



УНИВЕРЗИТЕТ У КРАГУЈЕВЦУ
ФАКУЛТЕТ ТЕХНИЧКИХ НАУКА, ЧАЧАК

Мр Алекса Б. Бабић

Нелинеарна оптимизација планирања и
експлоатације електроенергетских система
применом Interior Point алгоритама

Докторска дисертација

Чачак, 2014. године



**УНИВЕРЗИТЕТ У КРАГУЈЕВЦУ
ФАКУЛТЕТ ТЕХНИЧКИХ НАУКА, ЧАЧАК**

**Нелинеарна оптимизација планирања и
експлоатације електроенергетких система
применом Interior Point алгоритама**

Докторска дисертација

Кандидат:

Мр Алекса Б. Бабић, дипл. ел. инж.

Ментор

Проф. др Андрија Т. Сарић, дипл. ел. инж.

Чачак, 2014. године

1. Аутор	
Име и презиме:	Алекса Б. Бабић
Датум и место рођења:	13. 12. 1978. године, Земун
Садашње запослење:	Систем инжењер, South California Edison, Rosemead, California, USA
2. Докторска дисертација	
Наслов:	Нелинеарна оптимизација планирања и експлоатације електроенергетских система применом Interior Point алгоритама
Број страница:	IX+119
Број слика:	40
Број библиографских података:	82
Установа и место где је рад израђен:	Факултет техничких наука, Чачак
Научна област (УДК):	621.31
Ментор:	Проф. др Андрија Т. Сарић
3. Оцена и одбрана	
Датум пријаве теме:	29. 5. 2013. године
Број одлуке и датум прихватања докторске дисертације	15-1467/6 од 11. 9. 2013. год. IV-04-536/6 од 9. 10. 2013. год.
Комисија за оцену подобности теме:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проф. др Владица Мијаиловић, председник Факултет техничких наука, Чачак 2. Проф. др Андрија Сарић, ментор Факултет техничких наука, Чачак 3. Др Саша Стојковић, ванр. проф., члан Факултет техничких наука, Чачак 4. Др Дардан Климента, ванр. проф., члан Факултет техничких наука, Кос. Митровица 5. Др Александар Ранковић, доцент, члан Факултет техничких наука, Чачак
Комисија за оцену и одбрану докторске дисертације:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Проф. др Владица Мијаиловић, председник Факултет техничких наука, Чачак 2. Проф. др Андрија Сарић, ментор Факултет техничких наука, Чачак 3. Др Саша Стојковић, ванр. проф., члан Факултет техничких наука, Чачак 4. Др Дардан Климента, ванр. проф., члан Факултет техничких наука, Кос. Митровица 5. Др Александар Ранковић, доцент, члан Факултет техничких наука, Чачак
Датум одбране дисертације:	

ПРЕДГОВОР

У оквиру докторске дисертације разматрана је проблематика оптимизације тржишта електричне енергије, уважавајући све техничке и истраживачке изазове које та проблематика поставља. У том смислу, нарочито је важно укључивање у моделовање тржишта електричне енергије различитих техничких ограничења (напонска ограничења, ограничења преносних капацитета и друга) и цена које се за то морају платити.

Поред теоријског значаја, истраживања спроведена у докторској дисертацији имају и практичан допринос, који се огледа у имплементацији значајних алгоритамских побољшања у проблем оптималних токова снага дерегулисаних електроенергетских система, генерализацији оптимизације тржишта електричне енергије и помоћних услуга, као и у проблему планирања проширења преносних мрежа у дерегулисаним електроенергетским системима. Предложене методологије су применљиве у америчким типовима тржишта (где се цена електричне енергије обрачунава по чворовима) и европским типовима тржишта (где се повезују мања (зонална) локална тржишта у циљу размене електричне енергије између њих, како би се глобално смањила цена електричне енергије на глобалном тржишту (у интерконекцији)).

У претходном периоду сам био посвећен анализи постојећих знања из ове области, као и синтези закључака кроз чија решења би се генерално унапредиле методе **планирања и експлоатације електроенергетских система**. Поред свог труда, свом ментору *проф. др Андрији Сарићу*, посебно дугујем велику захвалност за актуелни избор теме, брижљиво вођење процеса истраживања, као и за сву неопходну помоћ током вишегодишње заједничке сарадње, која је резултирала овом докторском дисертацијом. Захваљујем се и *доц. др Александру Ранковићу* на сарадњи и помоћи при изради дисертације. Такође, изузетна појединачна захвалност припада и осталим члановима комисије, и то *проф. др Владици Мијаиловићу*, *проф. др Саши Стојковићу* и *проф. др Дардану Клименти*.

Захваљујем се својим родитељима Пави и Боривоју и родбини на бескрајној подршци и разумевању.

Алекса Б. Бабић

РЕЗИМЕ

У докторској дисертацији је коришћен нелинеарни (AC) Примално-Дуални Interior Point (PDIP) алгоритам оптималних токова снага (OPF – “Optimal Power Flow”) за решавање регионалног тржишта електричне енергије са више повезаних ентитета (локалних тржишта). PDIP OPF алгоритам је имплементиран кроз симултано моделовање произвођача и потрошача електричне енергије (описаних понудама блокова продаје/куповине електричне енергије са којима приступају тржишту), при чему се кроз оптимизацију максимизира социјална добит тржишта електричне енергије електроенергетског система (ЕЕС-а).

Извршена је адаптација алгоритма за алокацију губитака трансакцијама за алокацију губитака на поједине чворове и/или произвођаче/потрошаче у ЕЕС-у. Уводећи одређене модификације, ова методологија се може успешно користити за алокацију системских губитака на поједине ентитете у интерконекцији, при чему ентитети могу бити независни оператори система (ISO – “Independent System Operator”) или оператори преносног система (TSO – “Transmission System Operator”). Фактори за алокацију губитака се добијају нумеричком интеграцијом, кроз прорачун разлике губитака између пуног и нултог инјектирања генератора/потрошача, који се добијају прорачуном токова снага за интерконекцију (регионално тржиште) коју чини више повезаних ентитета. Коришћени модел токова снага је нелинеаран, због чега је коришћен итеративни Newton-Raphson-ов модел прорачуна токова снага за различите вредности инјектирања активне снаге [од 1 % (нулто) до 101 % (пуно), дата у односу на базно инјектирање]. Прорачун се спроводи за све производне/потрошачке јединице унутар повезаних ентитета (ISOs или TSOs). Уместо прорачуна фактора којима се задаје пропорционално учешће генератора/потрошача у системским губицима, у свакој грани ЕЕС-а се применом алгоритма интеграционе путање израчунавају промене губитака активне снаге при променама инјектирања генератора/потрошача од нултог до пуног (датих у односу на базе вредности).

Предложена је методологија за прорачун разлика локацијских маргиналних цена (LMP – “Locational Marginal Price”), односно неконзистентности LMP-ова, које се јављају у граничним чворовима између појединих ентитета (локалних тржишта електричне енергије) унутар интерконекције (регионалног тржишта). Као основа прорачуна је коришћен нелинеарни PDIP OPF алгоритам, који уважава комплетан скуп физичких ограничења при оптимизацији. Метода је генерализована на случај више повезаних ентитета, док је она примењена на случај два повезана ентитета. Предложен је и алгоритам за апроксимирање непознатих коефицијената трошковних карактеристика генератора/диспечабилних потрошача у суседним ентитетима. Укупна методологија омогућава свим ентитетима на регионалном тржишту да одреде конзистентне LMP-ове у граничним чворовима. Ограничавањем размене електричне снаге на уговореним вредностима, на регионалном тржишту електричне енергије се спречавају могућа преоптерећења интерконективних водова између индивидуалних ентитета.

Предложен је алгоритам за оптимално планирање проширења преносне мреже, који минимизира трговачки вишак (“Merchandising Surplus”), прорачунат на основу LMP-ова из оптималног решења PDIP OPF алгоритма. Некорелисане и корелисане неизвесности оперативних стања будуће преносне мреже и очекиваних трошковних карактеристика блокова на тржишту електричне енергије су ограничене хипер-елипсоидима, датим у односу на базно PDIP OPF решење, уз претпоставку адитивних неизвесности. Пертурбоване неизвесне тачке унутар хипер-елипсоида су добијене применом алгоритма квази-случајног узорковања. За ове тачке је предложен линеаризовани OPF модел, који се добија на основу базног нелинеарног PDIP OPF решења. Оптимизација се истовремено спроводи за базно стање и изабрани број испада са листе могућих поремећаја. Оптимизација водова и година за проширење преносне мреже је извршена применом не-доминантног сортирања генетским алгоритмом (NSGA-II – “Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II”), где су прираштаји функције задовољства (“Fitness Function”) решења израчунати помоћу предложеног линеаризованог PDIP OPF модела.

Све предложене методологије су верификоване на примеру IEEE тест мреже са 118 чворова, како би се потврдили нумеричка тачност и ефикасност предложених алгоритама.

Кључне речи: Тржиште електричне енергије, Локацијска маргинална цена, Планирање проширења преносне мреже, Хипер-елипсоидна трансформација

A B S T R A C T

In this PhD nonlinear (AC) Primal-Dual Interior Point (PDIP) Optimal Power Flow (OPF) is used to solve the regional spot market with several interconnected utilities (local markets). The PDIP OPF is implemented such that producers and consumers behavior is modeled simultaneously (by submitted bid curves to the power market), while at the same time social welfare is maximized.

An adaptation of transaction loss allocation algorithm to system loss allocation is proposed. By making certain modifications this type of methodology could be used to successfully allocate the power system losses to different utilities within an interconnected power markets, such as Independent System Operator (ISO) or Transmission System Operator (TSO). Loss allocation factors are numerically integrated to calculate a difference in losses between full and null generator/load injection cases in power flow solutions for several interconnected areas (utilities). The used power flow model is highly nonlinear, but this time we solve Newton-Raphson power flow at various active power injection points [from 1 % (null) to 101 % (full) of base case level] until calculation is over for different generation or load entities within different utilities (ISOs or TSOs). Instead of calculating factors to determine the proportional contribution of electric power production/load units to losses, in each individual branch in a power system, the path integration methodology is used to calculate change in active power losses between null to full generation/load levels, where these levels are based on the base condition.

The methodology for solving Locational Marginal Price (LMP) differences (inconsistency of LMPs) that arise at the boundary buses between separate power markets is proposed. The algorithm developed enables us to obtain consistent LMP values at the boundary buses between interconnected utilities. The AC-based PDIP OPF algorithm is applied, with complete set of power system physical limit constraints, to solve a regional spot market. A generalized methodology for multiple utilities case is proposed and later it is practically applied on two interconnected independent entities. The algorithm for approximation of cost coefficients of generators/dispatchable loads for neighboring entities is proposed. The developed algorithm enables participating utilities to obtain LMPs at the boundary buses with other interconnected utilities. By controlling interchange of electric power at the scheduled level, regional spot markets are resolved eliminating possible exercise of market power by individual interconnected utilities.

In this PhD is proposed an algorithm for transmission expansion planning which minimizes the merchandising surplus calculated from optimized AC-based PDIP OPF and later calculated LMPs. Uncorrelated and correlated uncertainties related to operating conditions of the future transmission network and expected costs of the submitted energy bids to the energy market are constrained by bounding hyper-ellipsoid around base case AC-based PDIP OPF solution, with assumption of additive uncertainties. Perturbed uncertain points inside a hyper-ellipsoid are selected by proposed quasi-random sampling algorithm. For these points, the linearized OPF around base case AC-based PDIP OPF solution is proposed. The optimization is performed simultaneously for base case and selected number of contingencies from a contingency list. The Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II) does selection of lines and years for transmission expansion, where the increments of the fitness function are calculated by proposed linearized PDIP OPF model.

All proposed methodologies are tested on the IEEE 118-bus test system to give an insight into numerical accuracy and efficiency of proposed methodologies.

Keywords: Power market, Locational marginal price, Transmission expansion planning, hyper-ellipsoidal transformation

САДРЖАЈ

0	УВОД	1
1	ОПТИМАЛНИ ТОКОВИ СНАГА	6
1.1	Уводна разматрања	6
1.2	Примално-Дуални Interior Point (PDIP) алгоритам са ограничењима типа једнакости и неједнакости	7
1.2.1	Приказ једне итерације Newton-овог поступка	9
1.2.2	Ажурирање променљивих	10
1.2.3	Рачунање дужине корака прималних и дуалних променљивих	10
1.2.4	Ажурирање баријерног параметра	11
1.2.5	Тест конвергенције	12
1.2.6	Селекција почетне тачке	13
1.2.7	Укупан итеративни процес Примално-Дуалног Interior Point (PDIP) алгоритма	13
1.3	Решавање проблема оптималних токова снага са напонским променљивима формулисаним у правоугаоним координатама	14
1.4	Закључна разматрања	18
2	АЛОКАЦИЈА ГУБИТАКА СНАГЕ	22
2.1	Уводна разматрања	22
2.2	Основе поступка алокације губитака	24
2.3	Метод интеграционе путање	25
2.4	Алгоритам за алокацију губитака	27
2.5	Нумерички резултати	28
2.6	Закључна разматрања	30
3	ЛОКАЦИЈСКЕ МАРГИНАЛНЕ ЦЕНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ЧВОРОВИМА УНУТАР И НА ГРАНИЦАМА ТРЖИШНИХ ЕНТИТЕТА	32
3.1	Дефиниција локацијских маргиналних цена	32
3.2	Дефиниција локацијске маргиналне цене на граници и унутар повезаних области	34
3.2.1	“Проблем граница” електроенергетских система	34
3.2.2	Методологија	37
3.2.3	Апроксимација коефицијената трошкова у суседним ентитетима	40
3.2.4	Нумеричка студија “проблема граница”	40
3.3	Компоненте локацијске маргиналне цене	44
3.4	Нумерички резултати	50

3.5	Закључна разматрања	53
4	ПРИМЕНА ЛОКАЦИЈСКИХ МАРГИНАЛНИХ ЦЕНА У ОПТИМАЛНОМ ПЛАНИРАЊУ ПРОШИРЕЊА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ	54
4.1	Уводна разматрања	54
4.2	Формулација проблема оптималног планирања проширења преносне мреже	58
4.3	Третман неизвесности помоћу хипер-елипсоида	62
4.3.1	Основне дефиниције хипер елипсоида	62
4.3.2	Основне дефиниције неизвесности	62
4.4	Линеаризовани модел оптималних токова снага	63
4.5	Алгоритам оптималног планирања проширења преносне мреже	64
4.5.1	Неизвесности улазних података	64
4.5.1.1	<i>Неизвесности везане за оперативне (погонске) услове</i>	<i>64</i>
4.5.1.2	<i>Неизвесности понуда продаје/куповине електричне енергије</i>	<i>65</i>
4.5.1.3	<i>Пројекција хипер-елипсоида у редуковани хипер-простор</i>	<i>66</i>
4.5.1.4	<i>Решавање система линеарних једначина у хипер-елипсоидном домену</i>	<i>66</i>
4.5.1.5	<i>Линеаризовани OPF модел</i>	<i>67</i>
4.5.1.6	<i>Алгоритам добијања квази-случајних узорака унутар хипер-елипсоида</i>	<i>68</i>
4.5.2	Оптимизациони алгоритам	68
4.6	Примена	71
4.6.1	Тест систем од 12 чворова	71
4.6.2	IEEE тест систем од 118 чворова	76
4.7	Закључна разматрања	77
5	ЗАКЉУЧАК	79
6	ЛИТЕРАТУРА	82
7	ДОДАТАК	87
7.1	Основни подаци о тест систему од 12 чворова	87
7.2	Основни подаци о IEEE тест систему од 118 чворова	91
7.3	Компоненте LMP-ова активних и реактивних снага за Случај 4 OPF варијанте дефинисане у <i>Поглављу 1.4</i> на IEEE тест систему од 118 чворова	104
7.4	Компоненте LMP-ова активних и реактивних снага за сва четири случаја дефинисана у <i>Поглављу 1.4</i> за IEEE тест систем од 118 чворова	111
7.5	Упоредни приказ компонената LMP-ова активних и реактивних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом IEEE тест система од 118 чворова	115

Списак слика

<i>Број</i>	<i>Назив</i>	<i>Страна</i>
Слика 1.1:	Дијаграм тока PDIP алгоритма	13
Слика 1.2:	Упоредна конвергенција норме градијента за сва четири анализирана случаја PDIP OPF алгоритма	19
Слика 1.3:	Упоредна конвергенција параметра μ за сва четири анализирана случаја PDIP OPF алгоритма	19
Слика 1.4:	Упоредна конвергенција биланса активне снаге за сва четири случаја PDIP OPF алгоритма	20
Слика 1.5:	Упоредна конвергенција биланса реактивне снаге за сва четири анализирана случаја PDIP OPF алгоритма	20
Слика 1.6:	Упоредна конвергенција биланса размене активне снаге за сва четири анализирана случаја PDIP OPF алгоритма	21
Слика 2.1:	IEEE тест систем од 118 чворова подељен на два тржишна ентитета	29
Слика 3.1:	Интер-регионална координација LMP-ова	38
Слика 3.2:	Алгоритам прорачуна неконзистентних LMP-ова у граничних чворовима на интер-регионалном тржишту електричне енергије (интерконекцији) (“проблем граница”)	39
Слика 3.3:	Део ЕЕС-а величине 118 чворова (само су приказани водови који повезују два тржишна ентитета)	39
Слика 3.4:	Разлике у LMP-овима на “Од чвор” крајевима повезних водова ентитета	43
Слика 3.5:	Разлике у LMP-овима на “До чвор” крајевима повезних водова ентитета	43
Слика 3.6:	LMP-ови активне снаге	51
Слика 3.7:	Компоненте LMP-ова активне снаге са Сликe 3.6	51
Слика 3.8:	LMP-ови реактивне снаге	52
Слика 3.9:	Компоненте LMP-ова реактивне снаге са Сликe 3.8	52
Слика 4.1:	Функционални дијаграм алгоритма оптималног планирања проширења преносне мреже	70
Слика 4.2:	Једнополна шема тест система од 12 чворова	71
Слика 4.3:	Пример три-димензионих пројекција 1000 квази-случајних узорака модула напона чворова у унутрашњости хипер-елипсоида	75
Слика 4.4:	Функција густине расподеле вероватноће (<i>PDF</i>) годишњег (за пету годину) оптимизационог критеријума (<i>MS</i> -а) са уваженим ограничењима преносне мреже за различите бројеве квази-случајних узорака неизвесних улазних података	76
Слика 7.1:	MATLAB улазни подаци за тест систем од 12 чворова	90
Слика 7.2:	MATLAB улазни подаци за IEEE тест систем од 118 чворова	103
Слика 7.3:	Компоненте LMP-ова активне снаге за Случај 1	111
Слика 7.4:	Компоненте LMP-ова реактивне снаге за Случај 1	111
Слика 7.5:	Компоненте LMP-ова активне снаге за Случај 2	112
Слика 7.6:	Компоненте LMP-ова реактивне снаге за Случај 2	112
Слика 7.7:	Компоненте LMP-ова активне снаге за Случај 3	113
Слика 7.8:	Компоненте LMP-ова реактивне снаге за Случај 3	113
Слика 7.9:	Компоненте LMP-ова активне снаге за Случај 4	114
Слика 7.10:	Компоненте LMP-ова реактивне снаге за Случај 4	114

Слика 7.11: Упоредни приказ компонената ЛМР-ова активних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8	115
Слика 7.12: Упоредни приказ компонената ЛМР-ова реактивних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8	115
Слика 7.13: Упоредни приказ компонената ЛМР-а загушења (преносне привидне снаге) у цени активних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8	116
Слика 7.14: Упоредни приказ компонената ЛМР-а загушења (преносне привидне снаге) у цени реактивних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8	116
Слика 7.15: Упоредни приказ компонената ЛМР-а размене снаге у цени активних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8	117
Слика 7.16: Упоредни приказ компонената ЛМР-а размене снаге у цени реактивних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8	117
Слика 7.17: Упоредни приказ компонената ЛМР-а напонског ограничења у цени активних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8	118
Слика 7.18: Упоредни приказ компонената ЛМР-а напонског ограничења у цени реактивних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8	118
Слика 7.19: Упоредни приказ компонената ЛМР-а губитака активне снаге у цени активних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8	119
Слика 7.20: Упоредни приказ компонената ЛМР-а губитака активне снаге у цени реактивних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8	119

Списак табела

<i>Број</i>	<i>Назив</i>	<i>Страна</i>
Табела 2.1:	Апсолутна процентуална разлику у губицима активне снаге за базно стање ЕЕС-а	30
Табела 2.2:	Резултати алокације губитака активне снаге на два тржишна ентитета у интерконекцији (глобалном тржишту електричне енергије)	31
Табела 3.1:	Множачи (Lagrange-ови мултипликатори) једнакости	33
Табела 3.2:	Множачи (Lagrange-ови мултипликатори) неједнакости	33
Табела 3.3:	Преглед основних података за два ентитета у IEEE тест систему	41
Табела 3.4:	Оперативни подаци за Ентитет #1 и Ентитет #2	42
Табела 3.5:	LMP-ови на граничним “Од чвор” и “До чвор” крајевима	42
Табела 4.1:	Улазни подаци о преносним водовима за тест систем од 12 чворова	72
Табела 4.2:	Улазни подаци о генераторима за тест систем од 12 чворова	72
Табела 4.3:	Резултати прорачуна LMP-ови, укупног плаћања за куповину електричне енергије од стране потрошача (<i>CP</i>), укупног плаћање генераторима за продату електричну енергију (<i>GP</i>) и оптимизационог критеријума (<i>MS</i>)	73
Табела 4.4:	Годишње вредности оптимизационог критеријума (<i>MS</i>) у петој години периода планирања за различите сценарије проширења преносне мреже	74
Табела 4.5:	Резултати оптимизације проширења преносне мреже за Сценарио 6 из Табеле 4.4 за тест систем од 12 чворова	75
Табела 4.6:	Сумарни улазни подаци за IEEE тест систем од 118 чворова	77
Табела 7.1:	Подаци о димензијама, броју једначина и неједначина тест система од 12 чворова	90
Табела 7.2:	Подаци о димензијама, броју једначина и неједначина IEEE тест система од 118 чворова	103
Табела 7.3:	Компоненте LMP-ова активне снаге	105
Табела 7.4:	Компоненте LMP-ова реактивне снаге	108

Списак скраћеница

CS	Трошкови загушења (“Congestion Surplus”)
CP	Централна платформа (“Central Platform”)
GA	Генетски алгоритам (“Genetic Algorithm”)
ЕЕС	Електроенергетски систем
IEEE	Удружење (институт) инжењера електротехнике и електронике (“Institute of Electrical and Electronics Engineers”)
ISO	Независни Оператор Система (“Independent System Operator”)
ККТ	Karush-Kuhn-Tucker
LMP	Локацијска маргинална цена (“Locational Marginal Price”)
LP	Линеарно програмирање (“Linear Programming”)
MS	Трговински вишак (“Merchandising Surplus”)
NLP	Нелинеарно програмирање (“Non-Linear Programming”)
NSGA-II	Не-доминантни сортирајући генетски алгоритам II (“Non-Dominant Sorting Genetic Algorithm”)
OPF	Оптимални токови снага (“Optimal Power Flow”)
PDIP	Примално-Дуални Interior Point (“Primal-Dual Interior Point”)
PDF	Функција густине расподеле вероватноће (“Probability Density Function”)
SW	Друштвена добит (“Social Welfare”)
TSO	Оператор преносног система (“Transmission System Operator”)

ГЛАВА 0

УВОД

Велике промене у електроенергетском сектору које се догађају последњих деценија довеле су до дерегулације и структурне реорганизације електропривредних организација многих земаља, са циљем увођења конкуренције на тржишту електричне енергије. Увођење конкуренције у овом сектору привреде доводи до тога да се електроенергетски системи (ЕЕС-и) експлоатишу до граница погонских могућности, што захтева њихово што тачније моделовање и поступке робусне оптимизације. У нашој земљи процеси дерегулације и структурне реорганизације још увек нису спроведени потпуно и зато је њихово проучавање суштински неопходно.

Основни алати за оптимизацију рада ЕЕС-а у стационарном стању су алгоритми за оптимизацију токова снага (OPF – “Optimal Power Flow”), којима се врши глобална оптимизација у сврхе анализе, планирања и експлоатације ЕЕС-а, као и спровођења тржишта електричне енергије, уз уважавање ограничења типа једнакости (биланси снага потрошача/генератора у појединачним чворовима), као и ограничења типа неједнакости (ограничења произашла из доњих/горњих граница променљивих стања и/или захтева сигурности за рад ЕЕС-а).

Савремене ЕЕС-е карактеришу скупови нелинеарних и линеарних једначина/неједначина, почев од реда неколико стотина до неколико десетина хиљада, па се за њихово решавање (оптимизацију) захтевају додатна истраживања за избор алгоритама и израду софтвера (програма) за ефикасну анализу ЕЕС у условима планирања одвијања погона и тржишта електричне енергије.

Једначине које описују рад ЕЕС-а у стационарном стању су изразито нелинеарне, па се у таквим условима могу успоставити две функционалне везе:

1. Активне снаге-углови фазора напона ($P-\theta$) у чворовима.
2. Реактивне снаге-модули фазора напона ($Q-V$) у чворовима.

Ове чињенице омогућавају распрезање једначина ЕЕС-а за решавање и прорачун OPF-а. Ова распрезања уносе одређена упрошћења, што доводи до одређених непрецизности, које могу бити од значаја нарочито у случају анализе рада ЕЕС-а и тржишта електричне енергије.

Основна претпоставка у истраживању у овој докторској дисертацији јесте да се нелинеарни системи једначина који описују рад ЕЕС-а могу успешно решавати без стандардног распрезања на $P-\theta$ и $Q-V$ потпроблеме, што значајно доприноси квалитету резултата OPF-а.

Функције које се оптимизирају, дајући оптималну радну тачку (експлоатациони радни режим) ЕЕС-а у стационарном стању, могу бити различите. Овде ће се навести неке од њих:

1. Економске – Минимизација трошкова производње ЕЕС-а.
2. Комбинација економског и сигурносног критеријума – Минимизација трошкова ЕЕС-а уз максимизацију захтева сигурности напајања потрошача.
3. Оптимизација тржишта електричне енергије – Максимизација друштвене добити (SW – “Social Welfare”).
4. Минимизација губитака активне снаге у ЕЕС-у.

Уважавајући нелинеарну природу једначина које карактеришу рад ЕЕС-а у стационарном стању, оне се могу решавати различитим методама линеарних (или линеаризованих) модела, који најчешће индиректно укључују нелинеарности ЕЕС-а. Сви ови методи су итеративни и у зависности од њиховог типа, различит је и број итерација за добијање решења, тачност и брзина добијања решења.

Овде ће се навести неколико поступака за решавање OPF-а, који су се појавили током последњих неколико деценија и означили су значајан истраживачки напредак у решавању наведеног проблема:

1. *Градијентни метод* кога карактерише непоуздана, најчешће осцилаторна конвергенција око оптималног решења, због чега се користе разне хеуристичке технике убрзања. Нарочито постоји проблем избора и третирања активног скупа ограничења (активне неједнакости) [1].
2. *Метод λ претраживања* као проширени проблем економског диспечинга са уважавањем једначина електроенергетске мреже, која се моделује као P- θ потпроблем [2].
3. *Метод сепарабилног линеарног програмирања* према коме се минимизира промена оптимизационог критеријума у односу на задата горња/доња ограничења променљивих, као и горње/доње границе сегмената у случају сегментног представљања функције трошкова блокова производње/потрошње активне енергије. Овај поступак подразумева коришћење стандардног поступка расподеле снага између два линеарна корака, што може довести до великог броја потребних итерација до конвергенције решења [3].
4. *Newton-ов метод* који се добија применом Taylor-овог развоја другог реда на све функције којима је проблем дефинисан. Специфичност овог метода је истовремено рачунање променљивих стања и дуалних променљивих дефинисаних у процесу оптимизације, а које су придружене ограничењима типа једнакости и неједнакости. Овај метод захтева (полу)хеуристичку технику за избор и одржавање активног скупа (физички прихватљивог) решења унутар скупа неједнакости [4].
5. *Interior Point методе* које укључују формирање линеаризованих једначина у Newton-овом поступку, користећи Taylor-ов развој другог реда и њихово итеративно решавање, који као глобални поступак даје физички прихватљиво решење за променљиве стања, управљачке променљиве и променљиве оптимизационог процеса (дуалне променљиве). Оне се касније директно примењују на тржишту електричне енергије, и то за: 1) локацијске маргиналне цене (LMP – “Locational Marginal Price”) по чворовима система (“Spot Prices”) и 2) дуалне променљиве које произилазе из ограничења сигурности за прорачун трошкова загушења и садрже осетљивост промена LMP-ова на ова ограничења [5].

