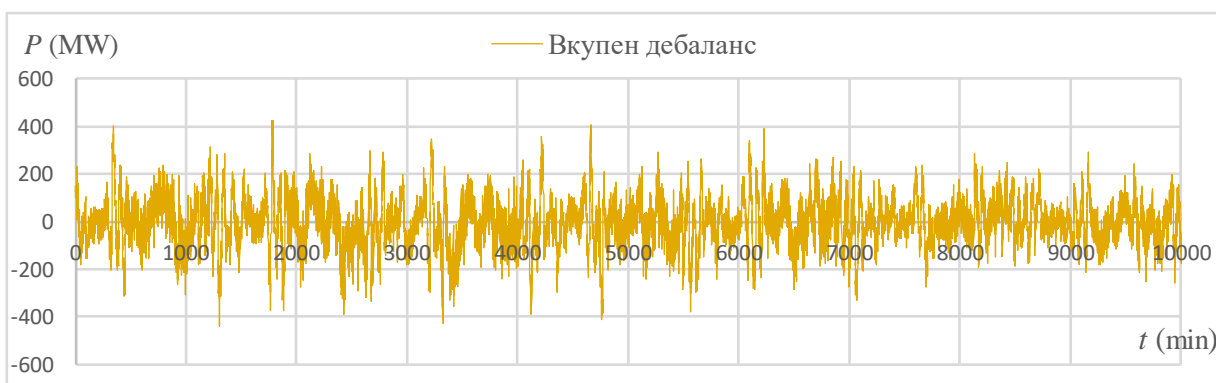


Слика 6.21. Дебаланси на моќност во областа 2 – пример 2



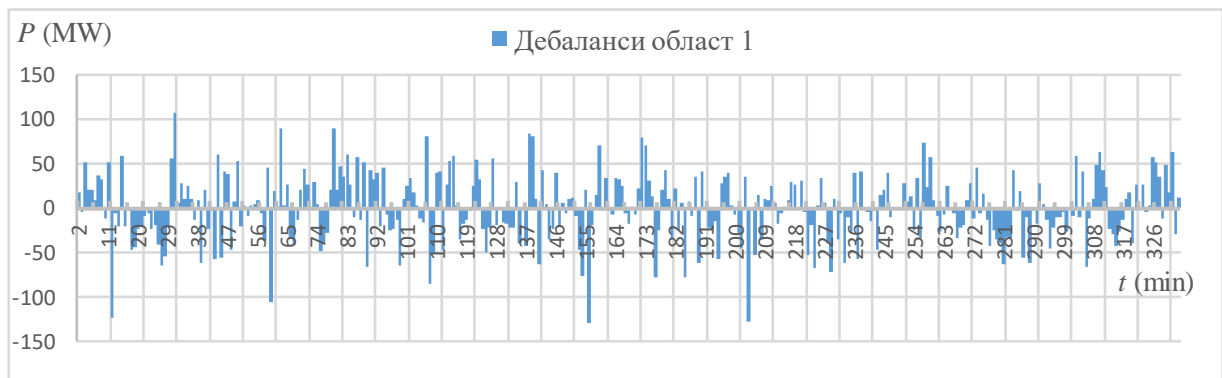
Слика 6.22. Дебаланси на моќност во областа 3 – пример 2

На сликата 6.23 е претставен вкупниот дебаланс во системот, добиен како збир на дебалансите во трите области.

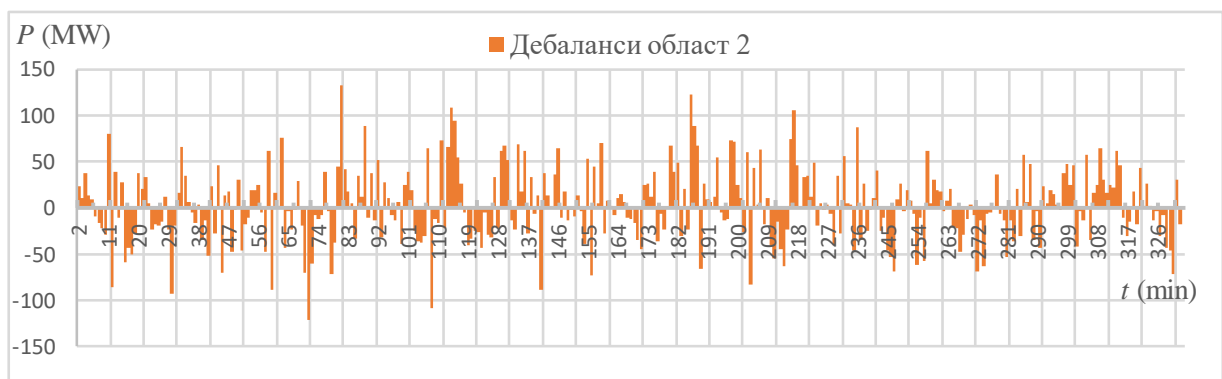


Слика 6.23. Вкупни дебаланси на моќности во системот – пример 2

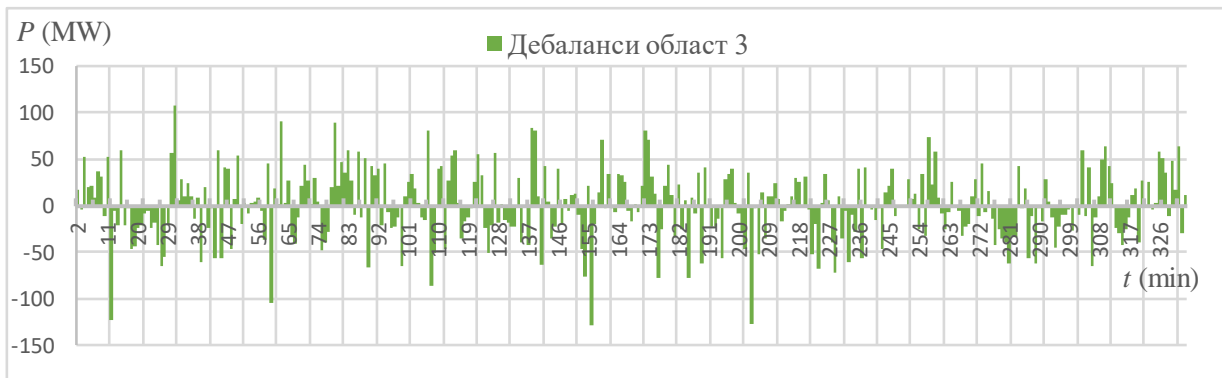
На сликите 6.24 до 6.27 се прикажани дебалансите, пресметани за периоди од 30 минути.



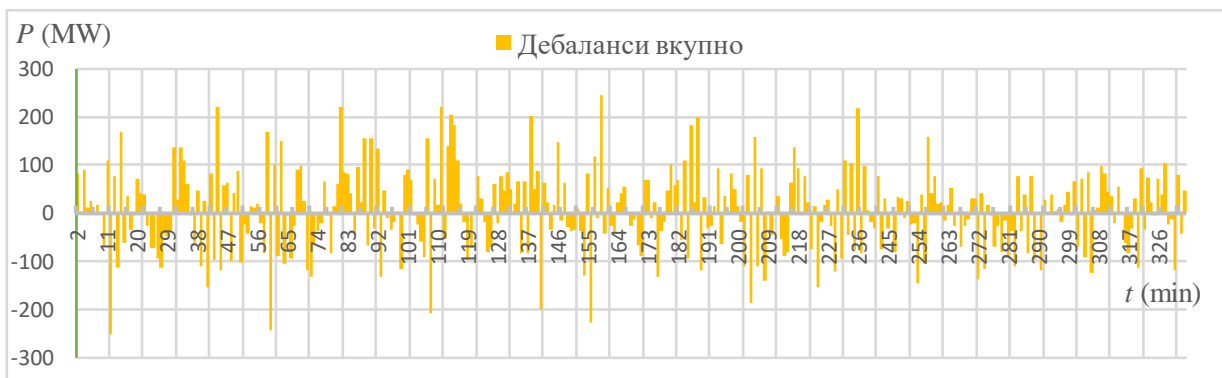
Слика 6.24. Дебаланси на моќност во областа 1 – пример 2



Слика 6.25. Дебаланси на моќност во областа 2 – пример 2



Слика 6.26. Дебаланси на моќност во областа 3 – пример 2



Слика 6.27. Вкупни дебаланси на моќности во системот – пример 2

Од дебалансиите по трговски интервали на пазарот на балансна енергија може да се пресмета потребната активирана енергија за балансирање во насока нагоре и надолу.

Притоа се занемарува енергијата од РЗФ (резерва за примарна регулација). Овие податоци се дадени во табела 6.4.

6.2.3. Оптимално активирање на резерви

Трошоците за балансирање се пресметани со постапката за оптимално активирање на резерви во две варијанти. Во првата варијанта секоја област ги покрива своите дебаланси со активирање на резерви од своите производни единици, при што се активираат понудите со најниски цени по области. Во втората варијанта се врши нетирање на дебаланси и регионално балансирање преку активирање на понуди со најниски цени во регионот составен од трите области.

Самостојно покривање на сопствените дебаланси на секоја област

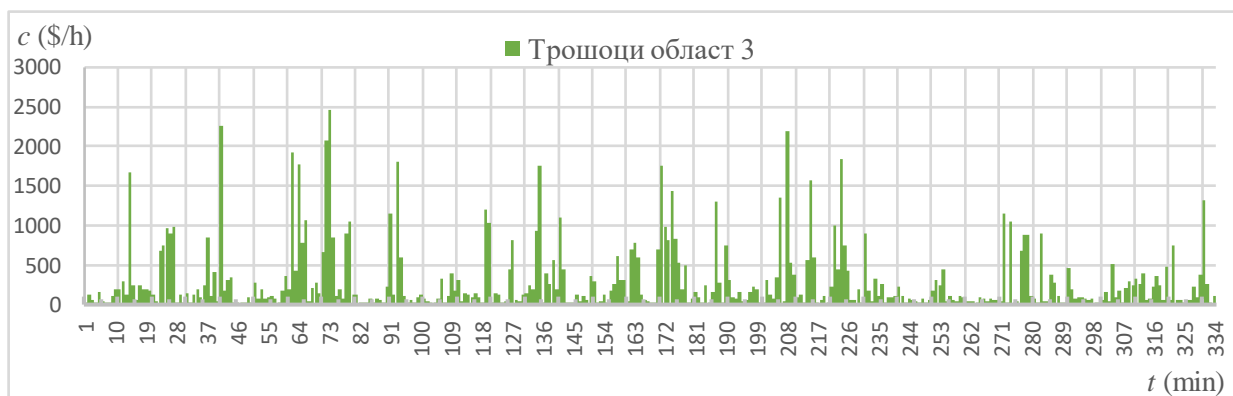
На сликите 6.28 до 6.30 се прикажани трошоците за балансирање за временски интервали од 30 минути, за случај кога секоја област самостојно ги покрива своите дебаланси.



Слика 6.28. Трошоци за самостојно балансирање на област 1 – пример 2



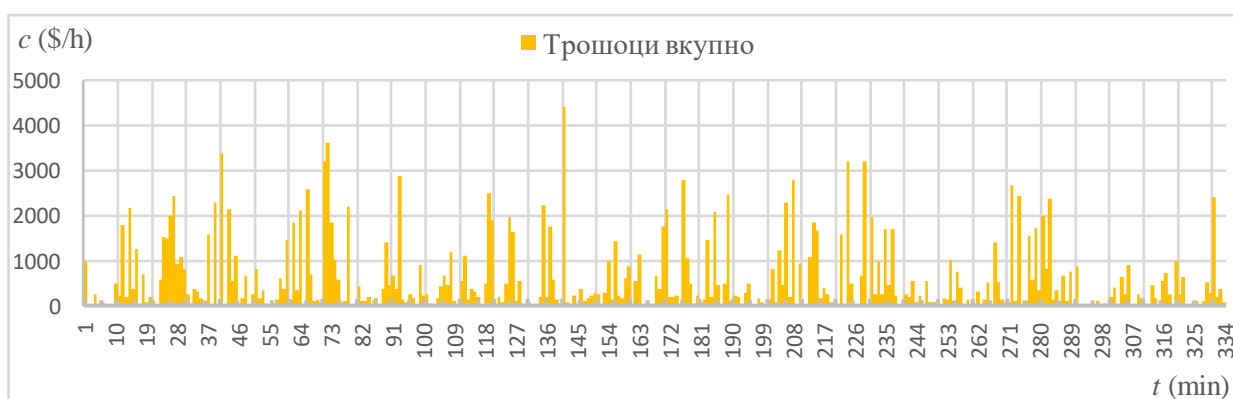
Слика 6.29. Трошоци за самостојно балансирање на област 2 – пример 2



Слика 6.30. Трошоци за самостојно балансирање на област 3 – пример 2

Нетирање на дебаланси и заедничко активирање на резерви

На сликата 6.31 се прикажани трошоците за заедничко балансирање на трите области со примена на нетирање на дебаланси и заедничко активирање на резерви.



Слика 6.31. Трошоци за заедничко (регионално) балансирање – пример 2

Податоците за активираната енергија за балансирање и трошоците за активирањето се дадени во табела 6.4. Во првите четири редици е дадена активираната енергија по области и соодветните трошоци се за случајот кога секоја област самостојно ги покрива сопствените дебаланси. Во петтата редица од табелата е дадена активираната енергија и трошоците за случајот кога се врши регионално балансирање и нетирање на дебаланси

Табела 6.4. Енергија и трошоци за балансирање – пример 2

Област	W_{up} (MWh)	W_{down} (MWh)	C (\$)
1	2,416	2,465	57,323
2	2,799	2,389	51,827
3	2,566	2,182	49,847
Вкупно	7,780	7,035	158,997
Заедничко балансирање	5,917	5,172	95,296
Разлика (заштеда)	1,863	1,863	63,701
Разлика (%)	24%	26%	40%

Од табелата се гледа дека со примена на регионално балансирање и нетирање на дебаланси се намалува потребната енергија за балансирање за повеќе од една четвртина, а вкупните трошоци за балансирање се намалуваат за повеќе од една третина.

6.3. ПРЕСМЕТКА НА ПОТРЕБНА ЕНЕРГИЈА ЗА БАЛАНСИРАЊЕ ОД РВФ

За попрецизно определување на количеството на енергија од РВФ за балансирање потребно е да се направат поголем број на симулации. Исто така тие симулации треба да се однесуваат за подолг временски период од барем една година со што ќе се уважат и сезонските варијации на оптоварувањето, како и испадите на генератори и потрошувачи кои ретко се случуваат.