У овој докторској дисертацији је примењен Примално-Дуални Interior Point (PDIP – “Primal-Dual Interior Point”) метод, као један од поступака који се показује најприхватљивијим за формирање алгоритама за решење линеарног/нелинеарног OPF проблема у ЕЕС-у [6]. Овај поступак даје истовремено решење за прималне променљиве (променљиве стања и управљачке променљиве), дуалне променљиве придружење једнакостима (LMP) и дуалне променљиве придружене неједнакостима везане за ограничења сигурности и друга ограничења, чиме се дефинише простор физички остваривих решења.

Основни циљеви истраживања реализовани у овој докторској дисертацији су:

- Истражена могућност примене PDIP алгорита за решење OPF проблема са различитим оптимизационим критеријумима, различитим скуповима погонских ограничења и показана могућност његове примене за анализу, експлоатацију и планирање развоја ЕЕС-а, као и за друге процесе који произилазе из процеса оптимизације.
- Истражена могућност алокације губитака активне снаге у зависности од инјектираних снага (снага генератора и потрошача по чворовима) појединих учесника на тржишту електричне енергије.
- Испитана могућност практичне примене PDIP OPF алгорита, уз уважавање постављених ограничења типа једнакости и неједнакости.
- Истражена адекватна декомпозиција LMP-ова, којима се може квантификовати утицај појединих ограничења (нарочито је важна компонента загушења у преносу електричне енергије) на укупну цену електричне енергије придружену у чвору.
- Испитана могућност примене PDIP OPF алгорита на одређивање LMP-ова на границама независних дерегулисаних ЕЕС-ова, у циљу налажења конзистентних (усаглашених) решења и њихову примену на тржишту електричне енергије. Усаглашеност LMP-ова елиминише проблем нелојалне конкуренције (“Exercise of Market Power”) између појединих учесника на тржишту електричне енергије.
- Доказана могућност примене LMP-ова на оптимизацију проширења електроенергетске преносне мреже. Свеprisутне значајне неизвесности које се јављају у процесу дугорочног планирања су конзистентно уважене кроз примену оптимизације у окружењу променљивих дефинисаних у доменима хипер-елипсоида.
- Сви предложени алгоритми су примењени на тест систему реалних димензија, у циљу верификације њихове практичне применљивости.

Као глобални резултат рада на овој докторској дисертацији може се рећи да је дата верификација могућности ефикасне примене PDIP OPF алгорита на проблеме у анализи, експлоатацији и планирању електроенергетске преносне мреже ЕЕС-а, као и спровођења тржишта електричне енергије.

Ова докторска дисертација даје конкретна решења следећих проблема:

1. Дата је примена PDIP OPF алгорита за решење општег нелинеарног проблема са ограничењима типа једнакости и неједнакости, при чему су истражене и његове нумеричке карактеристике.

2. Урађена је алокација губитака активне снаге (сличан поступак се може применити и на алокацију губитака реактивне снаге) на моделу два повезана (тржишно независна) ЕЕС-а, при чему приказани резултати потврђују валидност овог поступка.
3. Предложени PDIP OPF алгоритам омогућује рачунање LMP-ова у два или више повезаних дерегулисаних независних ЕЕС-а на њиховим границама и у унутрашњости ЕЕС-а, у циљу међусобног усаглашавања тржишта електричне енергије, уважавајући ограничења нивоа размене активних снага између подсистема (тржишних ентитета), које теку по интерконективним водовима.
4. Дат је поступак математички тачне и потпуне декомпозиције LMP-ова на саставне компоненте, које омогућавају квантификацију учешћа појединих компоненти у укупним ценама електричне енергије у чворовима, што може бити коришћено за различите проблеме у ЕЕС-у, од којих су неки и приказани у докторској дисертацији.
5. Показана је могућност и начин коришћења LMP-ова за планирање оптималног проширења електроенергетске преносне мреже у дерегулисаним системима.

Материја ове докторске дисертације изложена је у седам глава.

У уводној глави дате су основне напомене о значају анализираног проблема, основним коришћеним хипотезама, математичким алатима за његово решавање и могућностима примене.

У првој глави обрађен је PDIP OPF алгоритам и на том приступу засновани алгоритми за решење општег нелинеарног проблема за избор оптималне радне тачке ЕЕС-а у стационарном стању са ограничењима типа једнакости и неједнакости, избор почетне тачке итеративног процеса оптимизације, избор и подешавање дужине корака прималних и дуалних променљивих и ажурирање коефицијента баријере (баријерног параметра). Напони чворова у PDIP OPF алгоритму представљени су у правоугаоним координатама. Посебно је извршена спецификација могућих оптимизационих критеријума и ограничења.

У другој глави приказује се адаптација трансакцијског алгоритма за алокацију губитака активне снаге предложеног у [7] на проблем алокације системских губитака на поједине чворове. Уведене модификације у алгоритму омогућују алоцирање губитака активне (и реактивне) снаге сваком од чворова за које су прикључени потрошачи/генератори и/или тржишних ентитета (зона), чиме се омогућује реалнија оптимизација токова снага, придруживање стварних губитака појединим субјектима у оквиру интерконекције независних ЕЕС-а.

У трећој глави приказана је дефиниција LMP-ова, која је произашла из PDIP OPF алгоритма, као и њихова декомпозиција на компоненте на основу конвергентног решења PDIP OPF-а. То решење PDIP OPF-а подразумева да су задовољени Karush-Kuhn-Tucker (ККТ) услови за оптималност решења. Такође се даје и начин израчунавања LMP-ова на граници два независна тржишна ентитета ЕЕС-а, под надлежношћу два независна оператора система (ISO – “Independent System Operator”) или оператора преносног система (TSO – “Transmission System Operator”), уз унапред утврђену размену активних снага (на пример, кроз тржиште будућих трансакција).

У четвртој глави изложен је нов концепт планирања оптималног проширења електроенергетске преносне мреже, који је заснован на минимизацији трговинског

вишка (MS – “Merchandising Surplus”), који практично укључује минимизацију загушења (CS – “Congestion Surplus”) преносних капацитета, добијених на основу LMP-ова из нелинеарног PDIP OPF модела. Пошто је глобални модел нумерички сложен и меморијски захтеван, изложена је његова декомпозиција у дво-нивоску повезану вишекорачну структуру, при чему је у надређеном проблему (“Master Problem”) решаван инвестициони проблем (оптимизација проширења преносне мреже), а у подређеном проблему (“Slave Problem”) решаван експлоатациони проблем за дати сценарио развоја (оптимизација тржишта електричне енергије), при чему се у сваком потпроблему задају ограничења типа једнакости и неједнакости која га одређују. Неизвесност улазних података третирана је применом хипер-елипсоидних трансформација за основне променљиве стања и променљиве одлучивања. Селекција (оптимизација) могућих нових преносних елемената по годинама периода планирања урађена је применом генетског алгорита (GA – “Genetic Algorithm”).

У петој глави дати су основни закључци до којих се дошло током истраживања у докторској дисертацији.

У шестој глави даје се списак коришћења литературе.

У седмој глави (*Додатак*) дати су улазни подаци о тест системима, као и неки (углавном обимнији) нумерички и графички резултати прорачуна.

ГЛАВА 1

ОПТИМАЛНИ ТОКОВИ СНАГА

1.1 Уводна разматрања

Средство које се успешно користи у студијама експлоатације и планирања електроенергетских система (ЕЕС-а) су математички алгоритми и развијени софтверски пакети под именом оптимални токови снага (OPF – “Optimal Power Flow”), а који су развијани користећи различите методе из теорије оптимизације, са циљем да се максимизира (или минимизира) специфицирана функција циља (оптимизациони критеријум) и да се у исто време задовоље физичке границе системских променљивих, изражене преко ограничења типа једнакости или неједнакости.

Основни изазов у избору алгоритма за израду OPF програма јесте величина ЕЕС-а, који може (што је и реална пракса) да у форми интерконеције покрива више држава, па чак и више континената. Такви алгоритми треба да буду брзи и робусни, односно да дају оптимално и физички прихватљиво решење, односно оптимално решење у постављеним границама за променљиве стања и управљачке променљиве.

За решавање OPF проблема један од најчешће примењених метода је Interior Point (IP) метод¹. Овај метод даје физички прихватљиво решење (ако оно постоји), или детектује дивергенцију када таквог решења нема.

У овом раду се користи Примално-Дуални Interior Point (PDIP – “Primal-Dual Interior Point”) метод, као врло важан метод из класе нелинеарног програмирања. Излаже се и примена тог метода у решавању OPF проблема, када се максимизује друштвена добит (SW – “Social Welfare”) ЕЕС-а (у условима дерегулисаног тржишта електричне енергије), или се минимизује функција трошкова производње (у условима централизованог тржишта електричне енергије).

Овај метод је добио на интензитету развоја када се 1984. године појавио пројективни IP алгоритам, који је предложио Karmarkar [8]. Основе IP метода датирају од раније, при чему су најзначајније доприносе у развоју овог метода дали следећи научници: Frisch [9], Dikin [10], Фиасо и Mc Cormick [11] и Khachiyan [12]. После појаве основног IP алгоритма, предложеног у реф. [8], на ту тему је публикувано више од 3000 референци у најпознатијим часописима и књигама.

У овом раду је PDIP формулисан са променљивим стања ЕЕС-а у правоугаоним координатама [5]. Наиме, променљиве стања у OPF проблему су комплексне

¹ Формални превод је метод унутрашње тачке, који ће се због неадекватности и непотпуности у овој докторској дисертацији избегавати и биће коришћен оригиналан термин (као у наслову докторске дисертације).

(комплексни напони у чворовима), тако да је свака комплексна променљива стања замењена са две реалне променљиве стања, при чему је трансформација извршена применом правоугаоних координата (реална и имагинарна компонента комплексне променљиве). Други начин је превођење комплексних бројева у експоненцијални облик, што је овде избегнуто из практичних разлога. На дефинисане једначине и неједначине примењује се поступак линеаризације применом Newton-овог метода другог реда, на основу Taylor-овог развоја нелинеарне функције, узимајући у обзир парцијалне изводе првог и другог реда. При томе је претпостављено да су парцијални изводи другог реда константни током итеративног процеса, што доприноси нумеричкој ефикасности прорачуна.

Основна карактеристика PDIP метода је добијање физички прихватљивог решења за прималне променљиве, уз истовремено добијање и дуалних променљивих, што је интерни резултат самог процеса оптимизације.

1.2 Примално-Дуални Interior Point (PDIP) алгоритам са ограничењима типа једнакости и неједнакости

Проблеми нелинеарног програмирања (NLP – “Non-Linear Programming”) спадају у категорију оптимизационих проблема који су формулисани преко нелинеарних једначина. Нелинеарност се може појавити у функцији циља и/или ограничењима. У овом поглављу се приказује PDIP метод који се користи у решавању проблема нелинеарног програмирања. Проблем оптимизације се генерално формулише као:

$$\begin{aligned} & \text{Минимизација: } f(\mathbf{x}), \\ & \text{са ограничењима: } \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}; \\ & \mathbf{h}(\mathbf{x}) \leq \mathbf{0}, \end{aligned} \tag{1.1}$$

где су $f(\mathbf{x})$, \mathbf{x} , $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ и $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ функција циља, вектор променљивих стања, векторска функција ограничења типа једнакости и векторска функција ограничења типа неједнакости, респективно. Вектор променљивих стања може се формулисати на следећи начин:

$$\mathbf{x} = [x_1 x_2 \cdots x_{n_p}]^T, \tag{1.2}$$

где је n_p број променљивих од који зависи функција циља, ограничења типа једнакости и ограничења типа неједнакости.

Пре него што се приступи решавању формулисаног NLP проблема, ограничења неједнакости се преводе у ограничења једнакости, додавањем позитивних допунских (вештачких) променљивих:

$$\begin{aligned} & \text{Минимизација: } f(\mathbf{x}), \\ & \text{са ограничењима: } \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}, \\ & \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{s} = \mathbf{0}; \\ & \mathbf{s} \geq \mathbf{0}, \end{aligned} \tag{1.3}$$

где је \mathbf{s} вектор допунских променљивих:

$$\mathbf{s} = [s_1 s_2 \cdots s_{n_j}]^T, \quad (1.4)$$

а n_j је број ограничења типа неједнакости.

Услов ненегативности ($\mathbf{s} \geq \mathbf{0}$) се остварује додавањем негативне суме логаритамских функција, где свака појединачна функција зависи од допунске променљиве (елемент вектора \mathbf{s}), у функцији циља, формирајући тиме логаритамску баријеру:

$$\begin{aligned} \text{Минимизација: } f_\mu(\mathbf{x}) &= f(\mathbf{x}) - \mu \sum_{i=1}^{n_j} \ln(s_i), \\ \text{са ограничењима: } \mathbf{g}(\mathbf{x}) &= \mathbf{0}, \\ \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{s} &= \mathbf{0}, \\ \mathbf{s} &\geq \mathbf{0}, \end{aligned} \quad (1.5)$$

где је μ баријерни параметер, који се у итеративном поступку решавања приближава нултој вредности како PDIP алгоритам конвергира. Према теорему Фиасо и McCormick [12], како се μ приближава нултој вредности, током решавања алгоритма формулисаног у једн. (1.5) локално оптимално решење је достигнуто. Проширена Lagrange-ова функција PDIP алгоритма (1.5) се формулише на следећи начин:

$$\mathbf{L}_\mu = f(\mathbf{x}) - \mu \sum_{i=1}^{n_j} \ln(s_i) - \boldsymbol{\lambda}^T [-\mathbf{g}(\mathbf{x})] - \boldsymbol{\gamma}^T [-\mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{s}], \quad (1.6)$$

где $\boldsymbol{\lambda}$ и $\boldsymbol{\gamma}$ представљају векторе Lagrange-ових мултипликатора ограничења типа једнакости и типа неједнакости. Уједно, исти ови Lagrange-ови мултипликатори представљају дуалне променљиве PDIP проблема. Дуалне променљиве представљају промену вредности функције циља у односу на промену вредности променљиве стања [13], и могу се дати симболично као следећи вектори:

$$\boldsymbol{\lambda}^T = [\lambda_1 \lambda_2 \cdots \lambda_{n_{je}}]; \quad (1.7a)$$

$$\boldsymbol{\gamma}^T = [\gamma_1 \gamma_2 \cdots \gamma_{n_j}], \quad (1.7b)$$

где n_{je} представља број ограничења типа једнакости.

Да би се остварило локално оптимално решење NLP-а формулисано у изразу (1.5), неопходни услови оптималности првог реда Karush-Kuhn-Tucker-а (KKT) [13] морају бити задовољени:

$$\nabla_x \mathbf{L}_\mu = \nabla_x f(\mathbf{x}) + \nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x}) \boldsymbol{\lambda} + \nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x}) \boldsymbol{\gamma} = \mathbf{0}; \quad (1.8)$$

$$\nabla_\lambda \mathbf{L}_\mu = \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}; \quad (1.9)$$

$$\nabla_\gamma \mathbf{L}_\mu = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{s} = \mathbf{0}; \quad (1.10)$$

$$\nabla_s \mathbf{L}_\mu = -\mu \mathbf{S}^{-1} \cdot \mathbf{e} + \boldsymbol{\gamma} = \mathbf{0}, \quad (1.11)$$

где $\nabla_x f(\mathbf{x})$, $\nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x})$, $\nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x})$, \mathbf{S} и \mathbf{e} представљају векторе парцијалних извода првог реда функције циља, матрице парцијалних извода првог реда ограничења једнакости и неједнакости, дијагоналну матрицу допунских променљивих и јединични вектор, респективно.

Услови оптималности у изразима (1.8)-(1.11) показују да у конвергентном решењу компоненте градијента проширене Lagrange-ове функције (1.6) морају бити једнаке нули. Истовремено, тако добијени услови дају физички прихватљиво решење. Из услова задовољења ККТ услова, може се закључити и да све компоненте вектора γ морају бити ненегативне и баријерни параметар μ близак нули.

1.2.1 Приказ једне итерације Newton-овог поступка

Систем линеаризованих једначина оптимизационог проблема је:

$$\begin{bmatrix} \nabla_x^2 L_\mu & \nabla_x^2 g(x) & \nabla_x^2 h(x) & \mathbf{0} \\ \nabla_x g(x)^\top & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \nabla_x h(x)^\top & \mathbf{0} & \mathbf{0} & I \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & I & \nabla_s^2 L_\mu \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta \gamma \\ \Delta s \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_x L_\mu \\ \nabla_\lambda L_\mu \\ \nabla_\gamma L_\mu \\ \nabla_s L_\mu \end{bmatrix}. \quad (1.12a)$$

Решењем овог система једначина добијају се прираштаји свих променљивих укључених у процес итеративног решавања и они служе за ажурирање променљивих од почетних вредности до добијања коначног (оптималног) решења које задовољава све постављене критеријуме конвергенције и оптималности. Да би систем (1.12a) задовољио ККТ услове, матрица система мора да буде позитивно семидефинитна [13].

Једначина (1.12a) може се написати у матричној форми:

$$A \Delta x^s = |b|, \quad (1.12b)$$

где су:

A – матрица парцијалних извода другог реда, дата у изразу (1.12a), укључујући Hesse-ову матрицу $\nabla_x^2 L_\mu$ (матрица система);

Δx^s – прираштај свих променљивих (прималних, допунских и дуалних) система једначина;

b – слободан члан једнак негативним градијентима.

PDIP OPF алгоритам коришћен у овој докторској дисертацији са променљивим стања израженим у правоугаоним координатама има два типа ограничења неједнакости: *линеарна* и *нелинеарна* (неједнакости у форми квадратних функција). Нелинеарна ограничења неједнакости су горње границе привидних токова снага на једном од крајева преносних водова (обично интерконективних далековода) и ограничења горње и доње границе напона чворова (квadratно ограничење). У поступку је учињено унапређење у третирању нелинеарних ограничења са увођењем линеарног параметра (s као допунска променљива из вектора s) у функцијама ограничења неједнакости и логаритамској баријерној функцији.

Пракса је показала да поступак са оваквим третирањем нелинеарних ограничења у PDIP OPF алгоритму конвергира у прихватљивом броју итерација (30–50).

Приликом рачунања Hesse-ове матрице (Hessian) Lagrange-ове функције у изразу (1.12a), парцијални изводи другог реда функције циља $\nabla_x^2 f(x)$, ограничења једнакости $\nabla_x^2 g_i(x)$ и ограничења неједнакости $\nabla_x^2 h_j(x)$ морају се израчунати користећи једначину:

$$\nabla_x^2 L_\mu = \nabla_x^2 f(x) + \sum_{i=1}^{n_{je}} \lambda_i \nabla_x^2 g_i(x) + \sum_{j=1}^{n_{nj}} \gamma_j \nabla_x^2 h_j(x). \quad (1.13)$$

1.2.2 Ажурирање променљивих

Прималне, допунске и дуалне променљиве PDIP OPF алгорита ажурирају се на следећи начин:

$$\mathbf{x}^{(k+1)} = \mathbf{x}^{(k)} + k_s \alpha_P \Delta \mathbf{x}; \quad (1.14a)$$

$$\mathbf{s}^{(k+1)} = \mathbf{s}^{(k)} + k_s \alpha_P \Delta \mathbf{s}; \quad (1.14б)$$

$$\boldsymbol{\lambda}^{(k+1)} = \boldsymbol{\lambda}^{(k)} + k_s \alpha_D \Delta \boldsymbol{\lambda}; \quad (1.14ц)$$

$$\boldsymbol{\gamma}^{(k+1)} = \boldsymbol{\gamma}^{(k)} + k_s \alpha_D \Delta \boldsymbol{\gamma}, \quad (1.14д)$$

где се прираштаји прималних, допунских и дуалних променљивих могу приказати без индекса који означава итерације. У релацијама датим у изразу (1.14а-д) скаларне величине α_P и α_D представљају параметре, односно кораке дужине прималних и дуалних променљивих, респективно (обично се задају искуствено на основу особина анализираних проблема). Скаларна величина $k_s \in (0, 1)$ представља фактор сигурности који намеће строги услов ненегативности за допунске променљиве (елементи вектора \mathbf{s}) и дуалне променљиве (елементи вектора $\boldsymbol{\gamma}$) у свакој итерацији. Величина k_s обично се иницијално поставља на вредност 0,99995 и њена вредност се ажурира множећи се итеративно са самом собом, што треба да допринесе постизању ненегативности променљивих из вектора \mathbf{s} и $\boldsymbol{\gamma}$ и примењује се у свакој итерацији дефинисаног итеративног процеса.

1.2.3 Рачунање дужине корака прималних и дуалних променљивих

У свакој итерацији после решавања једначине (1.12а), односно (1.12б), добијају се прираштаји за прималне, допунске и дуалне променљиве који следе Newton-ов оптималан правац конвергенције ка оптималном решењу. Одређивање оптималне дужине корака прималних, допунских и дуалних променљивих је неопходно у ажурирању променљивих у векторима \mathbf{x} , \mathbf{s} , $\boldsymbol{\lambda}$ и $\boldsymbol{\gamma}$. Величина корака се ажурира тако да се задовоље услови ненегативности променљивих у векторима \mathbf{s} и $\boldsymbol{\gamma}$. Да би се то постигло максимална дозвољена дужина корака за прималне и допунске, као и дуалне променљиве у овом раду се рачуна респективно на следећи начин:

$$\alpha_{P_{MAX}} = \min \left[\min_{\Delta s_i < 0} \frac{s_i}{|\Delta s_i|}, 1 \right]; \quad (1.15)$$

$$\alpha_{D_{MAX}} = \min \left[\min_{\Delta \gamma_i < 0} \frac{\gamma_i}{|\Delta \gamma_i|}, 1 \right], \quad (1.16)$$

где су:

i – текући коефицијент, који узима вредности 1 до n_{nj} ;

$\alpha_{P_{MAX}}$ – коефицијент прираштаја прималних и допунских променљивих;

$\alpha_{D_{MAX}}$ – коефицијент прираштаја дуалних променљивих.

Користећи изразе (1.15) и (1.16) рачунају се максимално дозвољене дужине корака $\alpha_{P_{MAX}}$ и $\alpha_{D_{MAX}}$. Те исте величине се користе да се израчунају дужине корака α_P и α_D , за ажурирање прималних и дуалних променљивих према изразу (1.14а-д), уз следеће услове:

- Ако је $\alpha_{P_{MAX}}$ празан скуп после извршених рачунских операција у изразу (1.15), онда се $\alpha_{P_{MAX}}$ иницијализује на 0,001.

- Ако је $\alpha_{D_{MAX}}$ празан скуп после извршених рачунских операција у изразу (1.16), онда се $\alpha_{D_{MAX}}$ иницијализује на 0,001.

Пошто се заврши испитивање максимално дозвољене дужине корака која се користи при ажурирању прималних и дуалних променљивих, мора се урадити још један тест, чији је циљ да се одреди максимално дозвољена дужина корака:

- Ако је $\alpha_{P_{MAX}}$ мање или једнако од 0,001 или веће од 0,9, онда се $\alpha_{P_{MAX}}$ иницијализује јединицом.
- Ако је $\alpha_{D_{MAX}}$ мање или једнако од 0,001 или веће од 0,9, онда се $\alpha_{D_{MAX}}$ иницијализује јединицом.

На основу примера из праксе, уводи се још једна модификација која помаже одржавању ненегативности γ и s вектора. У изразима (1.17) и (1.18) рачунају се дужине корака α_P и α_D , на основу већ израчунатих максималних изабраних дужина корака које се редукују са величином у имениоцу (1,13):

$$\alpha_P = \frac{\alpha_{P_{MAX}}}{1,13}; \quad (1.17)$$

$$\alpha_D = \frac{\alpha_{D_{MAX}}}{1,13}. \quad (1.18)$$

Током тестирања PDIP OPF програма дошло се до закључка да је прихватљиво да се изаберу мање вредности од α_P и α_D из израза (1.17) и (1.18) и да се тим вредностима иницијализују α_P и α_D за следећу итерацију. Једна од предности таквог приступа јесте избегавање осцилаторне конвергенције самог итеративног процеса.

Практична примена ове методологије је показала да се коефицијент α_P примењује јединствено за прималне и допунске променљиве, а коефицијент α_D примењује се само за дуалне променљиве (видети изразе (1.14а-д)).

1.2.4 Ажурирање баријерног параметра

Према теорему Фиасо и McCormick-а [11], баријерни параметар се приближава нули како PDIP алгоритам (базиран на Newton-овом поступку) конвергира. У одређивању $\mu^{(k)}$, комплементарни раскорак ($\rho^{(k)}$) се рачуна у свакој итерацији (k) као скаларни производ два вектора, $\gamma^{(k)}$ и $s^{(k)}$, користећи следећи израз:

$$\rho^{(k)} = (\gamma^{(k)})^T \cdot (s^{(k)}). \quad (1.19)$$

Вектори $\gamma^{(k)}$ и $s^{(k)}$ се рачунају у свакој итерацији (k). У свакој итерацији (k) баријерни параметар $\mu^{(k)}$ се рачуна користећи раскорак комплементарности, као:

$$\mu^{(k)} = \sigma \cdot \frac{\rho^{(k)}}{n_{nj}}, \quad (1.20)$$

где ρ , n_{nj} и σ представљају раскорак комплементарности, број ограничења неједнакости и параметар центрирања (који је обично једнак вредности 0,1), респективно.

1.2.5 Тест конвергенције

Концепт норме је неопходан у тестирању конвергенције PDIP алгоритма [14]. Норме су формуле које се користе у рачунању дистанце унутар вектора $\mathbf{x} \in R^N$, као:

$$\|\mathbf{x}\|_1 = |x_1| + \dots + |x_n|;$$

$$\|\mathbf{x}\|_2 = \sqrt{x_1^2 + \dots + x_n^2};$$

$$\|\mathbf{x}\|_\infty = \max\{|x_1|, \dots, |x_n|\}.$$

Једном речју, норма је другачији начин да се генерализује апсолутна вредност суме променљивих. Када год су сва четири критеријума у изразима (1.21)-(1.24) задовољена:

$$v_1^{(k)} \leq \epsilon_1; \quad (1.21)$$

$$v_2^{(k)} \leq \epsilon_1; \quad (1.22)$$

$$v_3^{(k)} \leq \epsilon_1; \quad (1.23)$$

$$v_4^{(k)} \leq \epsilon_\mu, \quad (1.24)$$

итеративни процес се прекида. Изрази (1.21)-(1.24) су у проширеној форми приказани у изразима (1.25)-(1.28), при чему се сва четири параметра (v_1, v_2, v_3 и v_4) користе у свакој итерацији:

$$v_1^{(k)} = \max \left[\|\mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)})\|_\infty, \|\mathbf{g}(\mathbf{x}^{(k)})\|_\infty \right]; \quad (1.25)$$

$$v_2^{(k)} = \frac{\|\nabla_x f(\mathbf{x}^{(k)}) + \nabla_x \mathbf{g}(\mathbf{x}^{(k)}) \lambda^{(k)} + \nabla_x \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)}) \boldsymbol{\gamma}^{(k)}\|_\infty}{1 + \|\mathbf{x}^{(k)}\|_2}; \quad (1.26)$$

$$v_3^{(k)} = \frac{\rho^{(k)}}{1 + \|\mathbf{x}^{(k)}\|_2}; \quad (1.27)$$

$$v_4^{(k)} = \mu^{(k)}. \quad (1.28)$$

- Параметар v_1 подразумева максималну разлику дебаланса ограничења типа неједнакости и једнакости у дефинисаном систему неједначина и једначина.
- Параметар v_2 подразумева бесконачну норму градијента Lagrange-ове функције подељену са квадратним кореном суме квадрата свих променљивих обухваћених у PDIP алгоритму.
- Параметар v_3 подразумева раскорак комплементарности подељен са истим делиоцем као што је случај са v_2 .
- Параметар v_4 подразумева баријерни параметар.

Типично коришћени критеријуми конвергенције су $\epsilon_1 = 10^{-4}$ и $\epsilon_\mu = 10^{-8}$. Под условом да PDIP OPF алгоритам конвергира, онда су природни принципи (физички закони) на којима је базиран рад ЕЕС-а задовољени, тако да произведена активна снага генератора буде једнака суми потрошене активне снаге и губитака, као и да Kirchhoff-ови закони струја и напона буду задовољени.

1.2.6 Селекција почетне тачке

Ограничење на скуп почетних тачака у PDIP алгоритму не постоји, али је услов да ненегативност $(\mathbf{s}, \boldsymbol{\gamma}) \geq 0$ мора бити задовољена у свакој итерацији (k), чиме параметар μ следи путању унутар позитивног ортанта.

1.2.7 Укупан итеративни процес Примално-Дуалног Interior Point (PDIP) алгоритама

Укупан итеративни процес Примално-Дуалног Interior Point (PDIP) алгоритама може се приказати кроз следеће кораке:

1. *Иницијализација*: Изабрати скуп почетних вредности променљивих $(\mathbf{x}^{(0)}, \boldsymbol{\lambda}^{(0)}, \mathbf{s}^{(0)} \text{ и } \boldsymbol{\gamma}^{(0)})$, тако да је $(\mathbf{s}^{(0)}, \boldsymbol{\gamma}^{(0)}) \geq 0$ и $\mu^{(0)} \geq 0$.
2. *Рачунање Newton-овог правца*: Формирати Newton-ов систем једначина као у изразу (1.12а), на основу актуелне радне тачке и решавање прираштаја променљивих у Newton-овом правцу (систем једначина (1.12б)).
3. *Ажурирање променљивих*: Израчунати дужину корака према изразима (1.15) и (1.16) и ажурирати прималне и дуалне променљиве у изразу (1.14).
4. *Тест конвергенције*: Ако нова радна тачка задовољава критеријум конвергенције у изразима (1.21)-(1.24), зауставља се извршавање програма; у супротном ажурира се баријерни параметар према једначини (1.20) и враћа се на **Корак 1**, како би се наставио итеративни процес.

Дијаграм тока алогритма приказан је на Слици 1.1.



Слика 1.1: Дијаграм тока PDIP алгоритама.

1.3 Решавање проблема оптималних токова снага са напонским променљивима формулисаним у правоугаоним координатама

Проблем оптималних токова снага (OPF) може да се формулише и решава у различитим формама. У овом раду се користи PDIP алгоритам, базиран на Newton-овом поступку са напонским променљивим стања формулисаним у правоугаоним координатама [5]. Предност коришћења напона у правоугаоним координатама је то што су парцијални изводи другог реда константни и самим тим је смањено време за прорачун Hessian матрице проширене Lagrange-ове функције [5]. Варијанта OPF-а која се користи у овом раду је формулисана тако да се минимизује негативна друштвена добит (максимизација друштвене добити). OPF алгоритам за максимизацију друштвене добити је користан као метод за моделовање и спровођење тржишта електричне енергије, тако што се генератори и диспеџабилни потрошачи² третирају као учесници на тржишту који предају своје понуде за аукцију електричне енергије [15]. Функција циља друштвене добити (SW – “Social Welfare”) формулише се као негативна разлика сума функција трошкова диспеџабилних (еластичних, варијабилних) потрошача и функције трошкова генераторских јединица. То су следеће две једначине:

$$\begin{aligned} \text{Максимизација: } SW(P_{G_1}, \dots, P_{G_{n_g}}, P_{D_1}, \dots, P_{D_{n_d}}, Q_{G_1}, \dots, Q_{G_{n_g}}, Q_{D_1}, \dots, Q_{D_{n_d}}) = \\ \sum_{j=1}^{n_d} [a_j + b_j P_{D_j} - c_j P_{D_j}^2] - \sum_{i=1}^{n_g} [a_i + b_i P_{G_i} + c_i P_{G_i}^2] \\ + \sum_{j=1}^{n_d} [d_j + e_j Q_{D_j} - f_j Q_{D_j}^2] - \sum_{i=1}^{n_g} [d_i + e_i Q_{G_i} + f_i Q_{G_i}^2], \end{aligned} \quad (1.29)$$

$$\begin{aligned} \text{Минимизација: } -SW(P_{G_1}, \dots, P_{G_{n_g}}, P_{D_1}, \dots, P_{D_{n_d}}, Q_{G_1}, \dots, Q_{G_{n_g}}, Q_{D_1}, \dots, Q_{D_{n_d}}) = \\ -[\sum_{j=1}^{n_d} [a_j + b_j P_{D_j} - c_j P_{D_j}^2] - \sum_{i=1}^{n_g} [a_i + b_i P_{G_i} + c_i P_{G_i}^2] \\ + \sum_{j=1}^{n_d} [d_j + e_j Q_{D_j} - f_j Q_{D_j}^2] - \sum_{i=1}^{n_g} [d_i + e_i Q_{G_i} + f_i Q_{G_i}^2]], \end{aligned} \quad (1.30)$$

где су:

P_{G_i}, Q_{G_i} – активне и реактивне снаге генератора везане у i -том чвору;

P_{D_j} и Q_{D_j} – активне и реактивне снаге диспеџабилних потрошача везане у j -том чвору.

У изразима (1.29) и (1.30) величине $a_i, a_j, b_i, b_j, c_i, c_j, d_i, d_j, e_i, e_j, f_i$ и f_j су коефицијенти квадратне функције цене производње и потрошње активне и реактивне снаге респективно. n_g представља укупан број генератора (референтни чвор је укључен у систем једначина) и n_d представља укупан број диспеџабилних потрошача у ЕЕС-у у коме се врши оптимизација радног стања.

Ограничења једнакости активних и реактивних снага морају бити једнака нули у тачки оптималног и/или физички прихватљивог решења, да би основни закони којима је подређен рад ЕЕС-а (Kirchhoff-ови закони струја и напона) били задовољени и функционално зависе од модула и фазног угла комплексног напона у чвору. Једначина

² Диспеџабилни или еластични потрошачи су потрошачи који имају придружене функције цена активне (и реактивне) снаге (енергије) и учествују у процесу оптимизације тржишта електричне енергије преко тих цена. Они се често називају “оптимизирајућим потрошачима”.

биланса активних снага зависи од напонске варијације активне снаге код генератора или диспечабилног потрошача.

Једначина биланса реактивне снаге такође зависи од напонске варијације реактивне снаге код генератора или диспечабилних потрошача. Трећа врста ограничења једнакости јесу једначине ограничења размене активне (реактивне) снаге између две територије (тржишна ентитета), која такође функционално зависи од модула и фазног угла напона у чвору.

1. Генерализована формулација ограничења једнакости биланса активне снаге је следећа (у случају константног потрошача у i -том чвору):

$$\begin{aligned} & [\sum_{j=1}^N [Y_{ij}^{Re} \cdot (V_j^{Re} V_i^{Re} + V_j^{Im} V_i^{Im}) \\ & + Y_{ij}^{Im} \cdot (V_j^{Re} V_i^{Im} + V_j^{Im} V_i^{Re})] + P_{P_i}] - P_{G_i} = \Delta P_i ; \end{aligned} \quad (1.31)$$

За случај диспечабилног потрошача у i -том чвору је:

$$\begin{aligned} & [\sum_{j=1}^N [Y_{ij}^{Re} \cdot (V_j^{Re} V_i^{Re} + V_j^{Im} V_i^{Im}) \\ & + Y_{ij}^{Im} \cdot (V_j^{Re} V_i^{Im} + V_j^{Im} V_i^{Re})] + P_{D_i}] = \Delta P_i ; \end{aligned} \quad (1.32)$$

2. Генерализована формулација ограничења једнакости биланса реактивних снага (у случају константног потрошача у i -том чвору):

$$\begin{aligned} & [\sum_{j=1}^N [Y_{ij}^{Re} \cdot (V_j^{Re} V_i^{Im} - V_j^{Im} V_i^{Re}) \\ & - Y_{ij}^{Im} \cdot (V_j^{Re} V_i^{Re} + V_j^{Im} V_i^{Im})] + Q_{P_i}] - Q_{G_i} = \Delta Q_i. \end{aligned} \quad (1.33)$$

За случај диспечабилног потрошача у i -том чвору је:

$$\begin{aligned} & [\sum_{j=1}^N [Y_{ij}^{Re} \cdot (V_j^{Re} V_i^{Im} - V_j^{Im} V_i^{Re}) \\ & - Y_{ij}^{Im} \cdot (V_j^{Re} V_i^{Re} + V_j^{Im} V_i^{Im})] + Q_{D_i}] = \Delta Q_i, \end{aligned} \quad (1.34)$$

где су:

Y_{ij}^{Re} и Y_{ij}^{Im} – реална и имагинарна компонента елемента матрице адмитанси између i -тог и j -тог чвора, респективно;

V_i^{Re} и V_i^{Im} – реална и имагинарна компонента модула напона у i -том чвору, респективно;

P_{P_i} и Q_{P_i} – константни потрошачи активне и реактивне снаге везани у i -том чвору, респективно;

ΔP_i и ΔQ_i – дебаланси активне и реактивне снаге у i -том чвору, постају једнаки нули кад PDIP OPF процес конвергира, односно када се има оптимално решење, респективно.

3. Генерализована формулација ограничења размене тока активне снаге је:

$$\sum_{I_i=1, J_j=1}^{n_{veza}} P_{I_i J_j} - P_{RAZ} = \Delta P_{RAZ}, \quad (1.35)$$

где су:

I – вектор са бројевима чворова “Од чвор” краја;

J – вектор са бројевима чворова “До чвор” краја;

n_{veza} – број преносних елемената који повезују два ентитета;

- P_{RAZ} – уговорена активна снага размене између два ентитета;
 ΔP_{RAZ} – дебаланс активне снаге размене који је једнак нули кад процес конвергира;
 P_{Iij} – ток активне снаге преко повезних грана (интерконективних водова) између два ентитета.

Аналитички израз за претходно ограничење је приказан у (1.46). У овој докторској дисертацији се користи једно ограничење једнакости размене уговореног тока активне снаге између две различите електропривредне компаније (тржишна ентитета).

Осим ограничења једнакости, постоји скуп ограничења неједнакости која морају да се уважавају у процесу решавања OPF проблема, како би се добило решење у физички прихватљивим границама постављеним стандардом о раду ЕЕС-а:

1. Ограничења неједнакости модула напона за све чворове:

$$(V_i^{Min})^2 \leq (V_i^{Re})^2 + (V_i^{Im})^2 \leq (V_i^{Max})^2, \quad \forall i \in N; \quad (1.36)$$

2. Ограничења произведених активних и реактивних снага генератора:

$$P_{G_i}^{Min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{Max} \text{ и } Q_{G_i}^{Min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{Max}, \quad i = 1, \dots, n_g; \quad (1.37)$$

3. Ограничења активних и реактивних снага диспечабилних потрошача:

$$P_{D_j}^{Min} \leq P_{D_j} \leq P_{D_j}^{Max} \text{ и } Q_{D_j}^{Min} \leq Q_{D_j} \leq Q_{D_j}^{Max}, \quad j = 1, \dots, n_d; \quad (1.38)$$

4. Ограничење тока привидних снага по интерконективним гранама између тржишних ентитета:

$$(S_{ij})^2 \leq (S_{ij}^{Max})^2, \quad (1.39)$$

где су *Min* и *Max* ознаке за минималне и максималне вредности, респективно.

Једна од предности коришћења Newton-овог потпуног градијентног PDIP-а јесте да се вектору непознатих истовремено садрже променљиве стања, управљачке и дуалне променљиве, које прате ограничења једнакости и неједнакости и које се симултано решавају [5].

У Newton-овом потпуном градијентном поступку вектор непознатих се дефинише на следећи начин:

$$\mathbf{x} = [V_2^{Re}, V_2^{Im}, \dots, V_N^{Re}, V_N^{Im}, P_{G_1}, \dots, P_{G_{n_g}}, P_{D_1}, \dots, Q_{G_1}, \dots, Q_{G_{n_g}}, Q_{D_1}, \dots, Q_{D_{n_d}}, \lambda_1, \dots, \lambda_{n_{je}}, \gamma_1, \dots, \gamma_{n_{nj}}, s_1, \dots, s_{n_{nj}}]. \quad (1.40)$$

Пошто су формулисана променљиве стања и физичка ограничења, следећи корак јесте да се формулишу вектори парцијалних извода првог реда који улазе у састав вектора градијента проширене Lagrange-ове функције и матрице парцијалних извода другог реда садржаним у Hessian-у те Lagrange-ове функције. Функција циља зависи од производње активне и реактивне снаге генератора и потрошње активне и реактивне снаге диспечабилних потрошача.

У вектору $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ се садрже сва већ напред формулисана ограничења једнакости, као што је приказано у изразима:

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = [\Delta P_1, \dots, \Delta P_N, \Delta Q_1, \dots, \Delta Q_N]^T \text{ (без размене);} \quad (1.41a)$$

$$\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \left[\Delta P_1, \dots, \Delta P_N, \Delta Q_1, \dots, \Delta Q_N, \Delta P_{veza_1}, \dots, \Delta P_{veza_{nveza}} \right]^T \text{ (са разменом)}. \quad (1.416)$$

Детаљнији матрични израз парцијалних извода првог реда функције $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ је приказан у изразима:

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \left[[\nabla_{\mathbf{x}}(\Delta P_1) \dots \nabla_{\mathbf{x}}(\Delta P_N)] [\nabla_{\mathbf{x}}(\Delta Q_1) \dots \nabla_{\mathbf{x}}(\Delta Q_N)] \right]; \quad (1.42a)$$

$$\nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \left[[\nabla_{\mathbf{x}}(\Delta P_1) \dots \nabla_{\mathbf{x}}(\Delta P_N)] [\nabla_{\mathbf{x}}(\Delta Q_1) \dots \nabla_{\mathbf{x}}(\Delta Q_N)] [\nabla_{\mathbf{x}}(\Delta P_{veza_1}) \dots \nabla_{\mathbf{x}}(\Delta P_{veza_{nveza}})] \right], \quad (1.42b)$$

где је N број чворова у интерконекцији (глобалном тржишту електричне енергије).

Као што је већ поменуто у вези OPF алгорита који се користи у овој докторској дисертацији, функције ограничења једнакости приказане у изразима (1.31)-(1.34) рачунају се у свакој Newton-овој итерацији са ажурираним вредностима реалних и имагинарних компоненти напона, активних снага генератора, активних снага диспечабилних потрошача, реактивних снага генератора и реактивних снага диспечабилних потрошача. Остатак парцијалних извода функције $\mathbf{g}(\mathbf{x})$ дат је у [17]. Матрица парцијалних извода другог реда ограничења једнакости у односу на променљиве стања (\mathbf{x}) може се изразити као:

$$\nabla_{\mathbf{x}}^2 \mathbf{g}(\mathbf{x}) = \left[\frac{\partial^2 g_1}{\partial x^2} \frac{\partial^2 g_2}{\partial x^2} \dots \frac{\partial^2 g_{n_{je}}}{\partial x^2} \right], \quad (1.43)$$

где је \mathbf{g} вектор ограничења једнакости чији се парцијални изводи рачунају у односу на напоне у чворовима, активне снаге генератора, реактивне снаге генератора, активне снаге диспечабилних потрошача и реактивне снаге диспечабилних потрошача.

Следећи корак јесте да се дефинишу ограничења типа неједнакости. У вектору $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ садрже се сва већ напред поменута ограничења неједнакости:

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \left[\begin{array}{c} P_{G_i}^{Min} \leq P_{G_i} \leq P_{G_i}^{Max} \\ P_{D_i}^{Min} \leq P_{D_i} \leq P_{D_i}^{Max} \\ Q_{G_i}^{Min} \leq Q_{G_i} \leq Q_{G_i}^{Max} \\ Q_{D_i}^{Min} \leq Q_{D_i} \leq Q_{D_i}^{Max} \\ (|V_i|^{Min})^2 \leq ((V_i^{Re})^2 + (V_i^{Im})^2) \leq (|V_i|^{Max})^2 \\ S_{ij}^2 \leq (S_{ij}^{Max})^2 \end{array} \right], \quad (1.44)$$

где $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ представља векторска ограничења функција неједнакости.

Израз (1.44) дефинише простор стања у којем се добијају решења у постављеним границама за све променљиве стања и управљачке променљиве, тј. све прималне променљиве. Коначно, S_{ij} важи за ограничења путем којих се контролише ток привидне снаге на гранама од интереса у ЕЕС-у (где су та ограничења близу својих граничних вредности).

Вектор парцијалних извода првог реда ограничења неједнакости се изражава на следећи начин:

$$\begin{aligned} \nabla_{\mathbf{x}} \mathbf{h}(\mathbf{x}) &= \left[[\nabla_{\mathbf{x}} P_G]^{Max} [\nabla_{\mathbf{x}} P_G]^{Min} [\nabla_{\mathbf{x}} P_{D_{nd}}]^{Max} [\nabla_{\mathbf{x}} P_{D_{nd}}]^{Min} [\nabla_{\mathbf{x}} Q_G]^{Max} [\nabla_{\mathbf{x}} Q_G]^{Min} [\nabla_{\mathbf{x}} Q_{D_{nd}}]^{Max} [\nabla_{\mathbf{x}} Q_{D_{nd}}]^{Min} [\nabla_{\mathbf{x}} |V|]^{Max} [\nabla_{\mathbf{x}} |V|]^{Min} [\nabla_{\mathbf{x}} S_{ij}]^{Max} \right]. \end{aligned} \quad (1.45)$$

Једначина тока активне снаге у грани $i-j$ изражава се у напонским правоугаоним координатама на следећи начин:

$$P_{ij} = y_{ij}^{Re} \cdot \{[(V_i^{Re})^2 + (V_i^{Im})^2] - (V_i^{Re} \cdot V_j^{Re} + V_i^{Im} \cdot V_j^{Im})\} \\ + y_{ij}^{Im} \cdot (V_i^{Re} \cdot V_j^{Im} - V_j^{Re} \cdot V_i^{Im}). \quad (1.46)$$

Једначина тока реактивне снаге у грани $i-j$ изражава се у напонским правоугаоним координатама на следећи начин:

$$Q_{ij} = y_{ij}^{Im} \cdot \{ -[(V_i^{Re})^2 + (V_i^{Im})^2] + (V_i^{Re} \cdot V_j^{Re} + V_i^{Im} \cdot V_j^{Im}) \} \\ - y_{ij}^{Re} \cdot (V_j^{Re} \cdot V_i^{Im} - V_i^{Re} \cdot V_j^{Im}) - \left(\frac{G}{2}\right) \cdot [(V_i^{Re})^2 + (V_i^{Im})^2]. \quad (1.47)$$

Квадратна функција тока привидне снаге у грани $i-j$ изражава се на следећи начин:

$$S_{ij}^2 = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2, \quad (1.48)$$

где S_{ij} представља привидну снагу у грани $i-j$.

Матрица парцијалних извода другог реда ограничења неједнакости $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ дата је следећим изразом:

$$\nabla_{\mathbf{x}}^2 \mathbf{h}(\mathbf{x}) = \left[\frac{\partial^2 h_1}{\partial x^2} \frac{\partial^2 h_2}{\partial x^2} \dots \frac{\partial^2 h_{n_{nj}}}{\partial x^2} \right], \quad (1.49)$$

где је $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ вектор ограничења неједнакости, чији се парцијални изводи рачунају у односу на све прималне и дуалне променљиве приказане у вектору \mathbf{x} из израза (1.40).

Једини ненулти елементи у матрици у изразу (1.49) су парцијални изводи другог реда ограничења неједнакости $[|V_i|]^{Max}$, $[|V_i|]^{Min}$ у односу на напон и парцијални изводи другог реда ограничења токова привидне снаге $[|S_{ij}|]^{Max}$ такође у односу на напон. OPF алгоритам обрађен у овом поглављу може да се користи са/без ограничења размене токова активних снага преко дефинисаног коридора, што се једино одражава на преподешавање димензија вектора и матрица парцијалних извода другог реда.

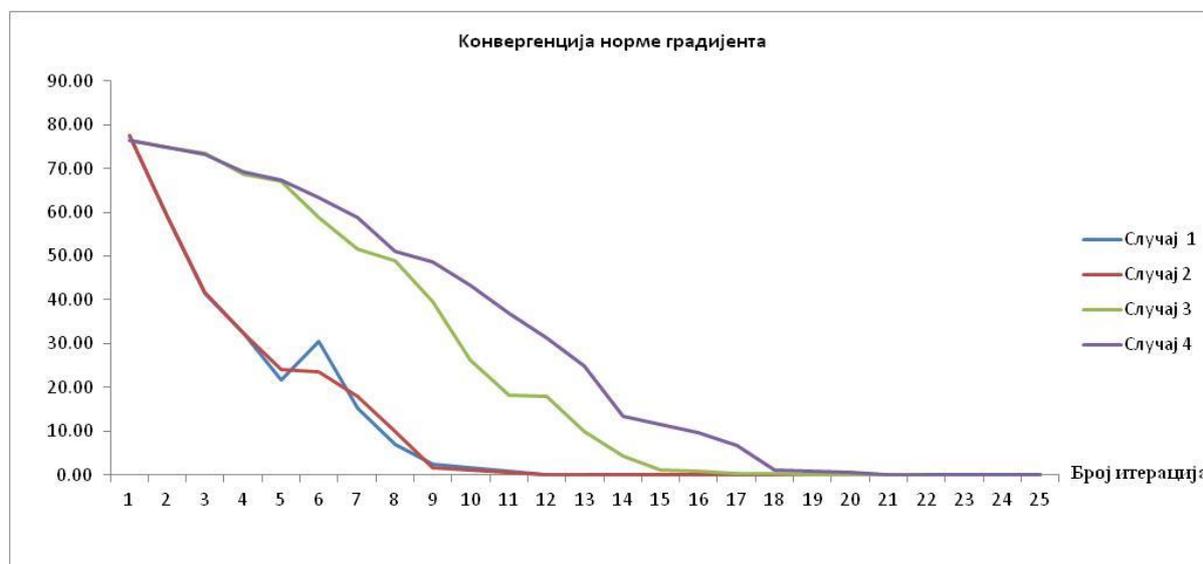
1.4 Закључна разматрања

У овој глави приказан је математички модел PDIP OPF алгоритма са логаритамском баријером. Такође, приказана је математичка формулација PDIP OPF-а у случају максимизације друштвене добити, са уважавањем цена активне и реактивне снаге генератора/потрошача. Реализовано је неколико варијанти OPF програма:

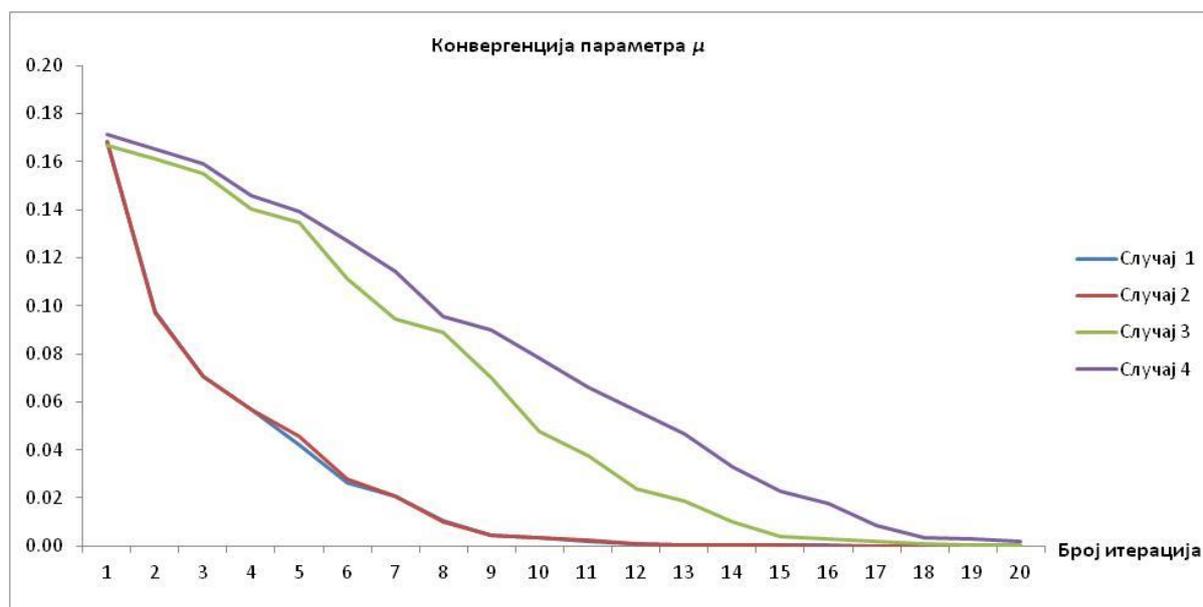
- Случај 1:** Минимизација функција цена производње активне снаге генератора, где је произведена реактивна снага неограничена, а активне и реактивне снаге потрошача константне.
- Случај 2:** Минимизација функција цена производње активне и реактивне снаге генератора, када су активне и реактивне снаге потрошача константне.
- Случај 3:** Максимизација друштвене добити уважавањем цена активне снаге генератора и цена активне снаге диспечабилних потрошача, када су реактивне снаге потрошача константне и реактивне снаге генератора неограничене.

Случај 4: Максимизација друштвене добити уважавањем цена активне и реактивне
снаге генератора и диспеџабилних потрошача.

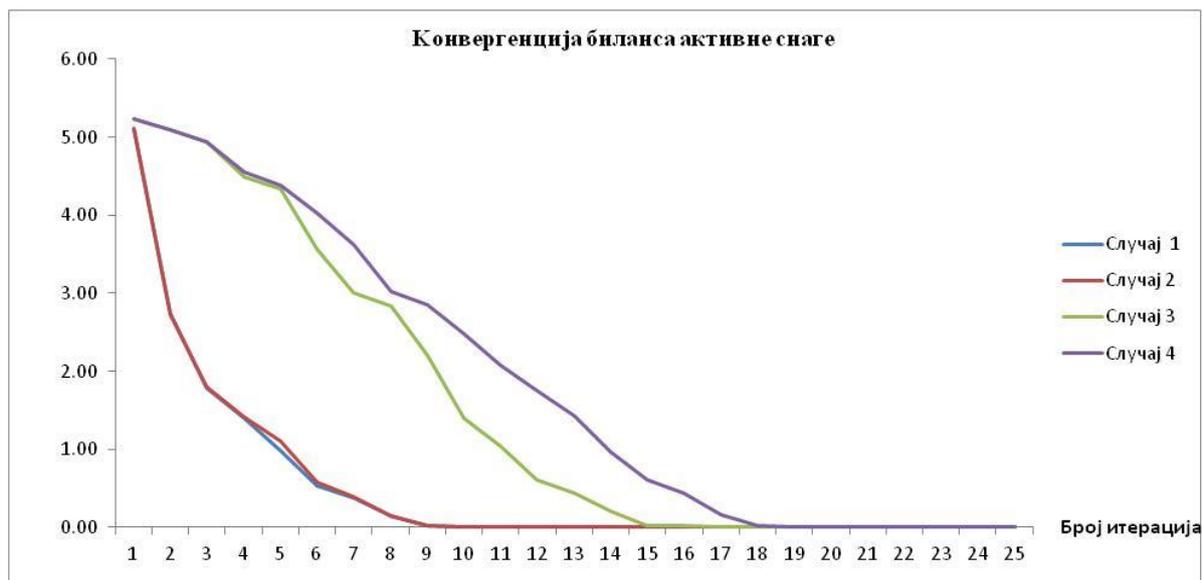
Изложени PDIP OPF алгоритми су тестирани на систему величине 118 чворова [16]. На Сликама 1.2-1.6 приказане су нумеричке карактеристике конвергенције у све четири варијанте PDIP OPF алгоритма.