За таа цел се направени по 100 експерименти со траење од една година за три сценарија. Во првото сценарио во мрежата не постојат ВЕЦ, во второто сценарио вкупната инсталирана моќност на ВЕЦ е 200 MW (4 ВЕЦ по 50 MW), а во третото сценарио моќноста на ВЕЦ е 400 MW (4 ВЕЦ по 100 MW).

Резултатите од горенаведените сценарија се прикажани во табелата 6.5.

Табела 6.5. Годишни потреби на енергија за балансирање од РВФ – пример 3

$P_{\text{ВЕЦ}}$ (MW)		Област 1		Област 2		Област 3		Систем	
		W_{up} (GWh)	W_{down} (GWh)	W_{up} (GWh)	W_{down} (GWh)	W_{up} (GWh)	W_{down} (GWh)	W_{up} (GWh)	W_{down} (GWh)
0	Средна вредност	112.70	112.94	112.17	112.62	110.05	109.76	250.29	250.67
	ст. дев (%)	1.03	1.01	1.13	1.12	1.19	1.28	0.83	0.85
200	Средна вредност	113.34	113.15	125.30	125.00	106.69	106.64	250.47	249.93
	ст. дев (%)	1.19	1.21	1.16	1.25	1.19	1.15	0.92	0.91
400	Средна вредност	113.30	114.04	156.72	158.21	104.38	104.20	266.57	269.73
	ст. дев (%)	1.14	1.14	1.41	1.44	1.21	1.17	1.05	1.05

Интервалот на доверба на добиените вредности со симулација Монте Карло за број на експерименти $n > 30$, со веројатност од 99.9% е даден со следниот израз [55]:

$$\left(\bar{X} - \frac{3.31 \cdot \sigma}{\sqrt{n}}, \bar{X} + \frac{3.31 \cdot \sigma}{\sqrt{n}} \right), \quad (6.1)$$

каде што \bar{X} е средна вредност на добиените вредности, а σ е стандардната девијација.

Од (6.1) се добива дека интервалот на доверливост за веројатност 99.9% е со радиус помал од $\pm 0.5\%$ од добиените вредности за сите резултати во табелата 6.5.

Во сценариото без ВЕЦ областите 1 и 2 количината на потребната енергија за балансирање е практично иста, бидејќи нема разлики помеѓу овие две области. Во третата област енергијата за балансирање е нешто помала бидејќи е помал бројот на производни единици кои се во погон. Ако активирањето на РВФ за сите три области се разгледува заедно се добива енергија која е помала од збирот на активираните енергии во одделните области.

Од останатите сценарија се гледа дека со зголемување на моќноста на ВЕЦ се зголемува потребата на енергија за балансирање во област 2, додека во останатите две области нема промени.

Од добиените резултати се гледа дека прикажаната симулација може да се користи за прогноза на потребата од енергија за балансирање, во услови кога се настојува да се зголеми учеството на обновливите извори на енергија во вкупното производство на електрична енергија.

7. ЗАКЛУЧОК

Во овој труд е претставен нов метод за оптимално активирање на резерви применлив во пазарите на балансна енергија. Овој метод ја користи постапката за оптимални текови на моќност со која се овозможува уважување на ограничувањата што произлегуваат од карактеристиките на преносната мрежа.

Во трудот се објаснети механизмите за регулација на фреквенција во интерконектираните ЕЕС. Притоа е образложена потребата за одржување на резерви за регулација на фреквенцијата коишто се активираат со цел да се постигне баланс помеѓу производството и потрошувачката на електрична енергија и враќање на фреквенцијата на нејзината номинална вредност.

Понатаму е разгледуван комерцијалниот аспект на обезбедувањето на услугите за регулација и е прикажана потребата за пазарите на овие услуги, како и нивно интегрирање на регионално ниво. Опфатени се и техничките прашања во процесите на размена, споделување и прекугранично активирање на резерви за регулација на фреквенција, чија имплементација е неопходна за овозможување на ефикасно функционирање на пазарите на балансна енергија.

Придонесот на предложениот метод е во рамките на функционирањето на пазарот на балансна енергија на регионално ниво, каде од особено значење е уважувањето на ограниченоста на преносниот капацитет на мрежата во процесот на активирање на понуди. Бидејќи методот се заснова на постапката на пресметка на оптимални текови на моќности, во трудот е прикажан и принципот на функционирање на оваа постапка и е даден осврт на различните начини на моделирање на ограничувањата од преносната мрежа. Притоа, како најпогоден е избран еднонасочниот модел за пресметка на распределба на моќности во преносните ЕЕС.

Во рамките на предложениот метод е разработена и симулација на пазар на електрична енергија и симулација на дебаланси на моќност во одделните контролни области на еден ЕЕС.

За предложениот метод може да се заклучи следново:

- методот претставува ефикасен начин на определување на активирани понуди на пазарот на балансна енергија;
- методот може да се користи во регионални пазари на балансна енергија кои се состојат од две или повеќе контролни зони;
- методот може да се користи при примена на постапката на нетирање на дебаланси;
- методот овозможува почитување на ограничувањата од преносната мрежа и задоволување на критериумот за сигурност $N-1$;
- методот овозможува земање предвид на физичките текови на моќност во преносните електроенергетски мрежи во процесот на активирање на резерви на пазарите на балансна енергија, со што се овозможува одржување на високо ниво на сигурност во работата на системот и оптимално искористување на преносните капацитети.

Примената на методот за оптимално активирање на резерви е илустрирана со примери во кои е користена стандардна тест мрежа за вакви типови на анализи. Од резултатите на направените симулации можат да се изведат следните заклучоци:

- процесот на нетирање на дебаланси во еден регион овозможува значително намалување на потребната енергија за балансирање – во примерите тоа намалување достигнува над 20%;
- процесот на регионално балансирање и формирањето на регионални пазари на балансна енергија, заедно со нетирањето на дебаланси, можат да доведат до значително намалување на вкупните трошоци за балансирање во сите области – во примерите тоа намалување достигнува над 30%;
- зголеменото присуство на обновливите извори на енергија (на пример ВЕЦ), предизвикува зголемување на потребите за енергија за балансирање и зголемување на трошоците за балансирање.

Предложениот метод може да се користи за две намени. Првата намена е користење на предложениот метод (или негова модификација) во реално време во пазарот на балансна енергија, т.е. како функција за оптимално активирање на резерви која што е дефинирана во МПБЕ.

Втората намена на методот е симулирање на пазарите на балансна енергија, вклучувајќи ги и симулациите на пазарот на електрична енергија и дебаланси. Со помош на симулацијата може да се процени влијанието на интегрирањето на производството од обновливи извори на енергија во ЕЕС врз трошоците за балансирање. Исто така, постапката може да се користи за изведување на анализи како регионалното интегрирање на пазарите на балансна енергија ќе влијае врз трошоците за балансирање и тековите на моќност во ЕЕС.