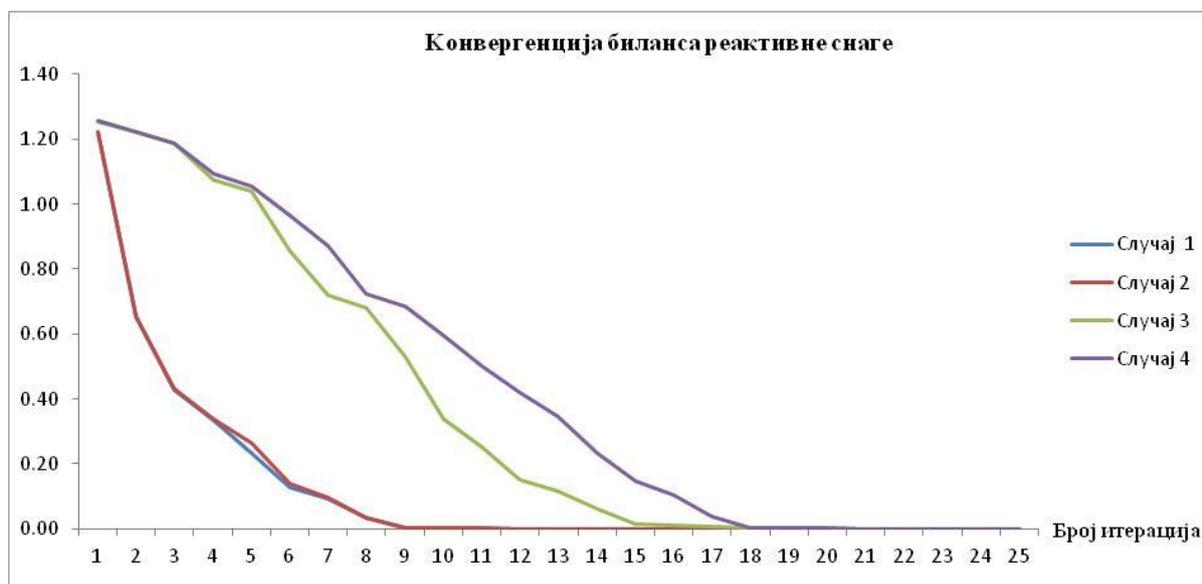
Слика 1.2: Упоредна конвергенција норме градијента за сва четири анализирана случаја PDIP OPF алгоритма.



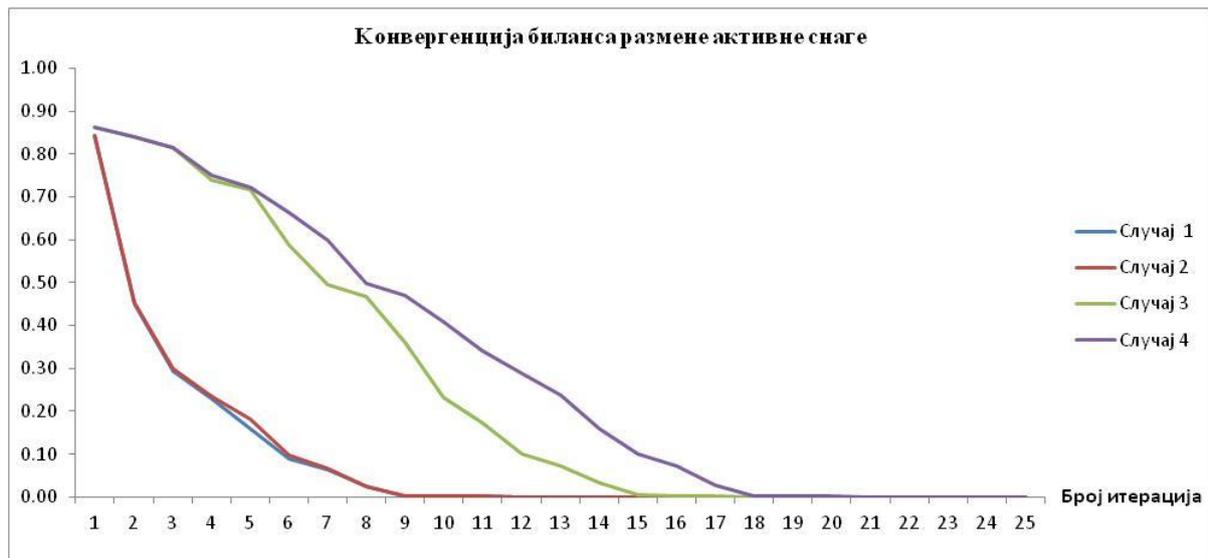
Слика 1.3: Упоредна конвергенција параметра μ за сва четири анализирана случаја PDIP OPF алгоритма.



Слика 1.4: Упоредна конвергенција биланса активне снаге за сва четири анализирана случаја PDIP OPF алгорита.



Слика 1.5: Упоредна конвергенција биланса реактивне снаге за сва четири анализирана случаја PDIP OPF алгорита.



Слика 1.6: Упоредна конвергенција биланса размене активне снаге за сва четири анализирана случаја PDIP OPF алгорита.

ГЛАВА 2

АЛОКАЦИЈА ГУБИТАКА СНАГЕ

2.1 Уводна разматрања

У овој глави приказана је адаптација алгоритма алокације губитака активне снаге (слична процедура се може применити и на алокацију губитака реактивне снаге) коју изазива уговорена трансакција активне снаге између два подсистема (ентитета) у интерконекцији на све чворове електроенергетског система (ЕЕС-а), а који у општем случају припадају различитим територијама (тржишним ентитетима). То значи да је задатак да се квантитативно одреди колико од израчунатих губитака активне снаге припада појединим територијама на основу чворова који сачињавају дате територије, али без уговорене трансакције. Увођењем одређених модификација, ова врста методологије [7] може да се користи за успешну алокацију губитака у различитим електропривредама (тржишним ентитетима) унутар интерконекције, као што су независни оператор система (ISO – “Independent System Operator”) или оператор преносног система (TSO – “Transmission System Operator”) [17]. Фактори алоцираних губитака се нумерички интеграле, како би се израчунала разлика у губицима између решења расподеле токова активних снага максималних (актуелних, базних) и нултих случајева генераторских/потрошачких инјектирања за више повезаних територија (тржишних ентитета). Предложена методологија је тестирана на IEEE систему величине 118 чворова [16], како би се стекао увид у њену нумеричку тачност и ефикасност.

Један од главних изазова који се јавља током експлоатације било вертикално интегрисаних, или дерегулисаних ЕЕС-а, јесте економски оправдана и рачунски довољно тачна алокација губитака активне снаге у повезаним тржишним ентитетима у интерконекцији.

Сам ЕЕС је подељен на територије различитих тржишних ентитета који су међусобно повезани интерконективним водовима. Развијени су различити алгоритми за алоцирање губитака снаге у појединачним територијама различитих тржишних ентитета (ISO-а или TSO-а). У суштини, укупан ток активне и реактивне снаге у преносном воду у присуству различитих повезаних ентитета (ISO-а или TSO-а) може да се измери, али прорачун колико сваки индивидуални ентитет доприноси току у индивидуалном преносном (најчешће интерконективном) воду је још увек истраживачки изазов [7, 18-20]. Уз то, треба напоменути да аналитичка функција губитака активне снаге $|RI^2|$ зависи од свих производних јединица и потрошача у територији од интереса, односно читавој интерконекцији [18-20].

До сада је предложено неколико методологија за рачунање и алокацију губитака активне снаге. Генерално гледано, постоје две класе методологија за рачунање алоцираних губитака активне снаге:

- Алокација губитака у различитим територијама [7].
- Алокација губитака са уговореним трансакцијама активне снаге [18-20].

Kirschen са осталима предлаже алгоритам којим се рачуна пропорција тока активне снаге у сваком индивидуалном преносном воду унутар ЕЕС-а, изазвану снагом сваке генераторске производне јединице или потрошача [19]. У следећем кораку, користећи исти метод, губици активне снаге се алоцирају на сваку индивидуалну производну јединицу или потрошача. Друга методологија је предложена од стране Bialek-а [20], а базирана је на сличним претпоставкама о пропорцији активне снаге. У случају дерегулисаног ЕЕС-а, произвођачи и потрошачи се третирају као одвојени ентитети са уговореним трансфером активне снаге путем ентитетски одвојене високо-напонске преносне мреже. Развијене су две класе методологија за рачунање алоцираних губитака активне снаге узрокованих уговореним трансакцијама активне снаге између две различите тачке у ЕЕС-у [7, 18-20].

Методологија предложена у овој докторској дисертацији базирана је на скупу нелинеарних једначина токова снага. То је проширење тзв. *методологије интеграционе путање* [7], која се користи за рачунање алоцираних губитака узрокованих уговореним трансакцијама активне снаге, на базно радно стање ЕЕС-а у коме нема уговорених трансакција. Аналитички изводи су прилагођени и модификовани у већ поменутој сврху на основу реф. [7]. Модел токова снага који је коришћен је изразито нелинеаран [17], попут модела предложеног у [7], али овог пута се решава расподела токова снага путем Newton-Raphson-овог поступка [21, 22] на различитим нивоима инјектирања активне снаге [од 1 % (нултог) до 101 % (пуног) нивоа стања базног оптерећења], док се не заврши прорачун утицаја различитих генераторских и потрошачких ентитета (чворова) унутар различитих тржишних ентитета (ISO-а или TSO-а).

У овој докторској дисертацији прилагођена је метода расподеле губитака услед трансакција која се суперпонира на радни режим ЕЕС-а на расподелу губитака на чворове ЕЕС-а без постојања трансакција. У односу на методологију [19, 20], уместо тога да се рачунају фактори који одређују допринос сваке од производних јединица губицима у сваком од индивидуалних преносних водова у ЕЕС-у, користи се методологија интеграционе путање, како би се израчунали губици активне снаге од нултог до пуног генераторско/потрошачког оптерећења у подједнаким инкрементима од 0,01.

2.2 Основе поступка алокације губитака

Губици активне снаге су величина преносног система (интерконекције) која се одређује из променљивих стања (обично модули и углови фазора напона у чворовима). Циљ је да се ти губици активне снаге алоцирају на генераторске и потрошачке чворове једне од територија (тржишних ентитета) унутар интерконекције (глобалног тржишта). Прецизније, крајњи циљ је да се изведе нумерички фактор за инјектирање снаге за сваки генераторско/потрошачки чвор као начин да се измери утицај скупа свих инјектирања у чворовима на губитке унутар исте територије, или на губитке у суседним повезаним територијама. Поменути фактори су η алокациони фактори. У случају једне електропривреде (ISO-а или TSO-а) ови фактори су дефинисани као:

$$\Delta P_{G_t} = \sum_{i=1}^N (\eta_i \mathbf{S}_{(i,t)}), \quad (2.1)$$

где је ΔP_{G_t} системска величина која карактерише дату територију (тржишни ентитет) 't' коју контролише ISO или TSO, док се доњи индекс 'i' користи да се идентификују индивидуални чворови ЕЕС-а. Параметар η_i , који представља осетљивост губитака у односу на промену инјектирања активне снаге i-тог чвора, је елемент вектора $\boldsymbol{\eta}$ који се користи при алокацији губитака. Вектор $\mathbf{S}_{(i,t)}$, садржи вредности разлика инјектирања активне снаге између пуног (базног) и нултог случаја. Да би се израчунали индивидуални елементи $\boldsymbol{\eta}$ вектора, расподела токова снага се решава за нулти случај. Решење нултог случаја је неопходно при адаптирању алокације губитака узроковане уговореном трансакцијом активне снаге на алокацију губитака за цео ЕЕС. Рачунањем расподеле токова снага за нулти случај, добија се величина $\Delta P_G^{(0)}$. Сама величина ΔP_G функционално зависи од променљивих стања које сачињавају модули и фазни углови напона у чворовима (V и θ):

$$\Delta P_G^{(0)} = \Delta P_G(V_1^{(0)}, \theta_1^{(0)}, \dots, V_N^{(0)}, \theta_N^{(0)}). \quad (2.2)$$

У следећем кораку се додају пуни нивои потрошње и генераторске производње у датој територији и поново се решава расподела токова снага. Из новог решења расподеле токова снага добија се нова величина $\Delta P_G^{(b)}$ на основу ажурираних променљивих стања:

$$\Delta P_G^{(b)} = \Delta P_G(V_1^{(b)}, \theta_1^{(b)}, \dots, V_N^{(b)}, \theta_N^{(b)}). \quad (2.3)$$

Разлика у износима губитака ΔP_G , израчунатих у изразима (2.2) и (2.3), се може приказати као:

$$\Delta P_G = \Delta P_G^{(b)} - \Delta P_G^{(0)}. \quad (2.4)$$

Величина ΔP_G је разлика у губицима ЕЕС-а између базног и нултог стања, која треба да се алоцира за сваку индивидуалну територију (ентитет) повезаног ЕЕС-а.

Величина ΔP_G дефинише се даље као сума промена у губицима између базног и нултог стања у индивидуалним територијама (тржишним ентитетима):

$$\Delta P_G = \sum_{t=1}^M \Delta P_{G_t}, \quad (2.5)$$

где је M укупан број територија (тржишних ентитета) у интерконекцији.

После замене израза (2.1) у израз (2.5) добија се:

$$\Delta P_G = \sum_{t=1}^M \sum_{i=1}^N (\eta_i \mathbf{S}_{(i,t)}). \quad (2.6)$$

Тешко је дефинисати однос између величине промене губитака активне снаге и $\boldsymbol{\eta}$ вектора. То се решава методом интеграционе путање, што је предмет дискусије у следећем поглављу, путем које се изводи однос између промене системских губитака активне снаге и $\boldsymbol{\eta}$ вектора.

2.3 Метод интеграционе путање

Метод интеграционе путање се користи у рачунању величине ΔP_{G_t} у (2.5). Ова величина представља промену у нивоу губитака активне (слична методологија може се користити и за расподелу губитака реактивне снаге) унутар повезаних тржишних ентитета у интерконекцији (глобалном тржишту). То се постиже интеграцијом парцијалног извода првог реда већ поменутог израза (2.5) за ΔP_{G_t} у односу на вештачку променљиву s у интервалу $0 \leq s \leq 1$. То значи да се интеграл у (2.7) рачуна као [7]:

$$\Delta P_{G_t} = \int_0^1 \left(\frac{\partial (\Delta P_G)}{\partial s} \right) ds, \quad (2.7)$$

дуж интеграционе путање одређене променама у инјектирањима активних и реактивних снага. С обзиром да се користи алгоритам за прорачун расподеле токова снага, промена у губицима реактивне снаге се приказује изразом интеграла сличним попут оног који се користи у изразу (2.7) за губитке активне снаге.

Да би се то постигло, инјектирања у чворовима у ЕЕС-у варирају од нулте вредности (дефинисане тако што се s изједначава са 1 %) инјектирања базног случаја расподеле токова снага, па све до 101 % инјектирања базног случаја расподеле токова снага (тако што се s изједначава са вредношћу 1). Величина ΔP_{G_t} мора да се изрази преко променљивих стања као у једначини (2.2), да би се израчунао израз (2.7). То може да се постигне дефинисањем вектора стања (\mathbf{x}) као:

$$\mathbf{x} = [V_1, \theta_1, \dots, V_N, \theta_N], \quad (2.8)$$

где N одређује величину ЕЕС-а (интерконекције), пошто представља укупан број чворова у ЕЕС-у.

Подинтегрална функција из израза (2.7) може да се представи детаљније као:

$$\frac{\partial(\Delta P_G)}{\partial s} = \left(\frac{\partial(\Delta P_G)}{\partial x} \right) \left(\frac{\partial x}{\partial s} \right). \quad (2.9)$$

Израз (2.9) може се заменити у израз (2.7) [7], чиме се добија:

$$\Delta P_{G_t} = \int_0^1 \left(\frac{\partial(\Delta P_G)}{\partial x} \right) \left(\frac{\partial x}{\partial s} \right) ds. \quad (2.10)$$

У изразима (2.9) и (2.10) постоји осетљивост променљивих стања у односу на вештачку променљиву s . То је израз $\left(\frac{\partial x}{\partial s} \right)$. Израз (2.9) омогућује да се израз (2.7) [7] представи као израз (2.10).

Однос између промене променљивих стања и промене у инјектирањима снаге добија се применом Newton-Raphson-овог поступка за решавање расподеле токова снага у ЕЕС-у [21, 22], као што се показује следећи израз:

$$\Delta x = J_{(v,\theta)}^{-1} \Delta S, \quad (2.11)$$

где су:

ΔS – вектор промена инјектирања у чворовима између базног и нултог стања (гранична стања између којих се рачуна интеграл);

$J_{(v,\theta)}^{-1}$ – инверзна Јакоби-јева матрица.

С обзиром да је већ приказана осетљивост променљиве стања у односу на вештачку променљиву s у изразима (2.9) и (2.10), онда се вектор Δx може приказати као:

$$\Delta x = \int_0^1 \left(\frac{\partial x(s)}{\partial s} \right) ds. \quad (2.12)$$

Изразом (2.12) је показано да променљиве стања у ЕЕС-у зависе од заједничке променљиве s .

Сличним начином закључивања може да се покаже да се вектор ΔS , који представља разлике у генераторско/потрошачким инјектирањима између базног и нултог стања, може изразити као вектор који је функционално зависан од вештачке променљиве s као:

$$\Delta S = \int_0^1 \left(\frac{\partial S(s)}{\partial s} \right) ds. \quad (2.13)$$

После сукцесивног замењивања израза (2.12), (2.11) и (2.13) у израз (2.10), добија се израз којим се приказује однос промене у активним снагама губитака у односу на промену у инјектирањима код генераторско/потрошачких чворова између већ поменутог базног и нултог случаја:

$$\Delta P_{G_t} = \int_0^1 \frac{\partial P_G}{\partial x_i} J_{(x_i)}^{-1} \left[\frac{\partial(\Delta S_{(i,t)})}{\partial s} \right] I_{i \in t} ds + \dots + \int_0^1 \frac{\partial P_{Gubici}}{\partial x_i} J_{(x_i)}^{-1} \left[\frac{\partial(\Delta S_{(i,t)})}{\partial s} \right] I_{i \notin t} ds, \quad (2.14)$$

где су:

I – помоћни индикатор који се користи да истакне подскуп вектора променљивих стања (x) у односу на који се рачунају парцијални изводи у било коме од два интегранта у изразу (2.14);

i – променљива која се користи да се идентификују подскупови чворова лоцираних у било ком делу (територији, тржишном ентитету) ЕЕС-а;

t – променљива која означава територију (ентитет) у коме се алоцирају губици;

x_i – вектор променљивих стања у изразу (2.8) који сачињавају модули и фазни углови напона у чворовима у једној од територија повезаног ЕЕС-а.

Укључивањем корекционе матрице Γ [23] добија се следећи израз, што доприноси повећаној тачности решења:

$$\Delta P_{G_t} = \int_0^1 \left[\frac{\partial(\Delta P_G)}{\partial x_i} \right]^T [\Gamma(x_i)] [J(x_i)]^{-1} \begin{bmatrix} P_1^{(b)} - P_1^{(0)} \\ Q_1^{(b)} - Q_1^{(0)} \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \end{bmatrix} I_{i \in t} ds + \dots + \int_0^1 \left[\frac{\partial(\Delta P_G)}{\partial x_i} \right]^T [\Gamma(x_i)] [J(x_i)]^{-1} \begin{bmatrix} \vdots \\ \vdots \\ P_i^{(b)} - P_i^{(0)} \\ Q_i^{(b)} - Q_i^{(0)} \\ \vdots \end{bmatrix} I_{i \notin t} ds. \quad (2.15)$$

Са предложеним алгоритмом израчунати алоцирани губици активне снаге могу да имају нетачности до 15 %, што је прихватљиво у поређењу са резултатима добијених при коришћењу других методологија [18-20]. При рачунању алоцираних губитака, за нумеричку интеграцију се могу користити различите технике. У овом раду се користи Simpson-ово правило [23].

2.4 Алгоритам за алокацију губитака

Алгоритам за алокацију губитака активне снаге спроводи се кроз следеће кораке:

Корак 1: Решити оптималне токове снаге применом PDIP OPF алгоритма (Глава 1).

Корак 2: Изабрати вектор инјектираних снага из решења PDIP OPF-а (Глава 1).

Корак 3: Решити Newton-ову расподелу токова снага са постојећим вектором инјектирања снага помноженог са 1,01.

Корак 4: $I = 1, \dots, 100$.

Корак 5: $K = \frac{I}{100}$.

Корак 6: Помножити инјектирања система из **Корак 3** са K .

Корак 7: Решити Newton-ову расподелу [21, 22] са инјектирањима из **Корак 3**.

Корак 8: Одредити разлику губитака активне снаге добијених у **Корацима 3** и **7**.

Корак 9: Израчунати корекционе факторе за G матрицу [23].

Корак 10: Израчунати парцијалне изводе губитака у односу на модуо и фазни став напона у чвору.

Корак 11: Израчунати Јасоби-јеву матрицу.

Корак 12: Израчунати маргиналне [интегрант у изразу (2.10)] губитке и декомпоноване маргиналне [интегранти у изразу (2.14) са G матрицом из израза (2.15)] губитке.

Корак 13: Сумирати одвојено маргиналне губитке и декомпоноване маргиналне губитке, а онда их помножити са Simpson-овим коефицијентима (метода нумеричке интеграције базирана на Simpson-овом правилу се користи да се интеграле парцијални изводи губитака у односу на променљиве стања у **Корак 12**).

Корак 14: Ако I није једнако 100, ићи на **Корак 5**. Ако је I једнако 100 процес је завршен.

2.5 Нумерички резултати

Алгоритам за алокацију губитака активне снаге предложен у овој докторској дисертацији, примењем је на радно стање ЕЕС-а добијено из решења PDIP OPF алгорита (*Глава 1*). Нумерички тест је урађен на IEEE тест систему, величине 118 чворова, 186 грана и 64 генератора [16], приказаном на Слици 2.1. Детаљни подаци о систему дати су у *Глави 7 (Додатак, Слика 7.2)*.

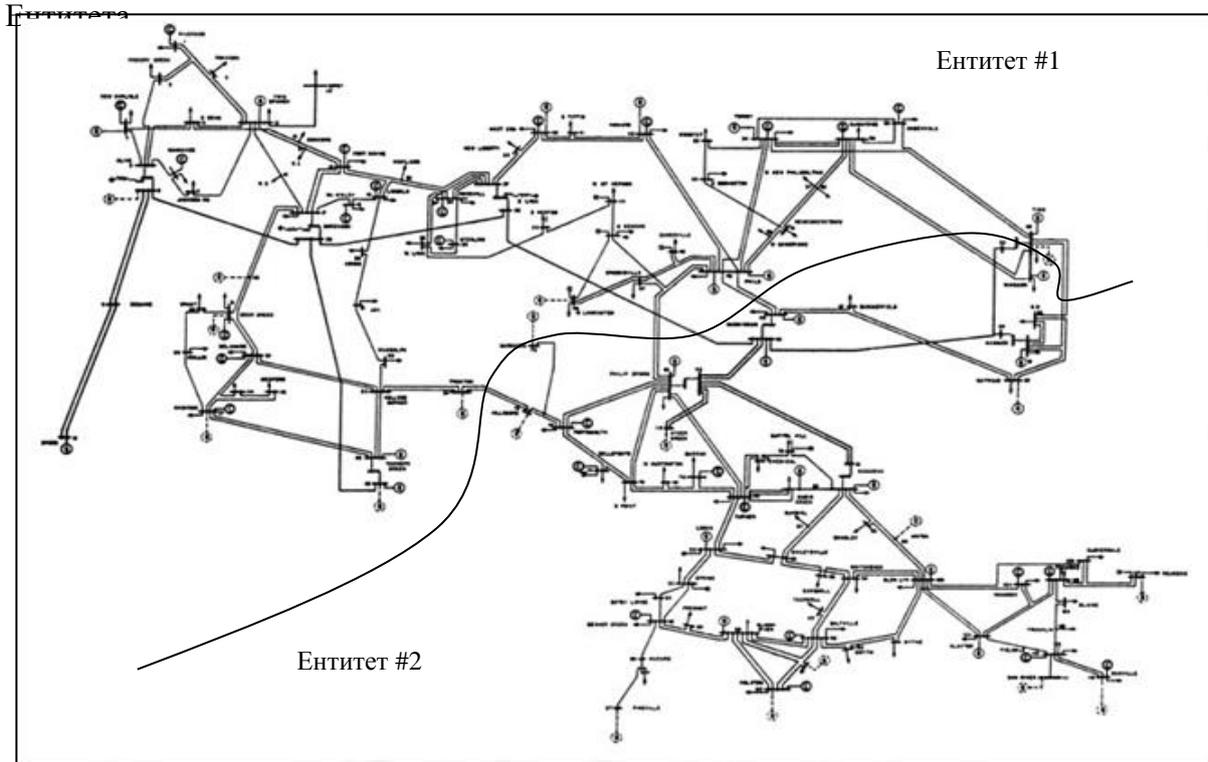
У анализираном тест систему размена између два тржишна ентитета се регулише преко интерконективних водова означених кривом линијом на Слици 2.1.

Урађена су три различита нумеричка експеримента:

Експеримент 1: Базно OPF решење у коме је збирни ток активне снаге 178,345 MW од Ентитета #2 до Ентитета #1 преко интерконективних водова и нема ограничења размене снаге између два ентитета при решавању OPF-а (*Глава 1*).

Експеримент 2: OPF решење у коме се ограничава размена снаге између два ентитета. Укупан ток активне снаге преко интерконективних водова износи 2,574 MW од Ентитета #2 до Ентитета #1.

Експеримент 3: OPF решење у коме се ограничава размена снаге између два подсистема. Укупан ток активне снаге преко интерконективних водова износи 174,423 MW од Ентитета #1 до Ентитета #2.



Слика 2.1: IEEE тест систем од 118 чворова подељен на два тржишна ентитета [16].

Процентуалне разлике између остварених губитака активне санге добијених из решења OPF-а и израчунатих алоцираних губитака приказане су у Табели 2.1. Резултати алокације губитака активне снаге су приказани у Табели 2.2.

Велике процентуалне грешке у Табели 2.1 су се могле очекивати, због почетне тачке решења, која је 1 % инјектирања у базном случају [17]. Крајњи циљ је да се алоцирају губици за базно стање, али због примене метода нумеричке интеграције мора да се крене од врло малог процента инјектираних снага базног стања, да би се симулирала интеграција од 0 до 1, преко вештачке променљиве s у изразу (2.7).