8. ЛИТЕРАТУРА

- [1] P. Kundur, Power System Stability and Control. New York: McGrawHill, 1994.
- [2] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control, 2nd ed. New York: Wiley, 1996.
- [3] Momoh, James A. Electric Power System Applications of Optimization. New York: Marcel Dekker, 2001.
- [4] E. Jaggy and A. P. Longley, "Implementation of an AGC-algorithm in different power systems and on different control levels", in Proc. Inst. Elect. Eng. Int. Conf. Power System Monitoring Control, 1991, pp. 162–167.
- [5] N. Jaleeli, L. S. VanSlyck, D. N. Ewart, L. H. Fink, and A. G. Hoffmann, "Understanding automatic generation control", IEEE Trans. Power Syst., vol. 7, no. 3, pp. 1106–1122, Aug. 1992
- [6] UCTE Operation Handbook, P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, 2004. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_1_final.pdf
- [7] Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), Framework Guidelines on System Operation, July 2011.
- [8] ENTSO-E, "Network Code on Load-Frequency Control and Reserves", 28 June 2013. https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/LCFR/130628-NC_LFCR-Issue1.pdf
- [9] Commission regulation (EU), on establishing a guideline on electricity balancing, Final Version, 16 March 2017 https://www.entsoe.eu/Documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/Informal_Service_Level_EBGL_16-03-2017_Final.pdf
- [10] Electricity Coordinating Center Ltd. "Impact Assessment of Regional Balancing Integration in the Southeast European Electricity Market – Final Report", Belgrade 5th December 2014.
- [11] Ove S. Grande, Gerard Doorman, Daniel Huertas Hernando, Stephan Jahnert, Hossein Fahramand: "Alternative schemes for exchange of balancing resources between separate synchronous systems in Northern Europe", SINTEF Energy Research, August 2011.
- [12] Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/45/EC.
- [13] Д. Рајичиќ, Р. Талески, *Методи за анализа на електроенергетските системи*, Електротехнички факултет, Скопје, 1996.
- [14] М. Тодоровски, Р. Ачковски, *Режими на работа на ЕЕС*, Факултет за електротехника и информациски технологии, Скопје 2015.
- [15] D. Kirschen, G. Strbac, "Fundamentals of Power System Economics", John Wiley & Sons Ltd, 2004.
- [16] Р. К. Ачковски, „Високонапонски мрежи и системи“, Електротехнички факултет, Скопје 1995.
- [17] ENTSO-E. Operational Reserve Ad Hoc Team Report (AHT-Report). June 2012
- [18] Y. Gebrekiros and G. Doorman, "Balancing energy market integration in Northern Europe — Modeling and case study“, 2014 IEEE PES General Meeting / Conference & Exposition, National Harbor, MD, 2014, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2014.6939477
- [19] Y. Gebrekiros, G. Doorman, S. Jaehnert and H. Farahmand, "Balancing energy market integration considering grid constraints," 2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven, 2015, pp. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2015.7232410

- [20] I. Avramiotis-Falireas, Haoyuan Qu, F. Abbaspourtorbati and M. Zima, "The importance of accurate transmission system model for cross-border exchange of balancing energy," *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Porto, 2016, pp. 1-4. doi: 10.1109/EEM.2016.7521328
- [21] K. Van den Bergh, K. Bruninx, E. Delarue, "Cross-border reserve markets: network constraints in cross-border reserve procurement", *Energy Policy*, vol. 115, pp. 193-205, February 2018, [Available Online]
- [22] Petar Krstevski, Aleksandra Krkoleva-Mateska, Jordanco Angelov, Vesna Borozan, Rubin Taleski: Regional Transmission Network Modelling for Facilitating Congestion Management, *Przeglad Elektrotechniczny*, no. 06/2015, pp. 65 – 68, doi:10.15199/48.2015.06.11
- [23] P. Krstevski, J. Angelov, R. Taleski, A. Krkoleva, K. Naumoski and A. Paunoski „Facilitating DACF by Implementation of Integrated Software Solutions“, 9th International Conference on the European Energy Market 2012, Florence, Italy, 10-12 May 2012, doi: 10.1109/EEM.2012.6254731
- [24] P. Krstevski, R. Taleski, J. Angelov, A. Krkoleva, K. Naumoski, A. Paunoski, "Creation of regional electric transmission network models by using database related software solution" „Advanced Aspects of Theoretical Electrical Engineering Sozopol '2012" Sozopol, Bulgaria, 07.09.12 - 09.09.12.
- [25] P. Krstevski, J. Angelov, A. Krkoleva, K. Naumoski, A. Paunoski, N. Sijakovic, R. Taleski, V. Borozan, "Regional Transmission Network Modeling for Power Flow Analysis", POEM, Limassol Cyprus, 19-21 November 2012.
- [26] Illinois Center for a Smarter Electric Grid (ICSEG), IEEE 96-RTS Test System: <http://icseg.iti.illinois.edu/power-cases/ieee-96-rts-test-system/>
- [27] J. Carpentier, "Contribution a l'Etude du Dispatching Economique", *Bull. Soc. Francaise des Electriciens*, vol. 3, pp. 431–447, Aug. 1962.
- [28] G.F.Reid, L. Hasdorf. Economic dispatch using quadratic programming. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol: PAS-92, pp: 2015-2023, 1973
- [29] O. Alsaç and B. Stott, "Optimal load flow with steady-state security", *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-93, no. 3, pp. 745–751, May 1974.
- [30] Burchett R C, H. H. Happ, Vierath D R, Quadratic ally Convergent Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. Vol: PAS-103, pp: 3267-3276, 1984.
- [31] B. Stott, O. Alsaç, and A. Monticelli, "Security analysis and optimization", *Proc. IEEE*, vol. 75, no. 12, pp. 1623–1644, Dec. 1987.
- [32] A. J. Monticelli, M. V. P. Pereira, and S. Granville: "Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 2, no. 1, pp. 175–182, Feb. 1987.
- [33] D.Gan, R. Thomas, R. Zimmerman: "Stability-Constrained Optimal Power Flow", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.15, No.2, May 2000, pp. 535-540.
- [34] N. Grudin, "Reactive power optimization using successive quadratic programming method", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 13, no. 4, pp. 1219-1225, Nov. 1998.
- [35] J. A. Momoh, "A generalized quadratic-based model for optimal power flow", *IEEE International Conference on Systems, Man and Cybernetics*, 1989. Conference Proceedings, pp. 261- 267.1989
- [36] J. A. Momoh, R. A. Austin, R. Adapa: "Application of Interior Point Method to Economic Dispatch", *IEEE International Conference on Systems Man & Cybernetics*, 1992.
- [37] Kralj B., Rajakovic N.: Multi-objective programming in power system optimization: new approach to generator maintenance scheduling, *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, 16, (4), pp. 211–220, 1994.