Ова методологија је оригинално намењена за алоцирање губитака узрокованих трансакцијама изнад базног решења [7]. Као што је већ поменуто у уводном делу ове главе, губици активне снаге зависе од излазне вредности снаге свих генераторских јединица у интерконекцији. Самим тим, генератори у једној територији (тржишном ентитету) мање-више доприносе губицима у другим областима (територијама) због токова у петљи узрокованим трансфером електричне енергије преко повезних (интерконективних) грана. У **Експерименту 1** ток од 178,345 MW слободно тече преко повезних грана од Ентитета #2 до Ентитета #1. Губици активне снаге у Компанији #1

су редуковани због токова у петљи узрокованих од стране генератора и потрошача у Ентитету #2. У **Експериментима 2 и 3** губици у Ентитету #1 су повећани због токова у петљи узрокованих генераторима и потрошачима у Ентитету #2. У случају Ентитета #2, губици у овој компанији су повећани токовима у петљи узрокованим генераторима у Ентитету #1 у сва три нумеричка експеримента. Због високе нелинеарности функције губитака врло је тешко проценити однос губитака у једном тржишном ентитету и генератора у другом тржишном ентитету.

Због адаптације методологије која је оригинално намењена за рачунање губитака узрокованих трансакцијама изнад базног решења [7], очекивано је да се има повећана грешка у прорачуну. Алгоритам почиње решењем расподеле токова снага [21, 22] када се има 1 % [17] од инјектирања у базном стању у ЕЕС-у као почетно стање, да би се симулирала интеграција преко s променљиве од 0 до 1.

	Експеримент 1	Експеримент 2	Експеримент 3
Апсолутна процентуална разлика између алоцираних (добијених по методологији [17]) и остварених губитака (добијених из решења расподеле токова снага[21])	22,5 %	28,25 %	22,13 %

Табела 2.1: Апсолутна процентуална разлику у губицима активне снаге за базно стање ЕЕС-а.

2.6 Закључна разматрања

У овој докторској дисертацији прилагођена је метода расподеле губитака услед трансакција изнад радног режима система на расподелу губитака на чворове система без постојања трансакција. Ова врста методологије могла би да се користи у анализи утицаја генератора и потрошача у једној територији (тржишном ентитету) на губитке у суседној територији због слободних токова снага у преносној мрежи.

Табела 2.2: Резултати алокације губитака активне снаге на два тржишна ентитета у интерконекцији (глобалном тржишту електричне енергије).

Резултати алокације губитака активне снаге	Експеримент 1 [MW]	Експеримент 2 [MW]	Експеримент 3 [MW]
Укупна снага генератора у Ентитету #1	2211,37	2386,30	2563,17
Укупна потрошња активне снаге у Ентитету #1	2378,16	2376,43	2373,76
Укупна активна снага генератора у Ентитету #2	2537,38	2358,87	2180,77
Укупна потрошња активне снаге у Ентитету #2	2331,73	2332,66	2333,52
Укупна производња активне снаге за цео ЕЕС	4748,75	4745,18	4743,94
Укупна потрошња активне снаге за цео ЕЕС	4709,89	4709,10	4707,29
Остварени губици активне снаге у Ентитету #1	11,55	12,45	14,98
Остварени губици активне снаге у Ентитету #2	27,31	23,64	21,67
Укупни губици активне снаге за цео ЕЕС	38,86	36,08	36,65
Алоцирани губици Ентитету #1 у односу на чворове истог ентитета	9,26	9,14	10,75
Алоцирани губици Ентитету #1 у односу на чворове Ентитета #2	-0,67	0,30	1,13
Укупни алоцирани губици на територију Компаније #1	8,58	9,45	11,88
Алоцирани губици Ентитета #2 у односу на чворове истог ентитета	19,58	15,13	16,03
Алоцирани губици Ентитета #2 у односу на чворове Ентитета #1	1,90	1,31	0,63
Укупни алоцирани губици на територију Ентитета #2	21,48	16,44	16,66
Сума свих алоцираних губитака активне снаге	30,06	25,89	28,54

ГЛАВА 3

ЛОКАЦИЈСКЕ МАРГИНАЛНЕ ЦЕНЕ ЕЛЕКТРИЧНЕ ЕНЕРГИЈЕ У ЧВОРОВИМА УНУТАР И НА ГРАНИЦАМА ТРЖИШНИХ ЕНТИТЕТА

3.1 Дефиниција локацијских маргиналних цена

Локацијске маргиналне цене (LMP – “Locational Marginal Price”), или цене електричне енергије у чворовима електроенергетског система (ЕЕС-а), дефинисане су у реф. [24], где је и дат алгоритам и поступак за добијање оптимале радне тачке тренутног радног стања ЕЕС-а. При томе су LMP-ови предложени за тарифирање (наплату) активне и реактивне енергије у систему на тржишту електричне енергије.

У раду [15] дат је интегрални концепт примене LMP-ова на тржишту електричне енергије. Њиме су обухваћени куповина/продаја, као и друге трансакције које се укључују у тржиште електричне енергије (на пример, резерве и друге помоћне услуге). LMP су постали основа за тржиште електричне енергије у великом броју земаља.

LMP-ови у неком чвору ЕЕС-а, под условом да су сви потрошачи константни, једнака је укупној промени цене производње свих ангажованих генераторских јединица, када се у том истом чвору потрошња промени за 1 MW (пошто се LMP изражава у MWh/h). Подразумева се у оба случаја да пре и после промене потрошње за 1 MW у датом чвору постоји оптимално решење у коме су сва физичка ограничења задовољена. LMP-ови су једнаки Lagrange-овим множачима (мултипликаторима, или дуалима) из решења оптималних токова снага (OPF – “Optimal Power Flow”), који су придружени ограничењима једнакости биланса активне снаге у сваком чвору ЕЕС-а [25]. LMP-ови добијени применом модела оптимизације утичу не само на производњу електричне енергије, него и њену испоруку (потрошњу), због тога што се у моделу обухватају и губици електричне енергије, као и ефекти ограничења на преносним водовима и трансформаторима и чворовима електроенергетске мреже (на пример, напонска ограничења). Дуали свих ограничења једнакости и неједнакости зову се још “цене у сенци” (“Shadow Prices”). Дуалне променљиве представљају финансијске променљиве ЕЕС-а, док прималне променљиве представљају физичке променљиве система. Употреба LMP-ова може бити вишеструка:

- Употреба на тржишту електричне енергије путем чега се обавља куповина и продаја електричне енергије. Овај тип тржишта се зове LMP засновано тржиште.
- За потребе планирања ЕЕС-а (што је показано у овој докторској дисертацији).
- Друге потребе у експлоатацији ЕЕС-а (као што је, на пример, планирање резерви).

Физички се дуалне променљиве могу поделити на оне које припадају чворним тачкама и на оне које припадају гранама ЕЕС-а. Самим тим имају се следеће категорије дуалних променљивих које припадају чворним тачкама: 1) LMP везани за ограничења једнакости, као што су билансне једначине активне и реактивне снаге у сваком чвору, 2) дуалне променљиве везане за ограничења неједнакости активне и реактивне снаге на генераторима, 3) ограничења неједнакости активне и реактивне снаге на диспечабилним потрошачима, 4) ограничења неједнакости напона на чворовима и друге. Такође, постоје и дуалне променљиве које припадају гранама: 1) једначине ограничења размене између две области (територије), 2) ограничења неједнакости тока активне или привидне снаге на једном од крајева преносних водова и друге [26]. Други начин да се класификују дуалне променљиве јесте према ограничењима једнакости и неједнакости у ЕЕС-у. У Табелама 3.1 и 3.2 дата је класификација дуалних променљивих (Lagrange-ових мултипликатора) према ограничењима једнакости и неједнакости.

Табела 3.1: Множачи (Lagrange-ови мултипликатори) једнакости.

Једнакости	Lagrange-ови мултипликатори	Опис једначине
1	λ_P	Билансна једначина активне снаге
2	λ_Q	Билансна једначина реактивне снаге
3	$\lambda_{P_{RAZ}}$	Једнакост размене електричне енергије између две регулационе области

Табела 3.2: Множачи (Lagrange-ови мултипликатори) неједнакости.

Неједнакости	Lagrange-ови мултипликатори	Горња граница неједнакости	Доња граница неједнакости	Опис једначине
1	μ_{PG}	μ_{PGMax}	μ_{PGMin}	Активна снага генератора
2	μ_{QG}	μ_{QGMax}	μ_{QGMin}	Реактивна снага генератора
3	μ_{PD}	μ_{PDMax}	μ_{PDMin}	Активна снага потрошача
4	μ_{QD}	μ_{QDMax}	μ_{QDMin}	Реактивна снага потрошача
5	μ_{GRP}	μ_{GRPMax}	μ_{GRPMin}	Ток активне снаге у грани
6	μ_{GRS}	μ_{GRSMax}		Ток привидне снаге у грани
7	μ_U	μ_{UMax}	μ_{UMin}	Напон у чвору

3.2 Дефиниција локацијске маргиналне цене на граници и унутар повезаних области

У циљу повећања сигурности и економичности испоруке електричне енергије долази до повезивања независних ЕЕС-а и у дерегулисаном и регулисаном окружењу. На тај начин стварају се регионалне, па чак и континенталне интерконекције. Повезивање може бити изведено преко више повезаних преносних елемената (најчешће водова наизменичне или једносмерне струје) у функцији очекиваних преноса активне снаге размене и повећања сигурности и економичности рада ЕЕС-а у интерконекцији. Сви повезани ЕЕС-и настоје да раде оптимално уз максимизацију или минимизацију усвојене функције циља. Да би се ограничио међусобни утицај LMP-ова једног тржишног ентитета на други, унапред се уговарају снаге размене електричне енергије.

Уколико размена не би била стриктно уговорена и контролисана, онда би се појавили слободни токови на повезаним (интерконективним) водовима и могло би доћи до знатног повећања губитака у једном или више повезаних ЕЕС-а [17, 27]. У партнерском раду, где у једном или више ЕЕС-а постоје независни произвођачи електричне енергије коју испоручују у други ЕЕС, јављају се додатни губици електричне енергије у систему где су везани. Онда тај ЕЕС тражи компензацију за губитке које проузрокује независни произвођач приликом извоза у суседни ЕЕС, па је тада потребно одредити то повећање губитака који настаје приликом трансфера снага генератора независног произвођача из једног у други ЕЕС [27]. Уколико се размена између два ЕЕС-а стриктно не контролише, а у случају постојања вишеструких интерконективних веза између ЕЕС-а, због слободних токова снага, повећања губитака активне снаге може да буде значајно, што енергијски и новчано треба да компензује независни произвођач који га проузрокује [27].

Проблем третирања рада повезаних ЕЕС-а (различитих тржишних ентитета) дуго је привлачило пажњу стручних кругова у Сједињеним Америчким Државама [17, 27-29]. Овај алгоритам је прво целовито решење овог проблема [30]. Дефинисан је итеративни процес решавања OPF-а повезаних подсистема са и без утврђене размене (слободни токови снага ако нема унапред утврђене размене снага).

Код повезаних ЕЕС-а (тржишних ентитета) који се повезују највише због побољшања сигурности рада интерконекције, где је сваки од ЕЕС-а избалансирао производњу и потрошњу, може да дође у случају вишеструких интерконективних водова до појаве слободних токова који проузрокују повећање губитака у једном и/или другом ЕЕС-у. Неконзистентност LMP-ова јавља се на границама између ЕЕС-а, односно граничним тачкама повезаних ЕЕС-а у дерегулисаном окружењу, којима управљају независни оператори система (ISO – “Independent System Operator”) или независни оператори преносног система (TSO – “Transmission System Operator”). Овај проблем се назива “проблем граница” (“Seams Problem”) ЕЕС-а.

3.2.1 “Проблем граница” електроенергетских система

У овој докторској дисертацији предложена је методологија за решавање проблема граница LMP-ова која настаје на граничним чворовима повезаних ЕЕС-а. Развијени алгоритам омогућава да се добију конзистентне вредности LMP-ова на граничним чворовима повезаних тржишних ентитета (TSO-а или ISO-а). Примењује се Примално-Дуални Interior Point (PDIP – “Primal-Dual Interior Point”) метод (Глава 1),

укључујући сва дефинисана ограничења типа једнакости и неједнакости, тако да се добије конзистентно решење за регионална тржишта електричне енергије. Генератори и потрошачи на тржишту се моделују симултано, током процеса максимизације социјалне добити (SW – “Social Welfare”). Овде је предложена генерализована методологија за више повезаних тржишних ентитета (TSO-а или ISO-а), а која је практично примењена на случај два повезана ентитета. Предложен је и алгоритам за апроксимацију коефицијената трошкова генератора и диспечабилних потрошача суседног ентитета. Развијени алгоритам омогућује појединачним ентитетима да добију LMP-ове на граничним чворовима са другим повезаним ентитетима. Контролишући размену електричне енергије на унапред уговореном нивоу, добија се решење за регионална тржишта, елиминишући у исто време могућност нелојалне конкуренције. Предложена методологија тестирана је на IEEE тест систему величине 118 чворова [16], а детаљни улазни подаци о тест систему су дати у Глави 7 (Додатак).

Неконзистентност LMP-ова се јавља у граничним чворовима повезаних ентитета којим управљају различити оператори система, попут ISO-а (у Сједињеним Америчким Државама) или TSO-а (што је пракса у Европи). У случају да постоји два или више повезаних тржишних ентитета, потрошачи у територији једног ентитета имају циљ да купе јефтинију електричну енергију која је произведена у суседном ентитету. Као последица те тежње, преко повезаних (интерконективних) водова настају токови снага у петљи и често међу-зонално загушење. Због ограничења у количини размењених информација, као последица дерегулације, јављају се неконзистентни LMP-ови и то спречава два координирана ентитета да остваре заједничко, јединствено и глобално оптимално решење. Овај проблем се зове “проблем граница” (“Seams Problem”) у Сједињеним Америчким Државама [31-34], или прекогранично загушење (“Cross-Border Congestion”) у Европи [35]. Иначе, “проблем граница” је постојао и пре и после дерегулације електроенергетског сектора.

У наставку ће бити представљен алгоритам који третира више ентитета као јединствену целину по први пут у досадашњој пракси тржишта електричне енергије [22, 30]. “Проблем граница” ЕЕС-а подразумева следеће аспекте [31-35]:

- Проблем неконзистентног дизајна електропривредног тржишта између повезаних тржишних ентитета (регионална тржишта електричне енергије).
- Проблем акумулирања трошкова при преносу електричне енергије између више тржишних ентитета.
- Обавеза да се прихвати преносно право и адекватно плате трошкови загушења проузроковани од стране сваког тржишних ентитета, кроз чију територију уговорена трансакција треба да буде спроведена.
- Редукцију у размени електричне енергије између регулационих области због испада интерконективних водова.
- Спора конвергенција LMP-ова када неколико повезаних тржишних ентитета покуша да оствари координирано оптимално решење за целу електроенергетску интерконекцију.

Главни проблем настаје у остваривању конвергенције LMP-ова између тржишних ентитета, како би се добило заједничко оптимално решење за цео ЕЕС (интерконекцију). Узрок “проблема граница” између повезаних ентитета обично је у томе што они нерадо дају све информације о мрежи под својом ингеренцијом. Циљ је

да се на тај начин избегла неолојална конкуренција на тржишту електричне енергије (“Market Power”) од стране конкурентних произвођача електричне енергије.

Што се тиче претходно публикованих радова на тему проблема тржишних пракси на граници неколико повезаних ентитета, Cadwalader и група користе линеаран (P- θ) приступ [34]. Претпоставља се да ентитет обезбеђује поштовање преносних ограничења на својој територији и у исто време моделује ефекте загушених водова на туђој територији, укључујући их у сопствену функцију циља за оптимизацију тржишта електричне енергије. При томе, сваки тржишни ентитет мора да направи апроксимацију коефицијената кривих понуде и потражње електричне енергије суседних ентитета, укључених у процес међу-регионалног растеређења од загушења на интерконективним водовима [34]. Та апроксимација је заснована на размени података преко неке форме централне платформе. У реф. [36, 37] предложен је приступ у ком се ЕЕС разлаже на повезана подручја тржишних ентитета и у свакој индивидуалној територији се решава OPF, уважавајући ограничења једнакости и неједнакости на сопственој територији и граничним регијама, односно повезним водовима између два повезана тржишна ентитета. У [38, 39] предложен је приступ у ком су уведени фиктивни чворови на граници два суседна ентитета и у сваком индивидуалном региону се решава линеарни OPF, уважавајући ограничења једнакости и неједнакости на сопственој територији и ограничења на фиктивним чворовима.

Перформансе различитих интер-регионалних размена у Сједињеним Америчким Државама, алтернативне маркет процедуре које би могле да побољшају перформансе тих тржишта, као и прелиминарне естимације економске добити из ових побољшања су објашњене у више детаља у [40, 41]. Ова проблематика је врло значајна и за европске услове (на пример, централна Европа, Скандинавија или Балканско полуострво), када ће будуће (интер-)регионално електропривредно тржиште бити потпуно успостављено и координирано [42-44].

Самим тим, у овој докторској дисертацији уведена је претпоставка да се све дозвољене информације размењују између учествујућих ентитета, а да се OPF поново решава, све док разлике LMP-ова на свим чворовима у две сукцесивне спољне итерације не буду мање од постављеног критеријума конвергенције. У сваком кораку се решава OPF за све учеснике на тржишту (ентитете) секвенцијално, а информације између OPF решења (унутрашњи алгоритамски корак) и LMP критеријум конвергенције (спољни алгоритамски корак) се размењује тако да се рачунају апроксимирани коефицијенти трошкова генератора/диспечабилних потрошача на суседној територији. У овој докторској дисертацији се следи претпоставка да информације о генераторима и диспечабилним потрошачима код конкурентних суседних ентитета нису на располагању осталим ентитетима, с обзиром да је једино конфигурација преносне мреже на располагању у оквиру читаве интерконекције. LMP маркет резултати се добијају користећи PDIP OPF алгоритам [5, 45-47], који је детаљно изложен у Глави 1.

Коначно, предложено решење за “проблем граница” може да се окарактерише на следећи начин:

- 1) Генерално гледано, решавање регионалног OPF-а захтева велики број итерација да би се остварила конвергенција LMP-ова на свим граничним и унутрашњим чворовима повезаних тржишних ентитета, због јединственог оптималног решења ЕЕС-а који сачињавају два или више тржишних ентитета. Циљ је да се оствари јединствена LMP конвергенција, односно да се имају иста решења два ентитета са решењем тог истог ЕЕС-а када се третира као јединствена целина.

- 2) Као последица уговарања размене електричне енергије између неколико ентитета и задавања ограничења уговорене размене преко повезних водова, смањује се ниво токова снага у петљи и уклања нелојална конкуренција од стране учесника на глобалном тржишту електричне енергије.

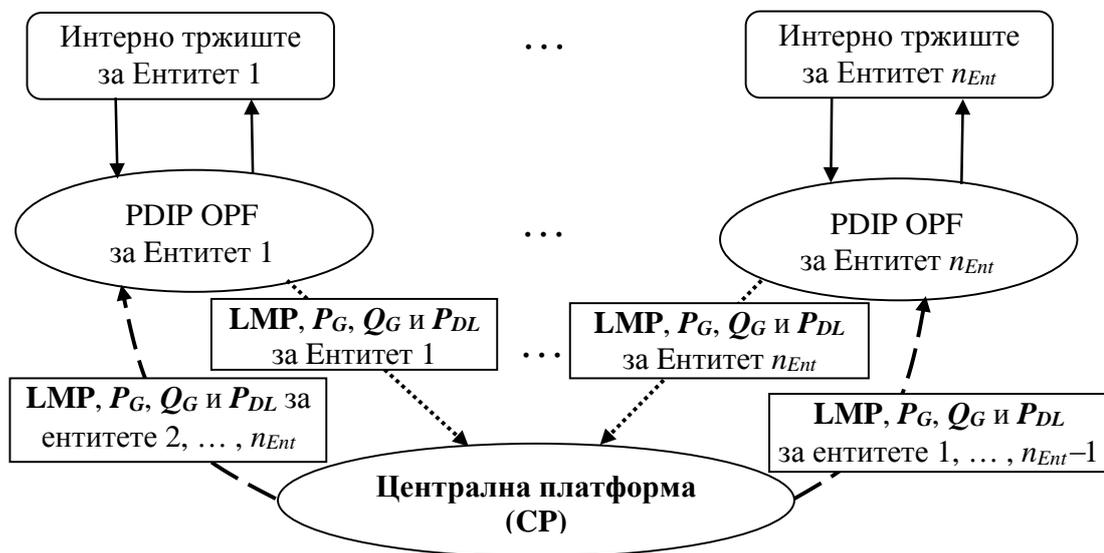
3.2.2 Методологија

У предложеној методологији сваки од тржишних ентитета има све податке на располагању о читавом ЕЕС-у (интерконекцији), осим података о коефицијентима трошкова генераторских и потрошачких кривих на територији суседних ентитета, који се могу сматрати као пословна тајна [30]. Ако се OPF решава од стране регионалних тржишних ентитета кроз итеративне кораке, док се не оствари конвергенција LMP-ова, уз успостављену размену електричне енергије између два ентитета која одговара њиховом међусобном споразуму о размени. На тај начин сваки ентитет поново решава OPF док се не постигне координирано оптимално решење. Специфичности предложене методологије су следеће:

- 1) Информације које тржишни ентитети не размењују међусобно су криве трошкова генератора и диспечабилних потрошача.
- 2) Сваки тржишни ентитет решава OPF за цео повезани ЕЕС (интерконекцију), али мора да се ослања на сопствене апроксимације коефицијента трошкова генератора и диспечабилних потрошача суседних тржишних ентитета, као што је приказано у *Тачки 3.2.3*.
- 3) Због неконвексности PDIP OPF алгорита, постиже се локално оптимално решење, односно локална равнотежа тржишта (“Equilibrium”).
- 4) Због уговорене размене електричне енергије, контролишу се и ограничавају токови снага у петљи између тржишних ентитета (кроз задавање ограничења типа неједнакости у оптимизационом проблему).
- 5) После постизања глобалне конвергенције OPF-а, решења суседних ентитета се поклапају (на нивоу критеријума конвергенције). Она се такође поклапају и са OPF решењем за целу интерконекцију (сви ентитети се третирају јединствено).

Методологија предложена за решавање “проблема граница” је приказана на Слици 3.1. На некој форми централне платформе (CP – “Central Platform”) на већ поменутој слици, информације о вредностима LMP-ова, израчунатим активним снагама генератора и диспечабилних потрошача се размењују између две повезане територије (тржишна ентитета). Свака регулациона област шаље већ поменути информацију добијену из OPF решења на CP. Информације о излазним снагама генератора, диспечабилних потрошача и њиховим маргиналним ценама у појединачним ентитетима се достављају на CP током итеративног процеса. Предложени алгоритам се спроводи кроз следеће кораке [30]:

- 1) Задавање иницијалног скупа LMP-ова, активних снага генератора и активних снага еластичних потрошача за читаву интерконекцију.
- 2) Свака регулациона област (тржишни ентитет) решава свој OPF за целу интерконекцију, користећи апроксимиране коефицијенте трошкова генератора и диспечабилних потрошача на чворовима у суседним ентитетима. Због апроксимативно усвојених података, решење OPF-а може да осцилује током првих неколико итеративних корака за спољну петљу по конвергенцији за тржишни ентитет.
- 3) Свака регионални тржишни ентитет шаље LMP-ове, активне снаге генератора и активне снаге диспечабилних (еластичних) потрошача добијених из OPF решења на CP-у.
- 4) Проверава се конвергенција LMP-а:
Ако алгоритам конвергира иде се на **Корак 5**.
Ако алгоритам не конвергира иде се на **Корак 2**.
- 5.) Проверава се уговорена размена између појединих тржишних ентитета.
- 6.) Ако LMP-ови конвергирају без уговорене размене иде се на **Корак 7**.
Ако LMP-ови конвергирају са уговореном разменом прекида се алгоритам.
- 7.) Жељена размена електричне енергије ће моћи да се уговори (реализује).
- 8.) Реформулација OPF-а са додатном једначином размене електричне енергије и наставак са **Корак 1**.



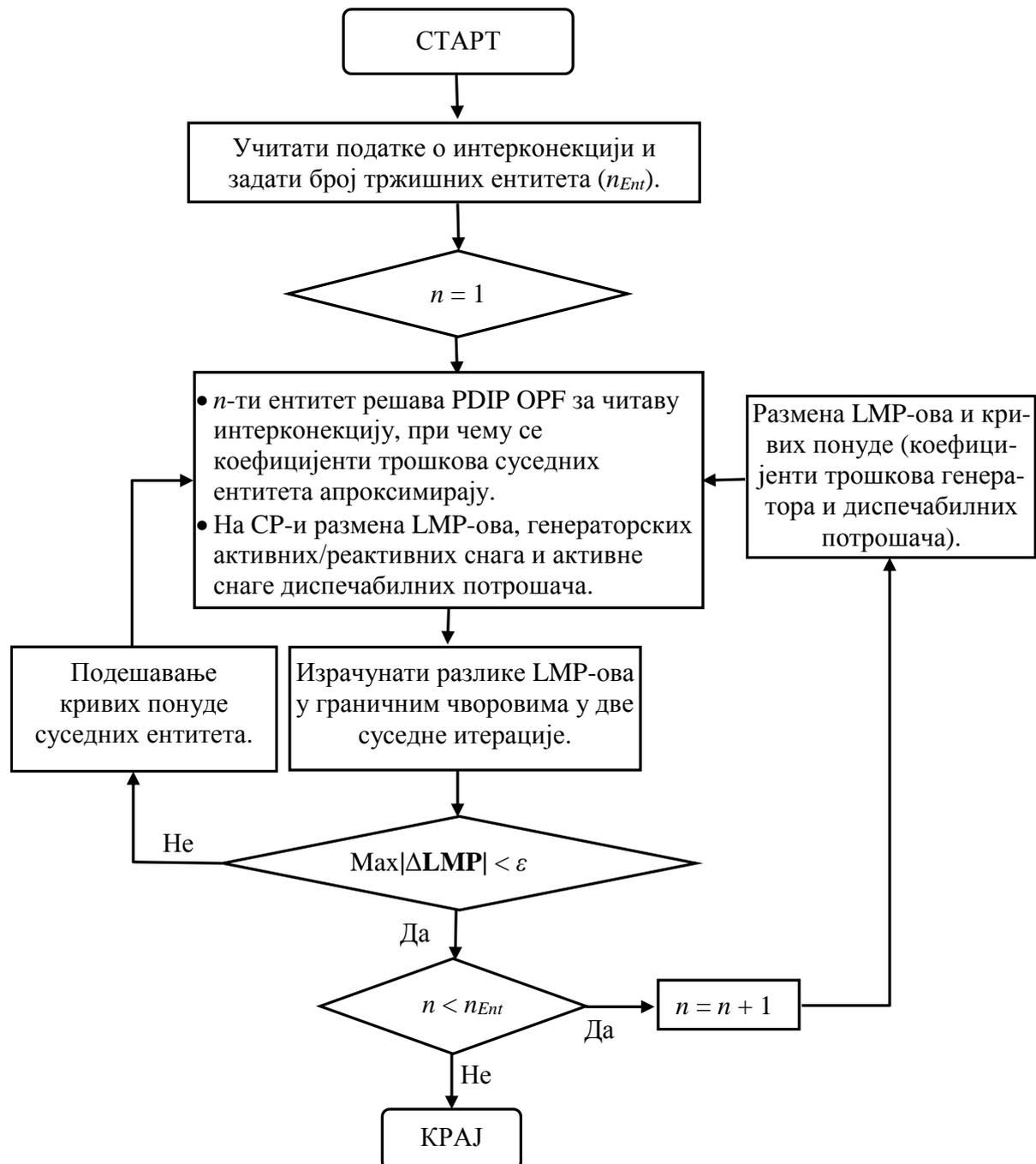
Слика 3.1: Интер-регионална координација LMP-ова.