- [38] R. Storn and K. Price, Differential evolution-a simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces, Int. Comput. Sci. Inst., Berkeley, CA, Tech. Rep., 1995.
- [39] Xiaohong Guan, W.H. Liu, Alex D. Papalexopoulos. "Application of a fuzzy set method in an optimal power flow". Electric Power Systems Research, Vol.34, pp. 11-18, 1995
- [40] J. Kennedy and R. Eberhart, Swarm Intelligence, Morgan Kaufmann Publishers, 2001.
- [41] T. S. Chung and Y. Z. Li, "A hybrid GA approach for OPF with consideration of FACTS devices", IEEE Power Engineering Review, pp. 47-50, Feb. 2001.
- [42] Bakirtzis, A. G. Biskas, P. N. Zoumas, C. E. Petridis, V. Optimal Power Flow by Enhanced Genetic Algorithm, Power Engineering Review, IEEE, 2002
- [43] J. B. Park, K. S. Lee, J. R. Shin, and K. Y. Lee, "A Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch With Nonsmooth Cost Functions", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 20, No. 1, pp. 34-42, 2005.
- [44] M. A. Abido, "Multiobjective Evolutionary Algorithms for Electric Power Dispatch Problem" IEEE Trans. on Evolutionary Computations, Vol. 10, No. 3, pp. 315-329, June 2006.
- [45] A. I. Selvakumar and K. Thanushkodi, "A New particle Swarm Optimization Solution to Nonconvex Economic Dispatch Problems", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 22, No. 1, pp. 42-51, 2007
- [46] M. A. Abido, "Multiobjective particle swarm optimization for optimal power flow problem", Power System Conference, MEPCON 2008. 12th International Middle East, 12-15 March 2008.
- [47] H. R. Cai, C. Y. Chung, and K. P. Wong, Application of Differential Evolution Algorithm for Transient Stability Constrained Optimal Power Flow, IEEE Trans. on Power Systems, VOL. 23, NO. 2, May, 2008
- [48] A. Monticelli, M. V. F. Pereira and S. Granville, "Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling," in IEEE Power Engineering Review, vol. PER-7, no. 2, pp. 43-44, Feb. 1987. doi: 10.1109/MPER.1987.5527553
- [49] J. Carpentier and P. Bornard, "Towards an integrated secure optimal operation of power systems," 1991 International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-91., 1991, pp. 1-16 vol.1.
- [50] F. Capitanescu, M. Glavic, D. Ernst, and L. Wehenkel. Contingency Filtering Techniques for Preventive Security-Constrained Optimal Power Flow. IEEE Transactions on Power Systems, 22(4):1690-1697, Nov 2007.
- [51] F. Capitanescu, J.L. Martinez Ramos, P. Panciatici, D. Kirschen, A. Marano Marcolini, L. Platbrood, and L. Wehenkel. "State-of-the-art, challenges, and future trends in security constrained optimal power flow", Electric Power Systems Research, 81(8):1731-1741, August 2011.
- [52] Liang Che, X. Zhang and Z. Li, "A comparative study of preventive security-constrained optimal power flow," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), Boston, MA, 2016, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM.2016.7742040
- [53] M. R. Babu and D. Harini, "LP based solution for Security Constrained Optimal Power Flow," 2016 Second International Conference on Science Technology Engineering and Management (ICONSTEM), Chennai, 2016, pp. 355-359. doi: 10.1109/ICONSTEM.2016.7560976
- [54] V. Saplamidis, "Nonlinear Security Constrained Optimal Power Flow for Combined AC and HVDC Grids", Master Thesis, EEH Power Systems Laboratory, ETH Zurich, 2014.
- [55] Р. Ачковски. „Прилог кон методите за планирање на развојот на ЕЕС со примена на симулацијата Монте Карло“. Докторска дисертација, Универзитет „Кирил и Методиј“, Електротехнички факултет, Скопје 1989.

- [56] J. Lei, C. Wan, H. Chen, H. Ge and Z. Wang, "Studies on algorithms of power system probabilistic production simulation considering wind farms," *2014 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Hong Kong, 2014, pp. 1-6. doi: 10.1109/APPEEC.2014.7066081
- [57] K. Zheng, J. Liu, S. Xin and J. Zhang, "Simulation of wind power time series based on the MCMC method," *2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Changsha, 2015, pp. 187-191. doi: 10.1109/DRPT.2015.7432262
- [58] B. C. Gu et al., "Quasi-Monte Carlo simulation based economic dispatch with wind power integrated," *2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia)*, Melbourne, VIC, 2016, pp. 264-269. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2016.7796396
- [59] M. Turcik, I. Oleinikova and M. Kolcun, "Wind power simulation in power system planning tasks," *2013 IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, 2013, pp. 1-6. doi: 10.1109/PTC.2013.6652225
- [60] Zuwei Yu and A. Tuzuner, "Wind speed modeling and energy production simulation with Weibull sampling," *2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century*, Pittsburgh, PA, 2008, pp. 1-6. doi: 10.1109/PES.2008.4596166
- [61] Camilo Carrillo, José Cidrás, Eloy Díaz-Dorado and Andrés Felipe Obando-Montaña, "An Approach to Determine the Weibull Parameters for Wind Energy Analysis: The Case of Galicia (Spain)", *Energies* 2014, 7, 2676-2700; doi: 10.3390/en7042676
- [62] H. Bludszweit, J. A. Dominguez-Navarro and A. Llombart, "Statistical Analysis of Wind Power Forecast Error," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 983-991, Aug. 2008. doi: 10.1109/TPWRS.2008.922526
- [63] B. M. Hodge and M. Milligan, "Wind power forecasting error distributions over multiple timescales," *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, 2011, pp. 1-8. doi: 10.1109/PES.2011.6039388
- [64] Euphemia public description, Price Coupling of Regions. Available: <http://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/pcr/euphemia-publicdocumentation.pdf>.
- [65] COSMOS description, CWE Market Coupling algorithm. Available: http://static.epexspot.com/document/20015/COSMOS_public_description.pdf
- [66] Trilateral Market Coupling, Introduction. Available: https://www.epexspot.com/document/3827/060322_RefGroupsTLCAAlgorithm.pdf
- [67] BELPEX, APX, Powernext, "Trilateral Market Coupling Algorithm". Available: http://www.belpex.be/wpcontent/uploads/20101109_Market_Segment_Procedure_Annex_5.pdf
- [68] Zhifeng Qiu, G. Deconinck and R. Belmans, "A literature survey of Optimal Power Flow problems in the electricity market context", *2009 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition*, Seattle, WA, 2009, pp. 1-6.
- [69] Todorovski, M., and Ačkovski, R. (2015), "Reduction of PTDF matrix and its application in DC optimal power flow", *International Transactions in Electrical Energy Systems*, 25, 1848–1859. doi: 10.1002/etep.1936.
- [70] J. Angelov, R. Taleski, J. Vuletic, M. Todorovski, P. Krstevski and A. K. Mateska, "Application of reduced PTDF matrix in iterative modified DC network model for cross-border capacity calculation with consideration of reactive power flow constraints," *IEEE EUROCON 2017 - 17th International Conference on Smart Technologies*, Ohrid, 2017, pp. 437-442. doi: 10.1109/EUROCON.2017.8011148

- [71] H. Wang, C. E. Murillo-Sanchez, R. D. Zimmerman and R. J. Thomas, "On Computational Issues of Market-Based Optimal Power Flow", in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1185-1193, Aug. 2007. doi: 10.1109/TPWRS.2007.901301
- [72] P. Krstevski, V. Borozan, A. Krkoleva Mateska, A. B. Skanlund, M.H. Rennesund, J. Wolst, J. Angelov, E. Magnus, R. Taleski: "Investigating the Conditions for Establishing a Regional Power Exchange" *12th International Conference on the European Energy Market 2015*, Lisbon, Portugal, 19-22 May 2015, doi: 10.1109/EEM.2015.7216728
- [73] A. Ivanova, A. K. Mateska, P. Krstevski and J. L. D. García, "Possibilities for Wind Operators Participating in Markets for Frequency Support Services," *IEEE EUROCON 2017 -17th International Conference on Smart Technologies*, Ohrid, 2017, pp. 822-827. doi: 10.1109/EUROCON.2017.8011225
- [74] A. Ivanova, P. Krstevski, A. K. Mateska, "Assessment of Frequency Support Services and Procurement Methods in Continental Europe and Republic of Macedonia", *Journal of Electrical Engineering and Information Technologies - JEEIT*, [S.l.], v. 2, n. 1, p. 25-31, July 2017. ISSN 2545-4269.
- [75] J. D. Sprey, T. Drees, D. vom Stein and A. Moser, "Impact of balancing energy on network congestions," *2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lisbon, 2015, pp. 1-6. doi: 10.1109/EEM.2015.7216692