Поменути алгоритам се тестира тако што се решава OPF за целу интерконекцију, под претпоставком да су све неопходне информације на располагању. Информације које се размењују преко CP-е између различитих територија (тржишних ентитета) су следеће:

- 1) Активне снаге генератора добијене из OPF-а.
- 2) Активне снаге диспечабилних и константних потрошача добијене из OPF-а.
- 3) LMP резултати из OPF решења по сваком од тржишних ентитета.

4) Уговорене снаге размене.

Треба узети у обзир да уговорена размена између ентитета не дозвољавају трансфере снаге који чине нелојалну конкуренцију између тржишних ентитета. Коначно, на Слици 3.2 је приказан итеративни процес предложеног алгорита [30].



Слика 3.2: Алгоритам прорачуна неконзистентних LMP-ова у граничних чворовима на интер-регионалном тржишту електричне енергије (интерконекцији) (“проблем граница”).

3.2.3 Апроксимација коефицијената трошкова у суседним ентитетима

Претпоставља се да се у свим тржишним ентитетима користе квадратне криве цена производње генераторских јединица и цена потрошње диспечабилних потрошача. Коефицијенти ових кривих се апроксимирају на основу размењених LMP-ова о повезним тачкама у интерконекцији. Функције трошкова производње и потрошње се апроксимирају изостављањем фиксних трошкова a_i и d_j [30], односно као:

$$C(P_{G_i}) = a_i + b_i P_{G_i} + c_i P_{G_i}^2 \cong b_i P_{G_i} + c_i P_{G_i}^2; \quad (3.1)$$

$$C(P_{D_j}) = d_j + e_j P_{D_j} - f_j P_{D_j}^2 \cong e_j P_{D_j} - f_j P_{D_j}^2, \quad (3.2)$$

где су $i = 1, \dots, N_g$ и $j = 1, \dots, N_d$, а N_g и N_d представљају укупне бројеве генератора и диспечабилних потрошача, респективно.

Парцијални изводи генераторских и потрошачких цена по снази су:

$$\frac{dC(P_{G_i})}{dP_{G_i}} = b_i + 2c_i P_{G_i}; \quad (3.3)$$

$$\frac{dC(P_{D_j})}{dP_{D_j}} = e_j - 2f_j P_{D_j}. \quad (3.4)$$

Усвојене су вредности коефицијената $c = 0,2$ и $f = 0,2$ [30] и за генераторе и запотрошаче, одакле се одређују:

$$b_i = LMP_i - 2c_i P_{G_i} = LMP_i - 0,2 P_{G_i}; \quad (3.5)$$

$$e_j = LMP_j + 2f_j P_{D_j} = LMP_j + 0,2 P_{D_j}. \quad (3.6)$$

Познато је да постоје флексибилни генератори и диспечабилни потрошачи (то се односи на генераторе или потрошаче који нису ангажовани да раде са граничним снагама). У литератури они се често зову маргинални или гранични генератори или потрошачи [30]. Та је чињеница усвојена код израза за линеарне коефицијенте цена b_i и e_j . Квадратни коефицијенти цена c_i и f_j су усвојене величине које су нумерички значајне и варирају у ужим границама него b_i и e_j [30].

3.2.4 Нумеричка студија “проблема граница”

IEEE тест систем од 118 чворова [16] се користи у овој докторској дисертацији за тестирање предложеног алгорита за решење проблема неконзистентних LMP-ова на границама ентитета интер-регионалног тржишта електричне енергије (интерконекције). Главни циљ је да се контролише размена тока активне снаге између повезаних тржишних ентитета, да би се добили конзистентни LMP-ови између ентитета, користећи нелинеарни модел OPF-а. На овај начин се избегава нелојална конкуренција на тржишту електричне енергије (“Market Power”) између два ентитета.

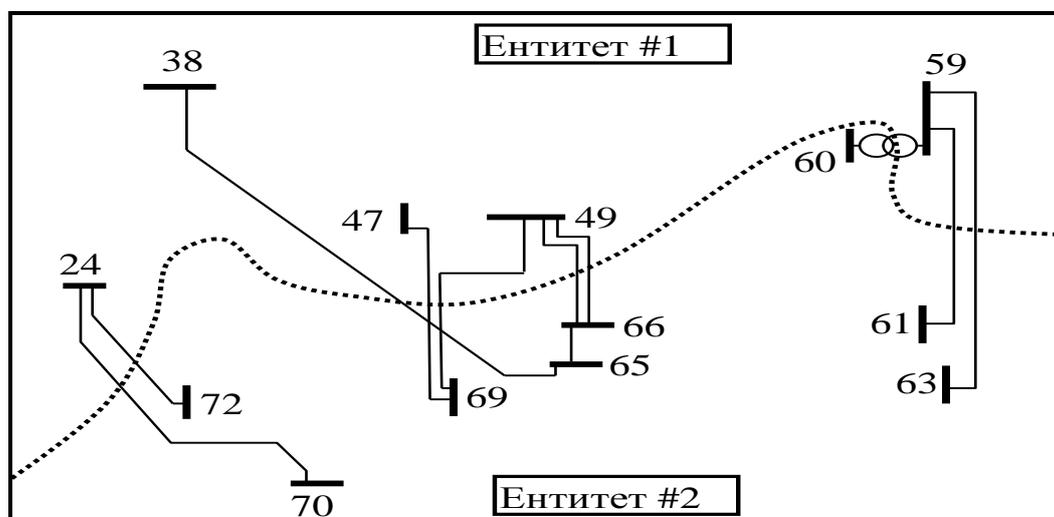
Тест систем који се анализира је подељен на два тржишна ентитета. Интерконекција је комплексна и два ентитета су повезана путем десет интерконективних водова (Слика 3.3). Укупан број учесника на тржишту електричне енергије је шездесет четири. Педесет четири учесника сачињавају генератори и десет учесника

сачињавају диспечабилни потрошачи. Остали потрошачи имају константну снагу. Преглед основних података за два повезана ентитета приказани су у Табели 3.3.

У Табели 3.4 је приказан преглед података координираног решења између два тржишна ентитета. Да би поново решили проблем неконзистентних LMP-ова, неопходно је контролисати ток активне снаге преко повезних водова, када сваки од два ентитета решава OPF. У нумеричком експерименту, тотална размена је задатака као 0 MW (видети задњу колону у Табели 3.5).

Табела 3.3: Преглед основних података за два ентитета у IEEE тест систему.

Компонента	Укупан број елемената	Излазне вредности компоненти	P [MW]	Q [Mvar]
Чворови	118	Укупни капацитети производње	9966,0	11824,00
Генератори	54	Остварена производња	5463,48	560,89
Потрошачи	100	Потрошња	5374,30	1649,00
Преносни водови	186			
Трансформатори	9	Реактивна снага у гранама	-	1345,93
Тржишни ентитети	2	Оточно инјектирање	0	152,60



Слика 3.3: Део ЕЕС-а величине 118 чворова (само су приказани водови који повезују два тржишна ентитета).

Табела 3.4: Оперативни подаци за Ентитет #1 и Ентитет #2.

Оперативни подаци за Ентитет #1 и Ентитет #2		
Оперативни подаци за ISO #1		
Укупан производни капацитет	4102,00 MW	4894,00 Mvar
Остварена производња	2741,41 MW	-116,63 Mvar
Потрошња	2712,28 MW	836,00 Mvar
Оперативни подаци за Ентитет #2		
Укупан производни капацитет	5864,00 MW	6930,00 Mvar
Остварена производња	2722,07 MW	677,52 Mvar
Потрошња	2662,01 MW	813,00 Mvar

Табела 3.5: LMP-ови на граничним “Од чвор” и “До чвор” крајевима.

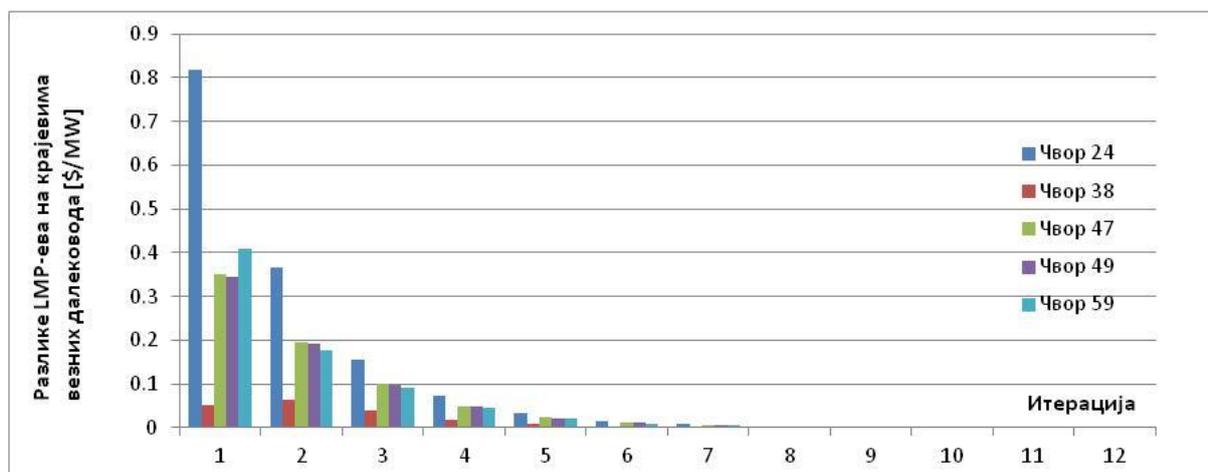
“Од чвор” крај	“До чвор” крај	Максималан ток активне снаге [MW]	Ток активне снаге [MW]	LMP на “Од чвор” крају [\$/MW]	LMP на “До чвор” крају [\$/MW]	Апсолутна разлика LMP-ова [\$/MW]
24	70	200	200,00	22,74	22,53	0,21
24	72	200	-62,94	22,74	15,79	6,95
38	65	180	180,00	29,66	24,24	5,42
47	69	200	-48,63	31,11	24,11	7,00
49	66	500	-48,27	31,11	24,11	7,00
49	66	500	-48,27	31,11	24,11	7,00
49	69	200	-57,99	31,11	24,11	7,00
59	60	200	42,81	31,30	24,31	7,00
59	61	200	-116,34	31,30	24,30	7,00
59	63	200	-40,37	31,30	24,30	7,00
			0,00			

Табела 3.5 даје преглед токова активних снага преко повезних водова између два тржишна ентитета и вредности LMP-ова на оба краја повезних водова. Ако се погледа у Табелу 3.5, апсолутна разлика LMP-ова између “Од чвор” и “До чвор” крајева на повезним водовима једнака је апсолутној вредности дуала размене активне снаге између два ентитета, осим ако се деси загушење, као што је случај са

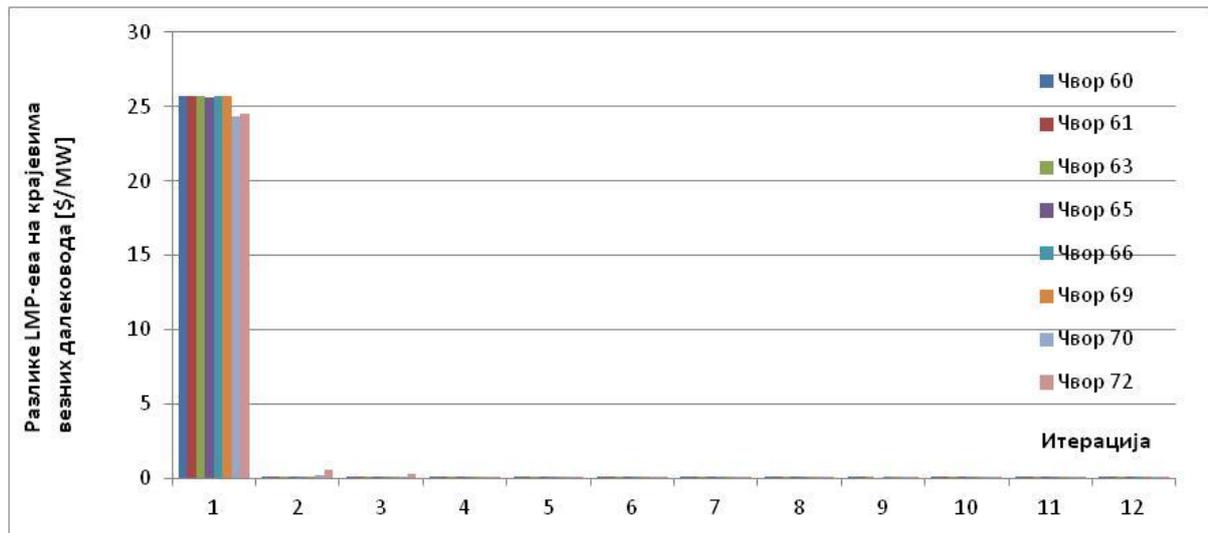
интерконективним водом који повезује чворове 24 и 70. Ово је у сагласности са касније изведеним изразом (3.33). Дуал контролисаног тока размене активне снаге једнак је $-7,002 \text{ \$/MW}$ и ова иста дуална вредност размене представља множач ограничења једнакости суме токова снага у гранама које повезују територије два ентитета. Разлике у LMP-овима на крајевима било ког повезног вода једнака је дуалу размене, осим ако је преносни вод преоптерећен (загушен). У случају преоптерећеног вода, разлика у LMP-овима није једнака дуалу размене (3.20).

На крају врло је корисно извршити рекапитулацију рада предложеног алгорита [8]. Ентитет #1 решава OPF за целу интерконекцију са апроксимираним коефицијентима трошкова на територији Ентитет #2. Шаљу се подаци о LMP-овима, излазним активним снагама генератора и диспечабилним активним снагама потрошача на CP-у (Слика 3.1). Онда Ентитет #2 користи информације послате на CP-у да се апроксимирају коефицијенти трошкова на територији Ентитета #1. У исто време Ентитет #2 користи коефицијенте за сопствене генераторе и диспечабилне потрошаче. Пошто се израчунају те апроксимације, Ентитет #2 решава OPF за целу интерконекцију. У овој тачки алгорита израчунавају се апсолутне разлике између LMP-ова на сваком индивидуалном чвору на крајевима повезних водова (добијеним у два сукцесивна OPF решења у спољној алгоритамској петљи) за оба ентитета (видети Сliku 3.2). Ако је максимална апсолутна разлика већа од специфицираног критеријума, наставља се са новим кораком, у коме ће Ентитет #1 користити информације са централне платформе да се апроксимирају коефицијенти трошкова на територији Ентитета #2 (видети Тачку 3.2.2) и решава се OPF за целу интерконекцију итд.

На Сликама 3.4 и 3.5 су приказани прегледи конвергенције LMP-ова (тј. апсолутне разлике LMP-ова) на “Од чвор” и “До чвор” крајевима повезних (интерконективних) водова за дванаест корака у процесу решења, респективно, где у сваком кораку се OPF решава од стране Ентитета #1 и Ентитета #2. У OPF решењу Ентитета #1 користи сопствене податке и апроксимирани податке на територији Ентитета #2 и обратно. Разлог зашто се тако велика разлика у LMP-овима дешава на чворовима у оквиру територије Ентитета #2 (Слика 3.4) је због чињенице да се апроксимације коефицијената трошкова генератора и диспечабилних потрошача рачунају на територији Ентитета #2 укупног ЕЕС-а. Такве апроксимације у првом покушају де се реши OPF утичу на градијент функције циља и у исто време на вредности LMP-ова.



Слика 3.4: Разлике у LMP-овима на “Од чвор” крајевима повезних водова ентитета.



Слика 3.5: Разлике у LMP-овима на “До чвор” крајевима повезних водова ентитета.

Почетак итеративног процеса је увек критичан, због врло грубих апроксимација коефицијената трошкова на територији суседних ентитета. Ако се претпостави да Ентитет #1 започне оптимизацију са коректним коефицијентима на својој територији, тада се добијају грубе естимације граничних LMP-ова на територији Ентитета #2. Конвергенција разлике LMP-ова на граничним чворовима је под утицајем контроле размене између два тржишна ентитета. У првих неколико итерација имају се велике разлике у LMP-овима. Процес контроле размене има знатан утицај на конвергенцију LMP-ова у граничним тачкама, где је конвергенција дефинисана као разлика LMP-ова на датом чвору између две сукцесивне спољне итерације.

3.3 Компоненте локацијске маргиналне цене

Локацијске маргиналне цене (LMP) су резултат оптимизационог процеса на основу решења OPF-а (као што је објашњено у Глави 1, у овој докторској дисертацији је коришћен PDIP алгоритам) у ЕЕС-у и представљају дуалне променљиве које су придружене једнакостима биланса активних и реактивних снага чворова, а поред њих из процеса се добијају дуалне променљиве придружене неједнакостима везаних за ограничења сигурности и друга ограничења у ЕЕС-у.

LMP-ови варирају у зависности од величине цена из функција трошкова, стања укључености елемената мреже и стања оптерећености елемената електроенергетске (преносне) мреже. LMP-ови се нарочито мења у случају испада елемената преносне мреже (водова и/или трансформатора), генератора или потрошача, када често долази до загушења, тј. преоптерећења преносних (најчешће интерконективних) водова. Тада се појављују дуалне променљиве придружене ограничењима сигурности преносних елемената и појава дуалних променљивих на ограничењима напона чворова. То доводи до ангажовања скупих (некада и најскупљих) генераторских јединица, а самим тим и до значајног повећања LMP-ова. Уколико нема загушења преносних елемената у ЕЕС-у, LMP-ови се разликују и због губитака у елементима ЕЕС-а (видети алокацију

губитака у Глави 2). Разлагања LMP-ова разматрана су у радовима [48-54], уз мање или више апроксимација. У овој докторској дисертацији биће приказан и коришћен поступак математички тачног (спроведен без икаквих апроксимација) и потпуног растављања LMP-ова. Најгрубља подела LMP-ова је на LMP-ове генератора/потрошача и губитака и на LMP-ове који се односе на преносну мрежу, где се уважавају сва спрегнута ограничења, као што су ограничења протока активне (или привидне) снаге по преносним елементима, ограничења модула напона у чворовима и једнакост размене. Метода предложена у овој докторској дисертацији је математички прецизнија од метода предложених у [48, 53], зато што је ово комплетна декомпозиција заснована на решењу комплетног (спрегнутог) OPF-а [26, 30] где се уместо дистрибутивних фактора промене инјектирања користи инверзна транспонована Jacobian матрица. У референци [48] уведене су цене реактивне енергије извора, али је декомпозиција реактивних LMP-ова извршена применом линеарног Q-V модела, односно дистрибуционим факторима промене инјектирања. Декомпоновање LMP-ова урађено је према дистрибуционим факторима који произилазе из распрегнутих линеарних P-θ и Q-V модела мреже и уноси знатну нетачност у одређивању компоненти LMP-ова [48]. У референци [53] је коришћена већ поменута инверзна транспонована Jacobian матрица, али нису дати практични резултати и није узета у обзир контрола тока снаге између два тржишна ентитета и компонента губитака у LMP-у. У референци [54] је дато комплетно разлагање LMP-а без реактивних LMP-ова, али је врло пренаглашено и дискутабилно третирање референтног и слободних (маргиналних) генератора. У реф. [49] такође је дискутабилна улога генератора слободног капацитета (маргинални генератори).

Ограничења у односу на генераторске јединице и диспечабилне (еластичне) потрошаче нису спрегнута са осталим ограничењима у градијенту проширене Lagrange-ове функције (поштујући алтернативне формулације LMP-ова). Изрази изведени у наставку (3.7)-(3.23) дефинишу функцију циља и сва ограничења под којима се тражи оптимална радна тачка.

Претпоставља се да су познате криве трошкова производње и потрошње активних и реактивних снага генератора и диспечабилних потрошача, дате у Тачки 3.2.3). Уколико су неки генератори и потрошачи задати као константни, они не учествују у процесу оптимизације. Једна од могућих варијанти функције циља је максимизација друштвене добити (SW), уз дефинисане ограничења типа једнакости и неједнакости:

$$\text{Min } \{-SW(\mathbf{P}_G, \mathbf{Q}_G, \mathbf{P}_D, \mathbf{Q}_D) = (C(\mathbf{P}_G) - C(\mathbf{P}_D) + C(\mathbf{Q}_G) - C(\mathbf{Q}_D))\}, \quad (3.7)$$

$$\text{APB}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = \mathbf{P} = \mathbf{P}_G - \mathbf{P}_P - \mathbf{P}_{(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta})} = \mathbf{0} \quad \rightarrow \quad \lambda_P; \quad (3.8a)$$

$$\text{APB}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = \mathbf{P} = \mathbf{P}_G - \mathbf{P}_D - \mathbf{P}_{(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta})} = \mathbf{0} \quad \rightarrow \quad \lambda_P; \quad (3.8b)$$

$$\text{RPB}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = \mathbf{Q} = \mathbf{Q}_G - \mathbf{Q}_P - \mathbf{Q}_{(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta})} = \mathbf{0} \quad \rightarrow \quad \lambda_Q; \quad (3.9a)$$

$$\text{RPB}(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta}) = \mathbf{Q} = \mathbf{Q}_G - \mathbf{Q}_D - \mathbf{Q}_{(\mathbf{V}, \boldsymbol{\theta})} = \mathbf{0} \quad \rightarrow \quad \lambda_Q; \quad (3.9b)$$

$$(\mathbf{P}_G - \mathbf{P}_G^{\text{Max}}) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{PG_{\text{Max}}}; \quad (3.10)$$

$$(\mathbf{P}_G^{\text{Min}} - \mathbf{P}_G) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{PG_{\text{Min}}}; \quad (3.11)$$

$$(Q_G - Q_G^{Max}) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{QG_{Max}}; \quad (3.12)$$

$$(Q_G^{Min} - Q_G) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{QG_{Min}}; \quad (3.13)$$

$$(P_D - P_D^{Max}) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{PD_{Max}}; \quad (3.14)$$

$$(P_D^{Min} - P_D) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{PD_{Min}}; \quad (3.15)$$

$$(Q_D - Q_D^{Max}) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{QD_{Max}}; \quad (3.16)$$

$$(Q_D^{Min} - Q_D) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{QD_{Min}}; \quad (3.17)$$

$$(V^2 - (V^{Max})^2) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{U_{Max}}; \quad (3.18)$$

$$((V^{Min})^2 - V^2) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{U_{Min}}; \quad (3.19)$$

$$(SP_{IJ} - RAZ) = 0 \quad \rightarrow \quad \lambda_{RAZ}; \quad (3.20)$$

$$(P_{IJ} - P_{IJ}^{Max}) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{GRP_{Max}}; \quad (3.21)$$

$$(P_{IJ}^{Min} - P_{IJ}) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{GRP_{Min}}; \quad (3.22)$$

$$(S_{IJ}^2 - (S_{IJ}^{Max})^2) \leq 0 \quad \rightarrow \quad \mu_{GRS_{Max}}; \quad (3.23)$$

где је кратко објашњење појединих чланова (дати у форми вектора променљивих):

- Израз (3.7) је функција која се оптимизира (минимизује).
- Изрази (3.8а, б) и (3.9а, б) су једнакости биланса активних и реактивних снага у чворовима.
- Изрази (3.10)-(3.19) су неједнакости којима се изражавају ограничења активних и реактивних снага генератора и диспечабилних потрошача и модула напона. Свима њима су придружени одговарајући множачи (Lagrange-ови мултипликатори) неједнакости.
- Израз (3.20) је једнакост размене са одговарајућим множачима (Lagrange-овим мултипликаторима) ових ограничења типа једнакости.
- Изрази (3.21) и (3.22) су ограничења активног тока снаге у оба смера са одговарајућим множачима (Lagrange-овим мултипликаторима) ових ограничења типа неједнакости.
- Израз (3.23) су ограничења токова привидне снаге са одговарајућим множачима (Lagrange-овим мултипликаторима) ових ограничења типа неједнакости.

Проширена Lagrange-ова функција која се оптимизира дефинисана је као:

$$L(P_G, Q_G, P_D, Q_D, V, \theta, \lambda_P, \lambda_Q, \mu_{P_{G_{Max}}}, \mu_{P_{G_{Min}}}, \mu_{Q_{G_{Max}}}, \mu_{Q_{G_{Min}}}, \mu_{P_{D_{Max}}}, \mu_{P_{D_{Min}}}, \mu_{Q_{D_{Max}}}, \mu_{Q_{D_{Min}}}, \mu_{V_{Max}}, \mu_{V_{Min}}, \lambda_{RAZ}, \mu_{P_{IJ_{Max}}}, \mu_{P_{IJ_{Min}}}, \mu_{S_{IJ_{Max}}}) \quad (3.24)$$

$$= \sum ([C(P_G)]^T - [C(P_D)]^T + [C(Q_G)]^T - [C(Q_D)]^T)$$

$$+ [-P_G + P_P + P_{(V,\theta)}]^T \lambda_P \quad \text{према} \quad (3.8a)$$

$$+ [-P_G + P_D + P_{(V,\theta)}]^T \lambda_P \quad \text{према} \quad (3.8b)$$

$$+ [-Q_G + Q_P + Q_{(V,\theta)}]^T \lambda_Q \quad \text{према} \quad (3.9a)$$

$$+ [-Q_G + Q_D + Q_{(V,\theta)}]^T \lambda_Q \quad \text{према} \quad (3.9b)$$

$$+ [P_G - P_G^{Max}]^T \mu_{P_{G_{Max}}} + [P_G^{Min} - P_G]^T \mu_{P_{G_{Min}}} \quad \text{према} \quad (3.10) \text{ и } (3.11)$$

$$+ [Q_G - Q_G^{Max}]^T \mu_{Q_{G_{Max}}} + [Q_G^{Min} - Q_G]^T \mu_{Q_{G_{Min}}} \quad \text{према} \quad (3.12) \text{ и } (3.13)$$

$$+ [P_D - P_D^{Max}]^T \mu_{P_{D_{Max}}} + [P_D^{Min} - P_D]^T \mu_{P_{D_{Min}}} \quad \text{према} \quad (3.14) \text{ и } (3.15)$$

$$+ [Q_D - Q_D^{Max}]^T \mu_{Q_{D_{Max}}} + [Q_D^{Min} - Q_D]^T \mu_{Q_{D_{Min}}} \quad \text{према} \quad (3.16) \text{ и } (3.17)$$

$$+ [V^2 - (V^{Max})^2]^T \mu_{U_{Max}} + [(V^{Min})^2 - V^2]^T \mu_{U_{Min}} \quad \text{према} \quad (3.18) \text{ и } (3.19)$$

$$+ [SP_{IJ} - RAZ]^T \lambda_{Raz} \quad \text{према} \quad (3.20)$$

$$+ [P_{IJ} - P_{IJ}^{Max}]^T \mu_{GRP_{Max}} + [P_{IJ}^{Min} - P_{IJ}]^T \mu_{GRP_{Min}} \quad \text{према} \quad (3.21) \text{ и } (3.22)$$

$$+ [(S_{IJ})^2 - (S_{IJ}^{Max})^2]^T \mu_{GRS_{Max}}. \quad \text{према} \quad (3.23)$$

Градијенти проширене Lagrange-ове функције (3.24) у односу на све променљиве одлучивања и променљиве стања приказани су у изразима (3.25)-(3.28) у векторској форми:

$\left| \frac{\partial L}{\partial P_G} \right| \left| \frac{\partial L}{\partial Q_G} \right| \left| \frac{\partial L}{\partial P_D} \right| \left| \frac{\partial L}{\partial Q_D} \right|$ – Парцијални изводи проширене Lagrange-ове функције у односу на активне и реактивне снаге генератора и диспеџабилних (еластичних) потрошача приказани су у изразима (3.25)-(3.28).

$\left| \frac{\partial L}{\partial \theta} \right| \left| \frac{\partial L}{\partial V} \right|$ – Парцијални изводи проширене Lagrange-ове функције у односу на променљиве стања фазни угао (θ) и модуо напона (V), приказани су у изразима (3.29)-(3.30).