9. ПРИЛОГ

9.1. ПОДАТОЦИ ПО ЈАЗЛИ ЗА ТЕСТ МРЕЖА IEEE RTS 96

#	Јазол	Име	Тип	P_p (MW)	Q_p (MW)	G_s (p.u.)	B_s (p.u.)	област	U_n (kV)	U_{max} (p.u.)	U_{min} (p.u.)
1	101	Abel	2	108.0	22.0	0	0	1	138	1.05	0.95
2	102	Adams	2	97.0	20.0	0	0	1	138	1.05	0.95
3	103	Adler	1	180.0	37.0	0	0	1	138	1.05	0.95
4	104	Agricola	1	74.0	15.0	0	0	1	138	1.05	0.95
5	105	Aiken	1	71.0	14.0	0	0	1	138	1.05	0.95
6	106	Alber	1	136.0	28.0	0	0	1	138	1.05	0.95
7	107	Alder	2	125.0	25.0	0	0	1	138	1.05	0.95
8	108	Alger	1	171.0	35.0	0	0	1	138	1.05	0.95
9	109	Ali	1	175.0	36.0	0	0	1	138	1.05	0.95
10	110	Allen	1	195.0	40.0	0	0	1	138	1.05	0.95
11	111	Anna	1	0.0	0.0	0	0	1	230	1.05	0.95
12	112	Archer	1	0.0	0.0	0	0	1	230	1.05	0.95
13	113	Arne	3	265.0	54.0	0	0	1	230	1.05	0.95
14	114	Arnold	2	194.0	39.0	0	0	1	230	1.05	0.95
15	115	Arthur	2	317.0	64.0	0	0	1	230	1.05	0.95
16	116	Asser	2	100.0	20.0	0	0	1	230	1.05	0.95
17	117	Aston	1	0.0	0.0	0	0	1	230	1.05	0.95
18	118	Astor	2	333.0	68.0	0	0	1	230	1.05	0.95
19	119	Attar	1	181.0	37.0	0	0	1	230	1.05	0.95
20	120	Attila	1	128.0	26.0	0	0	1	230	1.05	0.95
21	121	Attlee	2	0.0	0.0	0	0	1	230	1.05	0.95
22	122	Aubrey	2	0.0	0.0	0	0	1	230	1.05	0.95
23	123	Austen	2	0.0	0.0	0	0	1	230	1.05	0.95
24	124	Avery	1	0.0	0.0	0	0	1	230	1.05	0.95
25	201	Bach	2	108.0	22.0	0	0	2	138	1.05	0.95
26	202	Bacon	2	97.0	20.0	0	0	2	138	1.05	0.95
27	203	Baffin	1	180.0	37.0	0	0	2	138	1.05	0.95
28	204	Bailey	1	74.0	15.0	0	0	2	138	1.05	0.95
29	205	Bain	1	71.0	14.0	0	0	2	138	1.05	0.95
30	206	Bajer	1	136.0	28.0	0	1	2	138	1.05	0.95
31	207	Baker	2	125.0	25.0	0	0	2	138	1.05	0.95
32	208	Balch	1	171.0	35.0	0	0	2	138	1.05	0.95
33	209	Balzac	1	175.0	36.0	0	0	2	138	1.05	0.95
34	210	Banks	1	195.0	40.0	0	0	2	138	1.05	0.95
35	211	Bardeen	1	0.0	0.0	0	0	2	230	1.05	0.95
36	212	Barkla	1	0.0	0.0	0	0	2	230	1.05	0.95
37	213	Barlow	2	265.0	54.0	0	0	2	230	1.05	0.95
38	214	Barry	2	194.0	39.0	0	0	2	230	1.05	0.95
39	215	Barton	2	317.0	64.0	0	0	2	230	1.05	0.95
40	216	Basov	2	100.0	20.0	0	0	2	230	1.05	0.95
41	217	Bates	1	0.0	0.0	0	0	2	230	1.05	0.95

#	Јазол	Име	Тип	P_p (MW)	Q_p (MW)	G_s (p.u.)	B_s (p.u.)	област	U_n (kV)	U_{max} (p.u.)	U_{min} (p.u.)
42	218	Bayle	2	333.0	68.0	0	0	2	230	1.05	0.95
43	219	Bede	1	181.0	37.0	0	0	2	230	1.05	0.95
44	220	Beethoven	1	128.0	26.0	0	0	2	230	1.05	0.95
45	221	Behring	2	0.0	0.0	0	0	2	230	1.05	0.95
46	222	Bell	2	0.0	0.0	0	0	2	230	1.05	0.95
47	223	Bloch	2	0.0	0.0	0	0	2	230	1.05	0.95
48	224	Bordet	1	0.0	0.0	0	0	2	230	1.05	0.95
49	301	Cabell	2	108.0	22.0	0	0	3	138	1.05	0.95
50	302	Cabot	2	97.0	20.0	0	0	3	138	1.05	0.95
51	303	Caesar	1	180.0	37.0	0	0	3	138	1.05	0.95
52	304	Caine	1	74.0	15.0	0	0	3	138	1.05	0.95
53	305	Calvin	1	71.0	14.0	0	0	3	138	1.05	0.95
54	306	Camus	1	136.0	28.0	0	1	3	138	1.05	0.95
55	307	Carew	2	125.0	25.0	0	0	3	138	1.05	0.95
56	308	Carrel	1	171.0	35.0	0	0	3	138	1.05	0.95
57	309	Carter	1	175.0	36.0	0	0	3	138	1.05	0.95
58	310	Caruso	1	195.0	40.0	0	0	3	138	1.05	0.95
59	311	Cary	1	0.0	0.0	0	0	3	230	1.05	0.95
60	312	Caxton	1	0.0	0.0	0	0	3	230	1.05	0.95
61	313	Cecil	2	265.0	54.0	0	0	3	230	1.05	0.95
62	314	Chain	2	194.0	39.0	0	0	3	230	1.05	0.95
63	315	Chase	2	317.0	64.0	0	0	3	230	1.05	0.95
64	316	Chifa	2	100.0	20.0	0	0	3	230	1.05	0.95
65	317	Chuhsi	1	0.0	0.0	0	0	3	230	1.05	0.95
66	318	Clark	2	333.0	68.0	0	0	3	230	1.05	0.95
67	319	Clay	1	181.0	37.0	0	0	3	230	1.05	0.95
68	320	Clive	1	128.0	26.0	0	0	3	230	1.05	0.95
69	321	Cobb	2	0.0	0.0	0	0	3	230	1.05	0.95
70	322	Cole	2	0.0	0.0	0	0	3	230	1.05	0.95
71	323	Comte	2	0.0	0.0	0	0	3	230	1.05	0.95
72	324	Curie	1	0.0	0.0	0	0	3	230	1.05	0.95
73	325	Curtiss	1	0.0	0.0	0	0	3	230	1.05	0.95