Изрази (3.25)-(3.28) нису спрегнути у градијентима по V и θ (модулу напона и фазног угла напона у чвору) и према томе не учествују у процесу разлагања LMP-ова:

$$\left| \frac{\partial L}{\partial P_G} \right| = \left| \frac{\partial C(P_G)}{\partial P_G} \right| - \lambda_P + \left| \mu_{P_{G_{Max}}} \right| - \left| \mu_{P_{G_{Min}}} \right| = 0; \quad (3.25)$$

$$\left| \frac{\partial L}{\partial Q_G} \right| = \left| \frac{\partial C(Q_G)}{\partial Q_G} \right| - \lambda_Q + \left| \mu_{Q_{G_{Max}}} \right| - \left| \mu_{Q_{G_{Min}}} \right| = 0; \quad (3.26)$$

$$\left| \frac{\partial L}{\partial P_D} \right| = - \left| \frac{\partial C(P_D)}{\partial P_D} \right| + \lambda_P + |\mu_{P_{D_{Max}}}| - |\mu_{P_{D_{Min}}}| = \mathbf{0}; \quad (3.27)$$

$$\left| \frac{\partial L}{\partial Q_D} \right| = - \left| \frac{\partial C(Q_D)}{\partial Q_D} \right| + \lambda_Q + |\mu_{Q_{D_{Max}}}| - |\mu_{Q_{D_{Min}}}| = \mathbf{0}; \quad (3.28)$$

$$\begin{aligned} \left| \frac{\partial L}{\partial \theta} \right| &= \left| \frac{\partial P}{\partial \theta} \right| \lambda_P + \left| \frac{\partial Q}{\partial \theta} \right| \lambda_Q + \left| \frac{\partial \sum P_{IJ} - P_{RAZ}}{\partial \theta} \right| \lambda_{RAZ} + \\ &+ \left| \frac{\partial P_{IJ}}{\partial \theta} \right| \mu_{GRP_{Max}} - \left| \frac{\partial P_{IJ}}{\partial \theta} \right| \mu_{GRP_{Min}} + 2 \left| \frac{\partial S_{IJ}}{\partial \theta} \right| \mu_{GRS_{Max}} = \mathbf{0}; \end{aligned} \quad (3.29)$$

$$\begin{aligned} \left| \frac{\partial L}{\partial V} \right| &= \left| \frac{\partial P}{\partial V} \right| \lambda_P + \left| \frac{\partial Q}{\partial V} \right| \lambda_Q + 2V\mu_{U_{Max}} - 2V\mu_{U_{Min}} \\ &+ \left| \frac{\partial \sum P_{IJ} - P_{RAZ}}{\partial V} \right| \lambda_{RAZ} + \left| \frac{\partial P_{IJ}}{\partial V} \right| \mu_{GRP_{Max}} - \left| \frac{\partial P_{IJ}}{\partial V} \right| \mu_{GRP_{Min}} + 2 \left| \frac{\partial S_{IJ}}{\partial V} \right| \mu_{GRS_{Max}} = \mathbf{0}. \end{aligned} \quad (3.30)$$

У изразима (3.31) и (3.32) се у кондензованом облику приказује основа декомпозиције LMP-ова:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB} & \nabla_{\theta}^{RPB} \\ \nabla_V^{APB} & \nabla_V^{RPB} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_P \\ \lambda_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{P,Raz} \\ \nabla_V^{P,Raz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{P,Raz} \\ \lambda_{Q,Raz} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{P_{IJ}} \\ \nabla_V^{P_{IJ}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu_{GRP} \\ \mu_{GRS} \end{bmatrix} \\ + \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{S_{IJ}} \\ \nabla_V^{S_{IJ}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu_{GRS} \\ \mu_U \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \nabla_V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu_U \end{bmatrix} = \mathbf{0}. \end{aligned} \quad (3.31)$$

Ако се израз (3.31) сада представи одвојеним члановима транспоноване Јакобиан матрице на део матрице (субматрица) који одговара референтном чвору и партицију која одговара остатку система, добија се израз:

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB_r} & \nabla_{\theta}^{RPB_r} \\ \nabla_V^{APB_r} & \nabla_V^{RPB_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{Pr} \\ \lambda_{Qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB_{\neq r}} & \nabla_{\theta}^{RPB_{\neq r}} \\ \nabla_V^{APB_{\neq r}} & \nabla_V^{RPB_{\neq r}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_P \\ \lambda_Q \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{P,Raz} \\ \nabla_V^{P,Raz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{P,Raz} \\ \lambda_{Q,Raz} \end{bmatrix} \\ + \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{P_{IJ}} \\ \nabla_V^{P_{IJ}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu_{GRP} \\ \mu_{GRS} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{S_{IJ}} \\ \nabla_V^{S_{IJ}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu_{GRS} \\ \mu_U \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \nabla_V \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu_U \end{bmatrix} = \mathbf{0}. \end{aligned} \quad (3.32)$$

У изразу (3.32) посебно одвојене су две колоне као два градијента биланса функције једнакости активне и реактивне снаге на референтном чвору: $\nabla_{\theta}^{APB_r}$, $\nabla_V^{APB_r}$, $\nabla_{\theta}^{RPB_r}$ и $\nabla_V^{RPB_r}$ по референтном углу и модулу напона.

Градијенти $\nabla_{\theta}^{APB_{\neq r}}$, $\nabla_V^{APB_{\neq r}}$, $\nabla_{\theta}^{RPB_{\neq r}}$ и $\nabla_V^{RPB_{\neq r}}$ су вектори извода првог реда биланса активних и реактивних снага свих осталих чворова, где је изостављен референтни чвор.

Израз (3.32) може да се напише и на следећи начин:

$$\begin{bmatrix} \lambda_P \\ \lambda_Q \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB_{\neq r}} & \nabla_{\theta}^{RPB_{\neq r}} \\ \nabla_V^{APB_{\neq r}} & \nabla_V^{RPB_{\neq r}} \end{bmatrix}^{-1} \left[\begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB_r} & \nabla_{\theta}^{RPB_r} \\ \nabla_V^{APB_r} & \nabla_V^{RPB_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{Pr} \\ \lambda_{Qr} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{P,Raz} \\ \nabla_V^{P,Raz} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \lambda_{P,Raz} \\ \lambda_{Q,Raz} \end{bmatrix} \right]$$

$$+ \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{P_{IJ}} \\ \nabla_V^{P_{IJ}} \end{bmatrix} [\boldsymbol{\mu}_{GRP}] + \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{S_{IJ}} \\ \nabla_V^{S_{IJ}} \end{bmatrix} [\boldsymbol{\mu}_{GRS}] + \begin{bmatrix} 0 \\ \nabla_V \end{bmatrix} [\boldsymbol{\mu}_U] \quad (3.33)$$

Компоненте локацијских маргиналних цена се изражавају и израчунавају у складу са следећим изразима:

$$[\boldsymbol{\lambda}_{Gen/Potr/Gub}] = - \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB_{\neq r}} & \nabla_{\theta}^{RPB_{\neq r}} \\ \nabla_V^{APB_{\neq r}} & \nabla_V^{RPB_{\neq r}} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB_r} & \nabla_{\theta}^{RPB_r} \\ \nabla_V^{APB_r} & \nabla_V^{RPB_r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \boldsymbol{\lambda}_{Pr} \\ \boldsymbol{\lambda}_{Qr} \end{bmatrix}$$

—> Компонента LMP-а чворова у односу на генераторе и потрошаче (3.34)

$$[\boldsymbol{\lambda}_{K,Raz}] = - \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB_{\neq r}} & \nabla_{\theta}^{RPB_{\neq r}} \\ \nabla_V^{APB_{\neq r}} & \nabla_V^{RPB_{\neq r}} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{P,Raz} \\ \nabla_V^{P,Raz} \end{bmatrix} [\boldsymbol{\lambda}_{P,Raz}]$$

—> Компонента LMP-а чворова у односу на размену снаге између два ентитета (3.35)

$$[\boldsymbol{\lambda}_{PIJzag}] = - \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB_{\neq r}} & \nabla_{\theta}^{RPB_{\neq r}} \\ \nabla_V^{APB_{\neq r}} & \nabla_V^{RPB_{\neq r}} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{P_{IJ}} \\ \nabla_V^{P_{IJ}} \end{bmatrix} [\boldsymbol{\mu}_{GRP}]$$

—> Компонента LMP-а чворова услед загушења гране активном снагом (3.36)

$$- \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB_{\neq r}} & \nabla_{\theta}^{RPB_{\neq r}} \\ \nabla_V^{APB_{\neq r}} & \nabla_V^{RPB_{\neq r}} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{S_{IJ}} \\ \nabla_V^{S_{IJ}} \end{bmatrix} [\boldsymbol{\mu}_{GRS}]$$

—> Компонента LMP-а чворова услед загушења грана привидном снагом (3.37)

$$[\boldsymbol{\lambda}_U] = - \begin{bmatrix} \nabla_{\theta}^{APB_{\neq r}} & \nabla_{\theta}^{RPB_{\neq r}} \\ \nabla_V^{APB_{\neq r}} & \nabla_V^{RPB_{\neq r}} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} 0 \\ \nabla_V \end{bmatrix} [\boldsymbol{\mu}_U] \quad (3.38)$$

—> Компонента LMP-а чворова услед прекорачења напона у чворовима система

$$\boldsymbol{\lambda} = \boldsymbol{\lambda}_{Gen/Gub} + \boldsymbol{\lambda}_{P,Raz} + \boldsymbol{\lambda}_{PIJzag} + \boldsymbol{\lambda}_{S_{IJ}zag} + \boldsymbol{\lambda}_U. \quad (3.39)$$

Да се боље објасне поједини чланови, даље се $\boldsymbol{\lambda}_{Gen/Potr/Gub}$ разлаже на компоненту LMP-а на референтном чвору и компоненту губитака за дати чвор. Самим тиме се $\boldsymbol{\lambda}_{Gen}$ и $\boldsymbol{\lambda}_{Gub}$ дефинишу као:

$$\boldsymbol{\lambda}_{Gen/Potr} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\lambda}_{Pr} \\ \boldsymbol{\lambda}_{Qr} \end{bmatrix} \text{ и } \boldsymbol{\lambda}_{Gub} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{\lambda}_{P,Gub} \\ \boldsymbol{\lambda}_{Q,Gub} \end{bmatrix}. \quad (3.40)$$

После даљег извођења (3.39) своди се на следећи израз:

$$\lambda = \lambda_{Gen/Potr} + \lambda_{Gub} + \lambda_{K,Raz} + \lambda_{SIJ,Zag} + \lambda_U. \quad (3.41)$$

У изразу (3.41) се узима у обзир ограничење привидне снаге, али не и тока активне снаге по водовима или трансформаторима, што значи да је проблем ограничења преносних снага генерализован на привидне снаге. У наредној тачки, где су приказани нумерички резултати, узима се у обзир само ограничења тока привидне снаге по гранама у електроенергетској (преносној) мрежи.

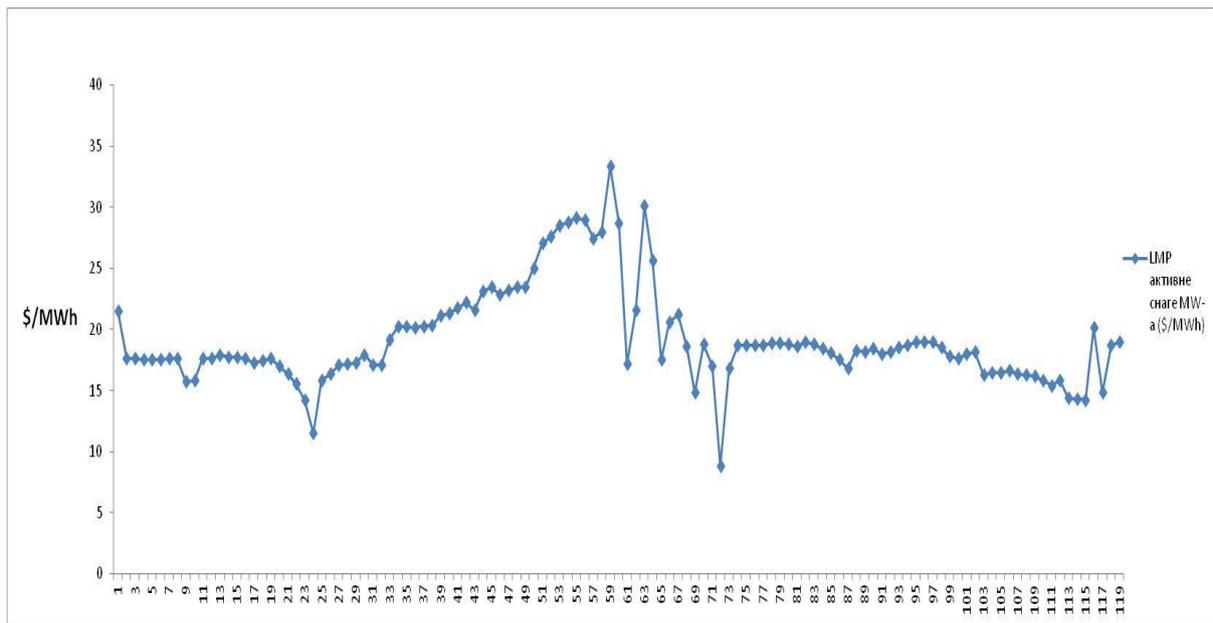
Код оперативног планирања (експлоатације) ЕЕС-а, као и код планирања развоја система, величине компоненти LMP-а су индикатори при избору траса преносних водова (далеководна или кабловских) и локација трансформаторских станица, као и места повезивања генераторских јединица. λ_{P_r} и λ_{Q_r} су множачи (Lagrange-ови мултипликатори) који се односе на биланс активне и реактивне снаге референтно-балансног чвора. Они немају компоненте загушења, нити компоненте губитака. Решења оптимизационог процеса не зависе од избора референтно-балансног чвора. Било који чвор може бити изабран, али је пожељно узети генераторски чвор (обично са максималном снагом генератора), због потребе за маргиналним генератором везаним за референтно-балансни чвор. Генератор везан за референтно-балансни чвор је маргиналан и произведена активна и реактивна снага мора да буде унутар оперативних граница. Увек мора да постоји бар један маргиналан чвор. Ако постоје загушења преносних путева, онда су активирани дуали променљивих неједнакости везаних за ограничења на загушеним водовима. Самим тиме мора да постоји више маргиналних генератора, због тога што загушење изазива померање од горњих граница наниже и онда се ангажују скупљи генератори, чиме се мењају LMP-ови.

Постоји још једна интересантна особина маргиналних генератора. Уствари, они “примају” промену губитака у ЕЕС-у, јер не-маргинални генератори (који се налазе на горњој граници снаге) не могу да покривају додатне губитке, док не-маргинални генератори са достигнутом доњом границом снаге то могу, пошто оптимизација релаксира доње ограничење снаге и повећава снагу ангажовања [45].

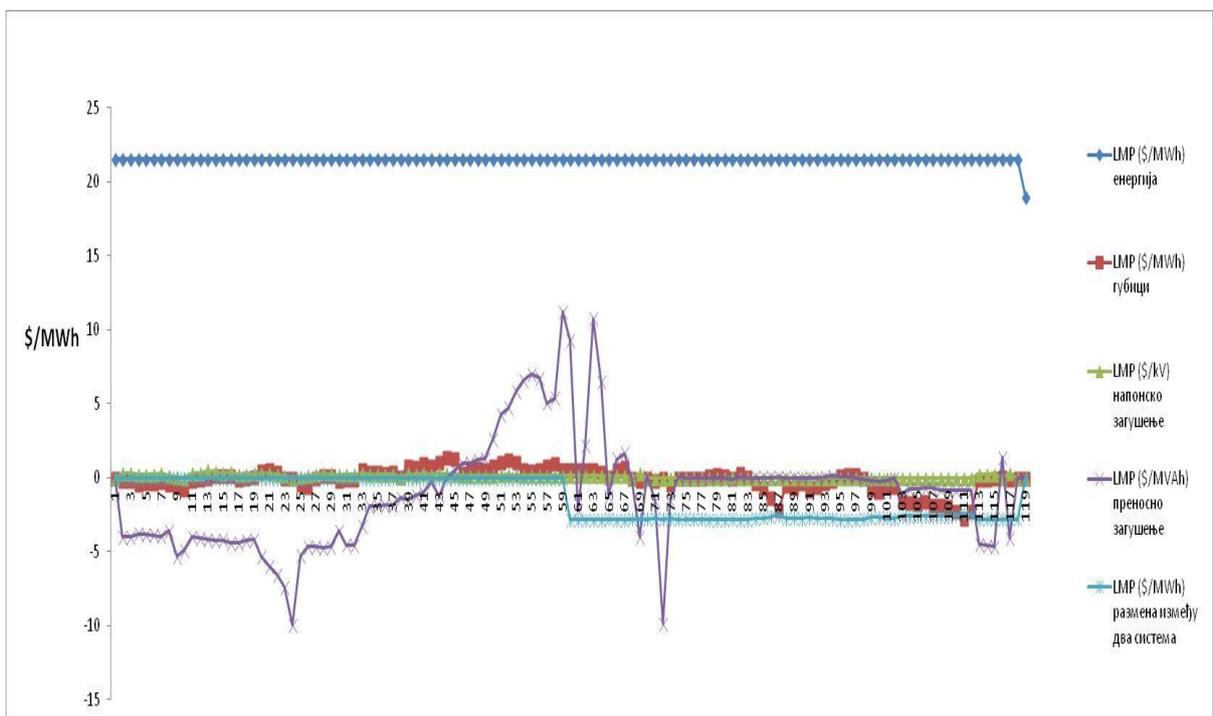
Некада се “ценом у сенци” (“Shadow Price”) зову само дуалне променљиве везане за ограничења неједнакости преносних водова или трансформатора. Неки аутори ипак све дуалне променљиве називају “ценама у сенци” [55]. Дуална променљива преносних водова једнака је промени функције циља после и пре повећања ограничења за један MW. Промену функције циља надокнађују скупљи генератори, јер су јефтинији ангажовани до максимума [25].

3.4 Нумерички резултати

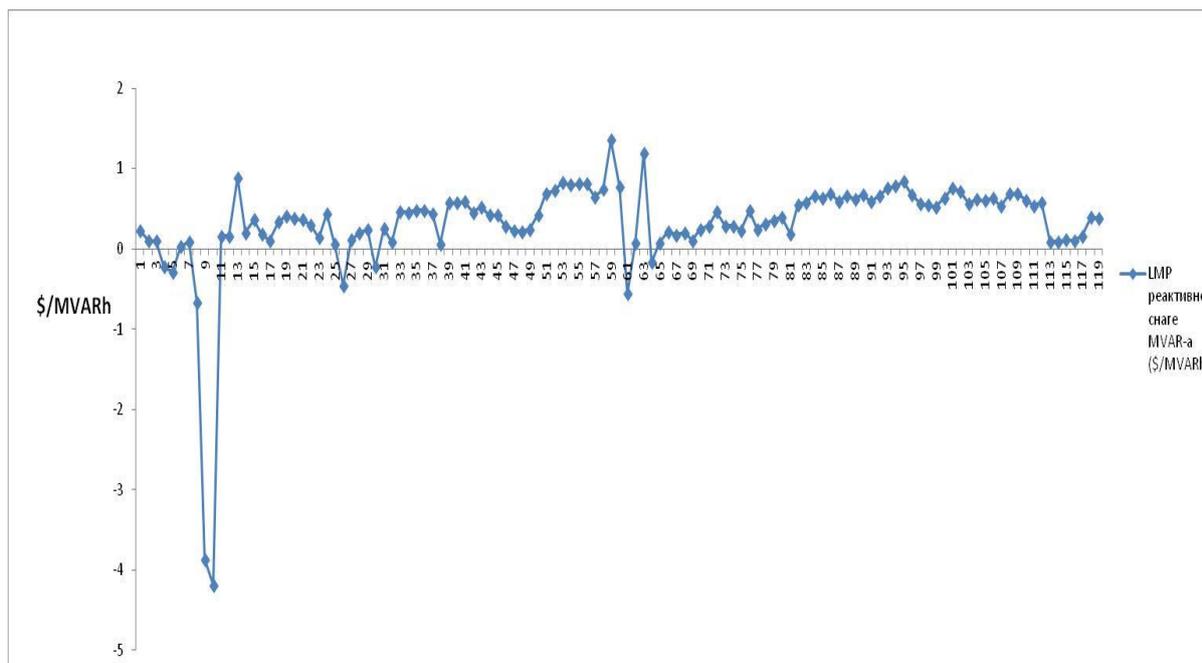
У овом поглављу су приказани нумерички резултати предложене методологије на ЕЕС-у величине 118 чворова [16]. Урађен је нумерички експеримент и приказани су репрезентативни резултати. Као резултати симулације приказане су Слика 3.6, Слика 3.7, Слика 3.8 и Слика 3.9. На сликама могу да се виде укупни LMP-ови активне и реактивне снаге (Слике 3.6 и 3.8, респективно) и компоненте које их сачињавају (Слике 3.7 и 3.9). На свим сликама су приказани резултати за свих 118 чворова.



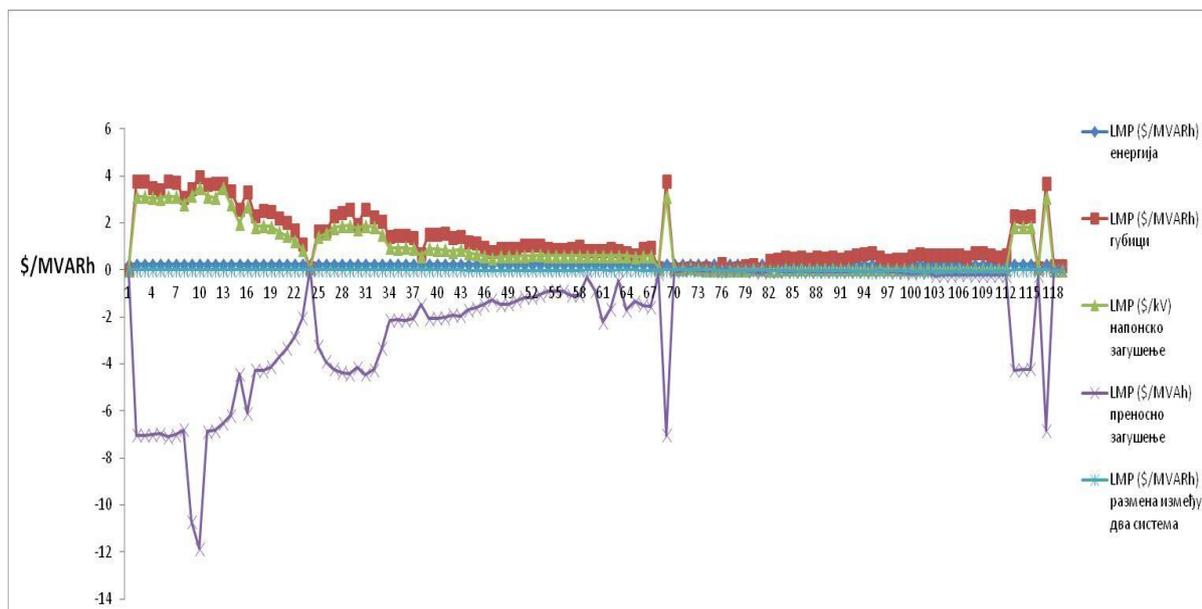
Слика 3.6: LMP-ови активне снаге.



Слика 3.7: Компоненте LMP-ова активне снаге са Сlike 3.6.



Слика 3.8: LMP-ови реактивне снаге.



Слика 3.9: Компоненте LMP-ова реактивне снаге са Сликe 3.8.

Апсолутна разлика између остварених LMP-ова и суме компоненти које сачињавају LMP-ове мања је од 10^{-4} . На Слици 3.6, на којој су приказани LMP-ови активних снага чворова, уочавају се разлике међу њима, јер постоје губици у мрежи, загушени преносни водови и прекорачене граничне вредности напона чворова, што ствара разлике међу LMP-овима. Слика 3.7 даје компоненте LMP-ова чворова у односу

на LMP-ове чворова приказане на Слици 3.6. Приказане су следеће компоненте: енергетска компонента LMP референтно-балансног чвора, компонента губитака (активни и реактивни делови), компонента загушења преносних водова, компонента која потиче од прекорачења напона, као и компонента која потиче од ограничења снага размене. Аналогно Сликама 3.6 и 3.7, приказани су реактивни LMP-ови чворова на Слици 3.8, као и компоненте LMP-ова реактивних снага чворова на Слици 3.9. На тој слици приказане су компоненте реактивних LMP-ова чворова: енергетска компонента референтно-балансног чвора, компонента услед губитака активне и реактивне снаге, компонента загушења, као и компонента која потиче од ограничења снага размене.

3.5 Закључна разматрања

У овој глави приказана је генерализација извођења LMP-ова електричне енергије у чворовима унутар и на границама регулационих области (посебних тржишних ентитета). Направљен је преглед досадашњих резултата у области разлагања LMP-а, објашњен и верификован научни допринос са предложеном методологијом у односу на претходне методологије, дефинисан је “проблем граница”, приказан је ток предложеног алгорита за решавања “проблема граница” и на самом крају приказана је нова методологија за разлагање LMP-а која је предложена у овој докторској дисертацији.

Предност ове методологије је што је то математички егзактно разлагање LMP-ова у ЕЕС-у на основу детаљног нелинеарног модела токова снага, за разлику од претходних методологија, где су се примењивале различите врсте апроксимација. Тачно разлагање LMP-ова олакшава посао планирања ЕЕС-а, било да је у питању дневна експлоатација и трговина електричном енергијом или планирање проширења преносне мреже, као последица прогнозиране потрошње у оквиру вишегодишњег временског хоризонта планирања и планирање додавања нових производних јединица да би се задовољила растућа потрошња.

У Глави 7 (Додатак) на Сликама 7.3-7.20 дати су графички прикази разлагања LMP-ова у односу на дефинисане случајеве функције циља у Поглављу 1.4.

ГЛАВА 4

ПРИМЕНА ЛОКАЦИЈСКИХ МАРГИНАЛНИХ ЦЕНА У ОПТИМАЛНОМ ПЛАНИРАЊУ ПРОШИРЕЊА ПРЕНОСНЕ МРЕЖЕ

4.1 Уводна разматрања

Електроенергетски системи (ЕЕС-и) су вероватно географски и функционално једни од највећих повезаних техничких система, који у форми интерконекције ЕЕС-а често покривају целе континенте. Они су у техничком, управљачком и финансијском смислу врло сложени. У експлоатацији се функционисање ЕЕС-а минутно или краће прати (мониторише), са циљем спровођења превентивних и корективних управљачких акција. Са друге стране, планирање ЕЕС-а је веома сложено (технички и економски), јер ЕЕС представља велики део енергетског сектора сваке земље. За изградњу (или доградњу) ЕЕС-а су потребна велика финансијска средства и зато је планирање развоја ЕЕС-а финансијски и технички комплексан проблем.

Планирање оптималног проширења ЕЕС-а (у овој докторској дисертацији овај проблем је ограничен на оптимално планирање проширења преносне мреже) је више-слојни и више-стапни процес у оба власничка окружења (регулисано и дерегулисано). Главни циљ је избор оптималне конфигурације проширења између могућих варијанти у временским интервалима периода планирања са годишњом или двогодишњом временском дискретизацијом, док се не достигне последња година планског периода. Изабрана варијанта проширења треба да задовољи критеријуме планирања у смислу економије, поузданости и заштите животне средине. Избор могућих нових преносних водова повезан је са многобројним проблемима власништва, техничких ограничења и заштите животне средине. Проблем проширења постојећих преносних коридора је често мање компликован, него избор нових коридора за преносне водове.