9.2. ПОДАТОЦИ ПО ГРАНКИ ЗА ТЕСТ МРЕЖА IEEE RTS 96

ID	Почетен јазол	Краен јазол	L (miles)	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	S_{max} (MVA) (осн. сценарио)	S_{max} (MVA) (сценарио со испад)	m_{tr} (p.u.)
A1	101	102	3	0.003	0.014	0.461	175	200	0
A2	101	103	55	0.055	0.211	0.057	175	220	0
A3	101	105	22	0.022	0.085	0.023	175	220	0
A4	102	104	33	0.033	0.127	0.034	175	220	0
A5	102	106	50	0.05	0.192	0.052	175	220	0
A6	103	109	31	0.031	0.119	0.032	175	220	0
A7	103	124	0	0.002	0.084	0	400	600	1.015
A8	104	109	27	0.027	0.104	0.028	175	220	0

ID	Почетен јазол	Краен јазол	<i>L</i> (miles)	<i>R</i> (p.u.)	<i>X</i> (p.u.)	<i>B</i> (p.u.)	<i>S</i> _{max} (MVA) (осн. сценарио)	<i>S</i> _{max} (MVA) (сценарио со испад)	<i>m</i> _{tr} (p.u.)
A9	105	110	23	0.023	0.088	0.024	175	220	0
A10	106	110	16	0.014	0.061	2.459	175	200	0
A11	107	108	16	0.016	0.061	0.017	175	220	0
AB1	107	203	42	0.042	0.161	0.044	175	220	0
A12-1	108	109	43	0.043	0.165	0.045	175	220	0
A13-2	108	110	43	0.043	0.165	0.045	175	220	0
A14	109	111	0	0.002	0.084	0	400	600	1.03
A15	109	112	0	0.002	0.084	0	400	600	1.03
A16	110	111	0	0.002	0.084	0	400	600	1.015
A17	110	112	0	0.002	0.084	0	400	600	1.015
A18	111	113	33	0.006	0.048	0.1	500	625	0
A19	111	114	29	0.005	0.042	0.088	500	625	0
A20	112	113	33	0.006	0.048	0.1	500	625	0
A21	112	123	67	0.012	0.097	0.203	500	625	0
A22	113	123	60	0.011	0.087	0.182	500	625	0
AB2	113	215	52	0.01	0.075	0.158	500	625	0
A23	114	116	27	0.005	0.059	0.082	500	625	0
A24	115	116	12	0.002	0.017	0.036	500	625	0
A25-1	115	121	34	0.006	0.049	0.103	500	625	0
A25-2	115	121	34	0.006	0.049	0.103	500	625	0
A26	115	124	36	0.007	0.052	0.109	500	625	0
A27	116	117	18	0.003	0.026	0.055	500	625	0
A28	116	119	16	0.003	0.023	0.049	500	625	0
A29	117	118	10	0.002	0.014	0.03	500	625	0
A30	117	122	73	0.014	0.105	0.221	500	625	0
A31-1	118	121	18	0.003	0.026	0.055	500	625	0
A31-2	118	121	18	0.003	0.026	0.055	500	625	0
A32-1	119	120	27.5	0.005	0.04	0.083	500	625	0
A32-2	119	120	27.5	0.005	0.04	0.083	500	625	0
A33-1	120	123	15	0.003	0.022	0.046	500	625	0
A33-2	120	123	15	0.003	0.022	0.046	500	625	0
A34	121	122	47	0.009	0.068	0.142	500	625	0
AB3	123	217	51	0.01	0.074	0.155	500	625	0
B1	201	202	3	0.003	0.014	0.461	175	200	0
B2	201	203	55	0.055	0.211	0.057	175	220	0
B3	201	205	22	0.022	0.085	0.023	175	220	0
B4	202	204	33	0.033	0.127	0.034	175	220	0
B5	202	206	50	0.05	0.192	0.052	175	220	0
B6	203	209	31	0.031	0.119	0.032	175	220	0
B7	203	224	0	0.002	0.084	0	400	600	1.015
B8	204	209	27	0.027	0.104	0.028	175	220	0
B9	205	210	23	0.023	0.088	0.024	175	220	0
B10	206	210	16	0.014	0.061	2.459	175	200	0

ID	Почетен јазол	Краен јазол	L (miles)	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	S_{max} (MVA) (осн. сценарио)	S_{max} (MVA) (сценарио со испад)	m_{tr} (p.u.)
B11-1	207	208	16	0.016	0.061	0.017	175	220	0
B11-2	207	208	16	0.016	0.061	0.017	175	220	0
B12-1	208	209	43	0.043	0.165	0.045	175	220	0
B13-2	208	210	43	0.043	0.165	0.045	175	220	0
B14	209	211	0	0.002	0.084	0	400	600	1.03
B15	209	212	0	0.002	0.084	0	400	600	1.03
B16	210	211	0	0.002	0.084	0	400	600	1.015
B17	210	212	0	0.002	0.084	0	400	600	1.015
B18	211	213	33	0.006	0.048	0.1	500	625	0
B19	211	214	29	0.005	0.042	0.088	500	625	0
B20	212	213	33	0.006	0.048	0.1	500	625	0
B21	212	223	67	0.012	0.097	0.203	500	625	0
B22	213	223	60	0.011	0.087	0.182	500	625	0
B23	214	216	27	0.005	0.059	0.082	500	625	0
B24	215	216	12	0.002	0.017	0.036	500	625	0
B25-1	215	221	34	0.006	0.049	0.103	500	625	0
B25-2	215	221	34	0.006	0.049	0.103	500	625	0
B26	215	224	36	0.007	0.052	0.109	500	625	0
B27	216	217	18	0.003	0.026	0.055	500	625	0
B28	216	219	16	0.003	0.023	0.049	500	625	0
B29	217	218	10	0.002	0.014	0.03	500	625	0
B30	217	222	73	0.014	0.105	0.221	500	625	0
B31-1	218	221	18	0.003	0.026	0.055	500	625	0
B31-2	218	221	18	0.003	0.026	0.055	500	625	0
B32-1	219	220	27.5	0.005	0.04	0.083	500	625	0
B32-2	219	220	27.5	0.005	0.04	0.083	500	625	0
B33-1	220	223	15	0.003	0.022	0.046	500	625	0
B33-2	220	223	15	0.003	0.022	0.046	500	625	0
B34	221	222	47	0.009	0.068	0.142	500	625	0
C1	301	302	3	0.003	0.014	0.461	175	200	0
C2	301	303	55	0.055	0.211	0.057	175	220	0
C3	301	305	22	0.022	0.085	0.023	175	220	0
C4	302	304	33	0.033	0.127	0.034	175	220	0
C5	302	306	50	0.05	0.192	0.052	175	220	0
C6	303	309	31	0.031	0.119	0.032	175	220	0
C7	303	324	0	0.002	0.084	0	400	600	1.015
C8	304	309	27	0.027	0.104	0.028	175	220	0
C9	305	310	23	0.023	0.088	0.024	175	220	0
C10	306	310	16	0.014	0.061	2.459	175	200	0
C11-1	307	308	16	0.016	0.061	0.017	175	220	0
C11-2	307	308	16	0.016	0.061	0.017	175	220	0
C12-1	308	309	43	0.043	0.165	0.045	175	220	0
C13-2	308	310	43	0.043	0.165	0.045	175	220	0

ID	Почетен јазол	Краен јазол	L (miles)	R (p.u.)	X (p.u.)	B (p.u.)	S_{max} (MVA) (осн. сценарио)	S_{max} (MVA) (сценарио со испад)	m_{tr} (p.u.)
C14	309	311	0	0.002	0.084	0	400	600	1.03
C15	309	312	0	0.002	0.084	0	400	600	1.03
C16	310	311	0	0.002	0.084	0	400	600	1.015
C17	310	312	0	0.002	0.084	0	400	600	1.015
C18	311	313	33	0.006	0.048	0.1	500	625	0
C19	311	314	29	0.005	0.042	0.088	500	625	0
C20	312	313	33	0.006	0.048	0.1	500	625	0
C21	312	323	67	0.012	0.097	0.203	500	625	0
C22	313	323	60	0.011	0.087	0.182	500	625	0
C23	314	316	27	0.005	0.059	0.082	500	625	0
C24	315	316	12	0.002	0.017	0.036	500	625	0
C25-1	315	321	34	0.006	0.049	0.103	500	625	0
C25-2	315	321	34	0.006	0.049	0.103	500	625	0
C26	315	324	36	0.007	0.052	0.109	500	625	0
C27	316	317	18	0.003	0.026	0.055	500	625	0
C28	316	319	16	0.003	0.023	0.049	500	625	0
C29	317	318	10	0.002	0.014	0.03	500	625	0
C30	317	322	73	0.014	0.105	0.221	500	625	0
C31-1	318	321	18	0.003	0.026	0.055	500	625	0
C31-2	318	321	18	0.003	0.026	0.055	500	625	0
C32-1	319	320	27.5	0.005	0.04	0.083	500	625	0
C32-2	319	320	27.5	0.005	0.04	0.083	500	625	0
C33-1	320	323	15	0.003	0.022	0.046	500	625	0
C33-2	320	323	15	0.003	0.022	0.046	500	625	0
C34	321	322	47	0.009	0.068	0.142	500	625	0
CA-1	325	121	67	0.012	0.097	0.203	500	625	0
CB-1	318	223	72	0.013	0.104	0.218	500	625	0
C35	323	325	0	0	0.009	0	722	893	1

9.3. ПОДАТОЦИ ЗА ГЕНЕРАТОРИ

Јазол	Тип	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	Q_{max} (Mvar)	Q_{min} (Mvar)	U_g (p.u.)	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	a (\$/h)	b (\$/MWh)	c (\$/MW ² h)
101	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
101	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
101	U76	76	14.1	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
101	U76	76	14.1	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
102	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
102	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
102	U76	76	7	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
102	U76	76	7	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
107	U100	80	17.2	60	0	1.025	100	25	781.521	43.6615	0.052672
107	U100	80	17.2	60	0	1.025	100	25	781.521	43.6615	0.052672

Јазол	Тип	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	Q_{max} (Mvar)	Q_{min} (Mvar)	U_g (p.u.)	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	a (\$/h)	b (\$/MWh)	c (\$/MW ² h)
107	U100	80	17.2	60	0	1.025	100	25	781.521	43.6615	0.052672
113	U197	95.1	40.7	80	0	1.02	197	69	832.7575	48.5804	0.00717
113	U197	95.1	40.7	80	0	1.02	197	69	832.7575	48.5804	0.00717
113	U197	95.1	40.7	80	0	1.02	197	69	832.7575	48.5804	0.00717
114	S. Con.	0	13.7	200	-50	0.98	0	0	0	0	0
115	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
115	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
115	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
115	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
115	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
115	U155	155	0.05	80	-50	1.014	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
116	U155	155	25.22	80	-50	1.017	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
118	U400	400	137.4	200	-50	1.05	400	100	395.3749	4.4231	0.000213
121	U400	400	108.2	200	-50	1.05	400	100	395.3749	4.4231	0.000213
122	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
122	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
122	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
122	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
122	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
122	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
123	U155	155	31.79	80	-50	1.05	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
123	U155	155	31.79	80	-50	1.05	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
123	U350	350	71.78	150	-25	1.05	350	140	665.1094	11.8495	0.004895
201	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
201	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
201	U76	76	14.1	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
201	U76	76	14.1	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
202	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
202	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
202	U76	76	7	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
202	U76	76	7	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
207	U100	80	17.2	60	0	1.025	100	25	781.521	43.6615	0.052672
207	U100	80	17.2	60	0	1.025	100	25	781.521	43.6615	0.052672
207	U100	80	17.2	60	0	1.025	100	25	781.521	43.6615	0.052672
213	U197	95.1	40.7	80	0	1.02	197	69	832.7575	48.5804	0.00717
213	U197	95.1	40.7	80	0	1.02	197	69	832.7575	48.5804	0.00717
213	U197	95.1	40.7	80	0	1.02	197	69	832.7575	48.5804	0.00717
214	S. Con.	0	13.68	200	-50	0.98	0	0	0	0	0
215	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
215	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
215	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
215	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
215	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
215	U155	155	0.048	80	-50	1.014	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
216	U155	155	25.22	80	-50	1.017	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342

Јазол	Тип	P_g (MW)	Q_g (Mvar)	Q_{max} (Mvar)	Q_{min} (Mvar)	U_g (p.u.)	P_{max} (MW)	P_{min} (MW)	a (\$/h)	b (\$/MWh)	c (\$/MW ² h)
218	U400	400	137.4	200	-50	1.05	400	100	395.3749	4.4231	0.000213
221	U400	400	108.2	200	-50	1.05	400	100	395.3749	4.4231	0.000213
222	wind	50	-4.96	16	-10	1.05	100	0	0	0	0
222	wind	50	-4.96	16	-10	1.05	100	0	0	0	0
222	wind	50	-4.96	16	-10	1.05	100	0	0	0	0
222	wind	50	-4.96	16	-10	1.05	100	0	0	0	0
222	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
222	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
223	U155	155	31.79	80	-50	1.05	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
223	U155	155	31.79	80	-50	1.05	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
223	U350	350	71.78	150	-25	1.05	350	140	665.1094	11.8495	0.004895
301	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
301	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
301	U76	76	14.1	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
301	U76	76	14.1	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
302	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
302	U20	10	0	10	0	1.035	20	16	400.6849	130	0
302	U76	76	7	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
302	U76	76	7	30	-25	1.035	76	15.2	212.3076	16.0811	0.014142
307	U100	80	17.2	60	0	1.025	100	25	781.521	43.6615	0.052672
307	U100	80	17.2	60	0	1.025	100	25	781.521	43.6615	0.052672
307	U100	80	17.2	60	0	1.025	100	25	781.521	43.6615	0.052672
313	U197	95.1	40.7	80	0	1.02	197	69	832.7575	48.5804	0.00717
313	U197	95.1	40.7	80	0	1.02	197	69	832.7575	48.5804	0.00717
313	U197	95.1	40.7	80	0	1.02	197	69	832.7575	48.5804	0.00717
314	S.Con.	0	13.68	200	-50	0.98	0	0	0	0	0
315	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
315	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
315	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
315	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
315	U12	12	0	6	0	1.014	12	2.4	86.3852	56.564	0.328412
315	U155	155	0.048	80	-50	1.014	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
316	U155	155	25.22	80	-50	1.017	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
318	U400	400	137.4	200	-50	1.05	400	100	395.3749	4.4231	0.000213
321	U400	400	108.2	200	-50	1.05	400	100	395.3749	4.4231	0.000213
322	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
322	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
322	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
322	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
322	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
322	U50	50	-4.96	16	-10	1.05	50	10	0.001	0.001	0
323	U155	155	31.79	80	-50	1.05	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
323	U155	155	31.79	80	-50	1.05	155	54.3	382.2391	12.3883	0.008342
323	U350	350	71.78	150	-25	1.05	350	140	665.1094	11.8495	0.004895