За ефикасно планирање оптималног проширење ЕЕС-а (преносне мреже) потребно је обезбедити одговарајуће улазне податке:

- Активне и реактивне снаге потрошача у постојећим и будућим чворовима са сатном, дневном, недељном или годишњом временском дискретизацијом.
- Почетну конфигурацију електроенергетске преносне мреже за почетну годину планирања и све могуће варијанте додавања нових преносних елемената, водећи при томе рачуна о временским роковима за изградњу предложених преносних елемената (водова или трансформатора).
- Рапоред постојећих извора електричне енергије, као и потенцијални план нових генераторских капацитета које је могуће изградити, као и време њиховог уласка у

погон ЕЕС-а (процес планирања производних капацитета је предмет посебног процеса и овде се сматра да су подаци о томе познати за потребе оптималног проширења преносне мреже).

Данас постоје регулисани (или централизовани) и/или дерегулисани (или децентрализовани) ЕЕС-и.

Код централизованих система су вертикално повезани производња, пренос и дистрибуција. У децентрализованим системима то су три одвојена сегмента (технички, организационо и финансијски). Сегмент преносног дела ЕЕС-а је регулисан од стране државних регулаторних тела и има функцију да свим произвођачима и потрошачима електричне енергије омогући равноправан приступ (пословно и технички) на тржиште електричне енергије. У дерегулисаним системима проблем планирања развоја преносне мреже знатно је сложенији, него у централизованим ЕЕС-има. Разлика је углавном везана за начин доношења плана развоја производног дела ЕЕС-а, зато што постоји више независних власника производних капацитета, при чему њихови интереси могу у великој мери да буду различити (често и конфликтни). Због овакве могућности односа “снага”, процес планирања проширења преносне мреже постаје сложенији у дерегулисаном окружењу.

У централизованим ЕЕС-има, где се они по правилу планирају на једном месту (централно) проблем је мање сложен.

У овој докторској дисертацији излаже се методологија примене локацијских маргиналних цена (LMP – “Locational Marginal Price”) при планирању проширења преносне мреже, која може бити коришћена у дерегулисаним, али уз мале модификације и централизованим ЕЕС-има.

У зависности од временског хоризонта планирања проширења преносне мреже, временски периоди планирања се деле на: краткорочан (1-3 године), средњерочан (до 10 година) и дугорочан (до 30 година), са временском дискретизацијом од 1 до 5 година. Основни циљ је да се у разматраним временским интервалима и карактеристичним годинама изабере оптимална конфигурација преносне мреже, која ће задовољити техничке услове, као и услове сигурности и поузданости, уз минималне укупне трошкове инвестиција, погона и одржавања. Под појмом *сигурност* подразумева се да су све величине које карактеришу рад преносне мреже у границама постављених критеријума (стандарда) за рад ЕЕС-а, при испадима из погона било ког производног или преносног елемента. Као стандардна пракса је установљена провера критеријума ($n - 1$) испада.

Анализа утицаја различитих типова неизвесности у оптималном планирању проширења преносне мреже је аспект који је, због свог значаја, посебно истраживан у овој докторској дисертацији.

Један од основних проблема у планирању проширења преносне мреже јесте чињеница да се у први план стављају два проблема: 1) техничко-сигурносни, односно да постојећи капацитети не омогућавају сигуран рад ЕЕС-а са прикљученим новим генераторским јединицама, порастом потрошње и 2) да се тешко може оправдати нова инвестиција покривањем из повећаног прихода оствареног проширењем преносне мреже у односу на постојећу мрежу, при чему се захтева да тај додатни приход покрије инвестиционе и оперативне трошкове и оствари профит за инвеститоре (било да се ради о дерегулисаним или регулисаним системима).

Развој метода и модела за планирање проширења преносних мрежа има релативно дугу историју. Прво су то били аналогни модели, анализатори линеаризованих или нелинеарних модела ЕЕС-а. Први анализатор је пуштен у употребу 1957. године у Siemens, Erlangen, Germany, а други у електротехничком институту “Никола Тесла” у Београду 1958. године. Преко једне деценије анализатори су били практично једино средство за студије преносних мрежа.

Са развојем рачунара јавио се велики број поступака и алгоритама. У прво време то су били линеарни, а касније нелинеарни модели. Интегрисан вишеслојни хијерархијски линеарни модели са алгоритмима линеарног програмирања (LP – “Linear Programming”) нису били довољне тачности и морали су да се проверавају са нелинеарним алгоритмима. И данас се употребљавају и једни и други модели, у зависности од временских хоризоната планирања. Детаљни оптимизациони нелинеарни модели се примењују у краткорочном и средњерочном планирању преносне мреже, често у комбинацији са линеарним моделима (нарочито у дугорочном планирању преносних мрежа).

Са оба типа модела (линеарни и нелинеарни) постоји велики број метода и техника прорачуна, из којих су настали одговарући програмски пакети за примене у реалним ЕЕС-има. Основни проблем код примене интегрисаних вишеслојних модела јесте величина потребне базе података, поузданост и верификација резултата, као и обим и квалитет улазних података и резултата прорачуна.

Примењене оптимизационе технике и модели се могу класификовати у неколико група:

- Стандардне оптимизационе технике, као што су:
 - Примена модела LP-а [56, 57].
 - Мешовито целобројно линеарно програмирање (MILP – “Mixed Integer Linear Programming”) [58].
 - Benders декомпозиција [59, 60].
 - Вишекорачна оптимизација [61].
- Напредне оптимизационе технике, као што су:
 - Метод оптимизације кретања у роју (“Swarm Optimization”) [62].
 - Побољшани Pareto поступак и више-критеријумски еволутивни алгоритам [63].
 - Мета хеуристички засновани оптимизациони методи [64, 65].
 - Различите технике примене вештачке интелигенције [66, 67].

Поред функције циља (функција која се оптимизује, која се још назива и оптимизациони критеријум) за све оптимизационе технике у оптимизациони проблем се укључују ограничења типа једнакости и неједнакости, и то од почетних стања до стања у свим карактеристичним временским тренуцима (годинама), које карактеришу цели временски период оптималног планирања проширења преносне мреже. Поред различитих метода и модела коришћених за оптимално планирање проширења преносне мреже, постоји и низ неизвесности које се морају анализирати од стране планера.

Анализа утицаја различитих типова неизвесности у оптималном планирању проширења преносне мреже је посебно истраживана у овој докторској дисертацији. Основни проблем, поред разлика у методама и моделима, јесте и скуп неизвесности података који се мора анализирати, а који обично обухвата:

- Прогнозиране величине о производњи и потрошњи.
- Избор параметара ново-додатих преносних водова, трансформатора и генератора [68, 69].
- Распоживост генераторских јединица.
- Демонтажа и искључење из погона услужених елемената ЕЕС-а (преносних водова, трансформатора и генератора).
- Трошкови проширења преносне мреже.
- Очекивана неиспоручена електрична енергија.
- Процена ризика инвестиција.

Сви набројани елементи се, по правилу, јављају у регулисаним и дерегулисаним ЕЕС-има. У дерегулисаним окружењу постоје и неки други извори неизвесности података, као што су:

- Неизвесност која прати тржиште понуде/потражње електричне енергије [70, 71].
- Поверљивост информација о будућем развоју извора електричне енергије.
- Неизвесности о дугорочном понашању учесника на тржишту електричне енергије.
- Промена правила тржишта.
- Промена државне регулативе у односу на поједине учеснике тржишта електричне енергије (на пример, промена стимулативних тарифа за изградњу нових и обновљивих производних капацитета).

Због свега реченог, оптимално планирање проширења преносне мреже у дерегулисаним условима може бити знатно сложеније него у регулисаним условима рада ЕЕС-а. Основни разлози за то су [70-73]:

- Проблем оптималног планирања проширења преносне мреже је више-нивоски, где је на првом нивоу (“надређени проблем” или “главни проблем”) проблем минимизације инвестиција, а проблем минимизација оперативних трошкова (погон и одржавање) или максимизације друштвене добити (SW – “Social Welfare”) је проблем другог нивоа (“подређени проблем”). При томе, ова два нивоа (потпроблема) су тесно повезани.
- Јака спрега проблема проширења и погона ЕЕС-а доводи до проблема у дефинисању улазних података (блокови понуде/потражње) електричне енергије у решавању проблема тржишта електричне енергије за неколико година унапред. У вертикално организованим ЕЕС-има овај проблем планирања је у извесној мери лакши, јер се све одлуке доносе централизовано (на једном месту у неком од државних регулаторних органа). У дерегулисаним ЕЕС-има практично је врло тешко предвидети понашање учесника на будућем тржишту електричне енергије у дугорочном планирању оптималног проширења преносне мреже. Због тога је моделовање и понашање учесника на тржишту електричне енергије суштинско питање планирања и развоја уопште ЕЕС-а, а самим тим и оптималног планирања оптималног проширења преносне мреже. На тај начин моделовање и понашање свих учесника на тржишту електричне енергије постаје суштинско питање квалитета планирања оптималног планирања проширења преносне мреже.
- Проблем неизвесности улазних података значајније је изражен, тако да су потребне додатне анализе ризика инвестирања и управљања ризиком. Ризик инвестирања се обично изражава кроз променљиву стопу актуализације (чија величина зависи од прихватљивог нивоа ризика инвестирања). Због ових неизвесности и ризика

остварења планираних циљева, постоји тенденција да се хоризонт планирања скрати на период до двадесет година или краће, са циљем бржег повраћаја уложеног капитала.

- На страни понуда за куповину електричне енергије, користи се краћа временска дискретизација да се одреди краткорочна варијација оптерећења која мора бити уважена у моделу. То све, наравно, има утицај на ниво еластичности потрошње. Гранични случај јесте комплетно нееластичан модел оптерећења (заснован само на прогнози оптерећења са одговарајућим неизвесностима).

Главни циљ преносних компанија у моделу слободног приступа тржишту електричне енергије јесте максимизација профита, која је једнака разлици онога што плаћају потрошачи и што се плаћа произвођачима електричне енергије. То се назива трговински вишак (MS – “Merchandising Surplus”). Уколико постоји загушење на преносним (обично интерконективним) водовима, или прекорачење дозвољених вредности напона увећава се MS, а то увећање MS-а је вишак загушења (CS – “Congestion Surplus”) и он може бити доминантан део MS-а. MS и CS карактеришу све ЕЕС-е у којима се користе LMP-ови као основа за спровођење тржишта електричне енергије. Остварени MS треба да обезбеди потребна средства за покривање свих инвестиционих и оперативних трошкова електроенергетске преносне мреже.

У овој докторској дисертацији предлаже се нови оптимизациони критеријум за оптимално планирање проширења преносне мреже у дерегулисаним ЕЕС-има, који је заснован на укупном MS-у, а који укључује CS као доминантну компоненту. CS се рачуна на основу LMP-ова добијених оптимизацијом тржишта, а на основу примене нелинеарног примално-дуални Interior Point (PDIP – “Primal-Dual Interior Point”) метода оптималних токова снага (OPF – “Optimal Power Flow”), у коме се максимизује друштвена добит (SW – “Social Welfare”) (видети *Главу 1*).

У циљу уважавања стохастичке природе улазних података, неизвесности оперативних трошкова и понуђених блокова понуда за куповину/продају електричне енергије, предложен је третман неизвесних променљивих у хипер-елипсоидном домену, где се у њему појединачне тачке бирају као квази-случајни узорак (“Quasi Random Sampling”).

Оптимизациони модел је базиран на OPF алгоритму (*Глава 1*), за основни (базни) случај ЕЕС-а, где су сви елементи преносне мреже укључени и без пертурбације улазних података, као и њиховом линеаризацијом за неизвесне (пертурбоване) улазне податке. Оптимизација је примењена сукцесивно на базни случај са свим укљученим елементима преносне мреже, на који се додатно анализира изабрани број испада из претходно формиране листе испада.

За решавање специфицираног целобројног оптимизационог проблема, односно за додавање преносних елемената у дискретним временским тренуцима планског периода је примењен не-доминантни сортирајући генетски алгоритам II (NSGA- II – “Non-Dominated Sorting Algorithm II”) [74].

4.2 Формулација проблема оптималног планирања проширења преносне мреже

У овом раду прво је решаван проблем оптималног планирања проширења преносне мреже у случају када улазни подаци не укључују њихову неизвесност, при

чему је предложена следећа формулација функције циља инвестиционог потпроблема (“Надређени проблем”) [75]:

$$\underset{\text{Vodovi, Godine}}{\text{Minimizirati}} F = \sum_{n=1}^{N^g} \frac{1}{(1+i)^n} (C_I^g + MS_n^*), \quad (4.1)$$

где су годишњи инвестициони трошкови за нове преносне водове дати изразом:

$$C_I^g = c^g C_I = c^g c_I L, \quad (4.2)$$

где су:

- c^g – годишња стопа инвестиционих трошкова за изградњу новог преносног вода, у [%];
- c_I – специфични инвестициони трошкови по дужини преносног вода, у [\$/km];
- L – дужина вода, у [km];
- N^g – дужина планског периода, у [god];
- i – стопа актуализације, у [%];
- n – текући индекс године;
- MS_n^* – оптимални троговински вишак за n -ту годину, у [\$/].

Оптимална вредност MS -а из оптимизационог процеса служи да се одреде финансијска средства потребна за изградњу, одржавање и погон преносне мреже (укупни трошкови). MS се рачуна као разлика онога што плаћају потрошачи (купци електричне енергије) и онога што се плаћа произвођачима електричне енергије (генераторима) према изразу:

$$MS_n^* = CP_n^* - GP_n^* = T^g \sum_{k=0}^K p^{(k)} \left(\sum_{i=1}^{N_d} LMP_{ni}^{(k)*} P_{Lni}^{(k)*} - \sum_{j=1}^{N_g} LMP_{nj}^{(k)*} P_{Gnj}^{(k)*} \right), \quad (4.3)$$

где су:

- CP – финансијска средства што се наплаћују од потрошача (купци електричне енергије), у [\$/];
- GP – финансијска средства која се плаћају произвођачима електричне енергије (генераторима), у [\$/];
- N_g – укупан број чворова са прикљученим генераторима;
- N_d – укупан број чворова са прикљученим потрошачима;
- $k = 0$ – базно (основно) стање ЕЕС-а са свим елементима у погону;
- k – индекс стања ЕЕС-а при испаду елемента преносне мреже;
- K – укупан број анализираних испада;
- T^g – број сати у години, у [h];
- $p^{(k)}$ – вероватноћа k -тог испада.

MS се рачуна на основу LMP-ова (величина добијених из програма за прорачун PDIP OPF-а), где су истовремено моделовани сви потрошачи и генератори, максимизацијом оптимизационог критеријума (MS -а) за два стања ЕЕС-а:

- Основно стање са свим укљученим елементима.
- Стања са сукцесивним испадом елемената са листе испада (подређени проблем).

За упрошћавање израза за друштвену добит из израза (4.3) добија се (ради упрошћења, изостављен је индекс n као ознака године):

Максимизирати $MS =$
 $P_D^{(k)}, P_{G+r}^{(k)}, Q_{G+r}^{(k)}, x^{(k)}$:

$$= \sum_{k=0}^K p^{(k)} (\sum_{j=1}^{N_d} C(P_{D_i}^{(k)}) + \sum_{j=1}^{N_d} C(Q_{D_i}^{(k)}) - \sum_{i=1}^{N_g} C(P_{G_j}^{(k)}) - \sum_{i=1}^{N_g} C(Q_{G_j}^{(k)})) \quad (4.4)$$

Израз (4.4) се максимизира дајући решење за прималне и дуалне променљиве које задовољавају Karush-Kuhn-Tucker-ове (ККТ) услове (Поглавље 1.2) и задовољавају сва ограничења типа једнакости (биланси активних и реактивних снага у чворовима) и сва ограничења типа неједнакости (дозвољена оптерећења преносних елемената (водова и трансформатора), дозвољени напони у чворовима и друга), што се на компактан начин приказује изразима:

$$arpb(P_{G_r}^{(k)}, Q_{G_r}^{(k)}, x_r^{(k)}, x^{(k)}) = \mathbf{0}: \quad \leftrightarrow \lambda_r^{(k)}, \quad (4.5a)$$

$$ARPB(P_G^{(k)}, P_D^{(k)}, P_P^{(k)}, Q_G^{(k)}, Q_D^{(k)}, Q_P^{(k)}, x_r^{(k)}, x^{(k)}) = \mathbf{0}: \quad \leftrightarrow \lambda_{\neq r}^{(k)}; \quad (4.5b)$$

$$TLC^{(k)}(x_r^{(k)}, x^{(k)}) \leq \mathbf{0}: \quad \leftrightarrow \mu_{TLC}^{(k)}; \quad (4.6)$$

$$LVC(x_r^{(k)}, x^{(k)}) \leq \mathbf{0}: \quad \leftrightarrow \mu_{LVC}^{(k)}; \quad (4.7)$$

$$PQx^{(k)} \leq \mathbf{0}: \quad \leftrightarrow \pi_{PQx}^{(k)}; \quad (4.8)$$

где су:

- arpb** – једначине биланса активне и реактивне снаге референтно-балансног чвора;
- ARPB** – вектор једначина биланса активних и реактивних снага на свим осталим чворовима, осим у референтно-балансном чвору;
- TLC** – скуп неједнакости везаних за доње/горње ограничење преносних елемената;
- LVC** – скуп неједнакости ограничења напона чворова;
- PQx** – скуп ограничења активних и реактивних снага извора и диспеџабилних потрошача;
- μ_{TLC} – множачи (Lagrange-ови мултипликатори, дуали) ограничења типа неједнакости преносних водова;
- μ_{LVC} – множачи (Lagrange-ови мултипликатори, дуали) ограничења типа неједнакости напона чворова;
- π_{PQx} – множачи (Lagrange-ови мултипликатори, дуали) ограничења типа неједнакости активних и реактивних снага генератора и диспеџабилних потрошача (ограничења оптимизирајућих променљивих).

Функција циља (4.4) садржи криве трошкова производних агрегата (генератора) и потрошача за продају, односно куповину електричне енергије на тржишту, респективно, датих у квадратном облику као:

$$C(P_{G_i}) = a_{G_i} + b_{G_i} P_{G_i} + c_{G_i} P_{G_i}^2; \quad (4.9a)$$

$$C(Q_{G_i}) = a'_{G_i} + b'_{G_i} Q_{G_i} + c'_{G_i} Q_{G_i}^2; \quad (4.9b)$$

$$C(P_{D_i}) = a_{P_j} + b_{P_j}P_{D_j} + c_{P_j}P_{D_j}^2; \quad (4.10a)$$

$$C(Q_{D_j}) = a'_{P_j} + b'_{P_j}Q_{D_j} + c'_{P_j}Q_{D_j}^2, \quad (4.10b)$$

где су $i = 1, \dots, N_g$ и $j = 1, \dots, N_d$, док су N_g и N_d број генератора и потрошача који учествују у процесу оптимизације, респективно.

За фиксне (недиспечабилне, односно нееластичне) потрошаче нема коефицијентна трошкова и код њих су активне и реактивне снаге константне. PDIP којим се решава OPF проблем је дефинисан функцијом циља (4.4) и ограничењима типа једнакости и неједнакости (4.5a), (4.5b), (4.6), (4.7) и (4.8), респективно. Начин његовог решавања описан је детаљно у Глави 1.

Из решења PDIP OPF-а, у коме се максимизује оптимизациони критеријум (MS), добијају се директно LMP-ови на свим чворовима. Ако се са λ_r означи дуална променљива ограничења биланса активних и реактивних снага у референтно-балансом чвору, а са $\lambda_{\neq r}$ остале дуалне променљиве ограничења биланса активних и реактивних снага у осталим чворовима:

$$LMP_r = \lambda_r; \quad LMP_{\neq r} = \lambda_{\neq r}, \quad (4.11)$$

где је LMP вектор придружен ограничењима једнакости биланса активних (LMP_P) и реактивних снага чворова (LMP_Q). Анализирајући све компоненте градијента Lagrange-ове функције у изразу (3.24) (Поглавље 3.3), може се написати следећи израз [48,54]:

$$[\nabla_x(\mathbf{arpb})]^T \lambda_r + [\nabla_x(\mathbf{ARPB})]^T \lambda_{\neq r} + [\nabla_x(\mathbf{TLC})]^T \mu_{TLC} + [\nabla_x(\mathbf{LVC})]^T \mu_{LVC} = 0. \quad (4.12)$$

Решењем израза (4.12) по компонентама $\lambda_{\neq r}$ добија се:

$$\lambda_{\neq r} = -\{[\nabla_x(\mathbf{ARPB})]^T\}^{-1}\{[\nabla_x(\mathbf{arpb})]^T \lambda_r + [\nabla_x(\mathbf{TLC})]^T \mu_{TLC} + [\nabla_x(\mathbf{LVC})]^T \mu_{LVC}\}. \quad (4.13)$$

Коришћењем израза (4.12) и (4.13), LMP-ови се могу разложити на следеће три компоненте:

- Компонента LMP-а која се односи на билансе снага, $LMP_{(Gen/Potr+Gub)}$.
- Компонента LMP-а која се односи на загушење преносних водова, LMP_{Zag} и придружена је ограничењима преносних снага.
- Компонента придружена ограничењима напона чворова, LMP_{Volt} .

Сада се може формирати израз:

$$LMP = LMP_{(Gen/Potr+Gub)} + LMP_{Zag} + LMP_{Volt}, \quad (4.14)$$

где су LMP-ови, компоненте у изразу (4.14) једнаке првом, другом и трећем сабирку из израза (4.13), респективно.

Оптимизациони критеријум за оптимално планирање проширења преносне мреже је заснован на следећим основама. Ако се применом прорачуна OPF-а појаве загушења на преносним водовима, онда постоји MS који је великим делом одређен компонентом загушења LMP_{Zag} и делимично компонентом напонских ограничења, LMP_{Volt} . Тада је CP знатно веће од CG -а у анализираном периоду на нивоу целог ЕЕС-а. То је последица постојања дуала на ограничењима загушења преносних водова и напонским ограничењима (LMP_{Zag} и LMP_{Volt} , респективно) у основном (базном) стању

и у стањима са испадима елемената. Уколико нема загушења преносних капацитета у ЕЕС-у (интерконекцији), LMP-ови се разликују само на основу компоненте губитака, који је последица протока наизменичне струје кроз елементе преносне мреже (водове и трансформаторе). Тада је оптимизациони критеријум (MS) у ЕЕС-у најмањи. Појавом загушења преносних капацитета повећава се MS у односу на минимум, који се јавља када таквих загушења нема. Изградњом нових преносних водова инвестициони трошкови (C_I у (4.1)) се повећавају, али се не може тврдити да сваки ново-додати преносни вод смањује MS (видети Табелу 4.5).

Улазни подаци (узети као блокови потрошње/производње који се нуде тржишту електричне енергије) узети су као средња вредност из последње године пре почетка периода планирања, са уваженим свим статистичким подацима у погледу понашања учесника на тржишту. Све ове вредности се повећавају кроз наредне године периода планирања, док у исто време у сагласности са дугорочним прогнозама потрошње/производње на сличан начин се увећавају и неизвесности. Тај проблем се решава применом приступа заснованог на теорији хипер-елипсоида.

4.3 Третман неизвесности помоћу хипер-елипсоида

4.3.1 Основне дефиниције хипер-елипсоида

Дат је центар хипер-елипсоида $\mathbf{x}_{cX} \in \mathfrak{R}^n$ и симетрична, позитивно дефинитна матрица облика (“Shape”) хипер-елипсоида $\mathbf{P}_X \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ ($\mathbf{P}_X \succ 0$ означава позитивно дефинитну матрицу), хипер елипсоид (ε) је описан као:

$$\varepsilon(\mathbf{x}_{cX}, \mathbf{P}_X) = \{\mathbf{X} \in \mathfrak{R}^n: (\mathbf{X} - \mathbf{x}_{cX})^T \mathbf{P}_X^{-1} (\mathbf{X} - \mathbf{x}_{cX}) \leq 1\}, \quad (4.15)$$

где матрица облика (\mathbf{P}_X) јединствено одређује хипер-елипсоид (укључујући његову величину и облик).

4.3.2 Основне дефиниције неизвесности

Неизвестан систем линеарних једначина дат је као [76]:

$$\mathbf{A}(\Delta)\mathbf{X} = \mathbf{b}(\Delta), \quad (4.16a)$$

где су $\mathbf{A} \in \mathfrak{R}^{n \times n}$ и $\mathbf{b} \in \mathfrak{R}^n$, а скуп могућих решења је $\mathfrak{S} = \{\mathbf{X}: \mathbf{A}(\Delta)\mathbf{X} = \mathbf{b}(\Delta)\}$.

Линеарна фракциона репрезентација (“Linear Fractional Representation”) је стандардно примењени начин за опис неизвесних линеарних система [76]:

$$[\mathbf{A}(\Delta) \quad \mathbf{b}(\Delta)] = [\mathbf{A} \quad \mathbf{b}] + \mathbf{L}\Delta(\mathbf{I} - \mathbf{H}\mathbf{b}(\Delta))^{-1} [\mathbf{R}_A \quad \mathbf{R}_b], \quad (4.16b)$$

где су: $\mathbf{A} \in \mathfrak{R}^{m \times n}$, $\mathbf{b} \in \mathfrak{R}^m$, $\mathbf{L} \in \mathfrak{R}^{m \times n_p}$, \mathbf{I} јединична матрица, $\mathbf{R}_A \in \mathfrak{R}^{n_q \times n}$, $\mathbf{R}_b \in \mathfrak{R}^{n_q}$, $\mathbf{H} \in \mathfrak{R}^{n_q \times n_p}$ и $\Delta = \Delta_1 \in \mathfrak{R}^{n_q \times n_p}$ и нека је линеарна фракциона репрезентација добро распоређена унутар Δ_1 , што значи да је $\det(\mathbf{I} - \mathbf{H}\Delta) \neq 0$ и $\forall \Delta \in \Delta_1$.

Структурна неизвесност Δ је потпростор $\mathfrak{R}^{n_q \times n_p}$, који се назива *структурирани потпростор* (на пример, простор матрица са тачно одређеном блок-дијагоналном структуром), одређен је следећом *независном блок-дијагоналном структуром*:

$$\Delta = \{\Delta_i = \text{diag}\{\Delta_1 \quad \mathbf{L} \quad \Delta_1\}, \Delta_i \in \mathfrak{R}^{n_{pi} \times n_{qi}}\}. \quad (4.16b)$$

Неструктуриране неизвесности су дефинисане као Δ у (4.16в) и имају потпуну блоковску матричну структуру.

Специјалан случај неструктурираних неизвесности су оне које су описане једначином (4.16а), односно када су матрица A и вектор b изложени адитивним неизвесностима, односно када је $H = 0$, па (4.16а) постаје:

$$[A(\Delta) \quad b(\Delta)] = [A \quad b] + L\Delta [R_A \quad R_b], \quad (4.16г)$$

где су: $\Delta = \rho I_m$, $\rho > 0$, $[R_A \quad R_b] = I_{n+1}$, $\Delta \in \mathfrak{R}^{m \times n+1}$ и $\|\Delta\| \leq 1$.

У овој докторској дисертацији се претпостављају неструктуриране неизвесности (без испада преносних елемената), али су матрица A и вектор b подложни адитивним неизвесностима. Детаљи примењеног решења приказани су у *Подтачки 4.5.1.4*.

4.4 Линеаризовани модел оптималних токова снага

У овом поглављу предлаже се добијање оптималног решења са малим променама (пертурбацијама) улазних података, насталим услед њихове неизвесности у околини базног решења. Да би се поступак прорачуна убрзао и смањио обим прорачуна, предлаже се линеаризација око базне радне тачке (добијене из OPF-a).

Линеаризује се функција циља дефинисана у изразу (4.4) са инкременталним променама променљивих у њој, као што је приказано:

$$\begin{aligned} \underset{\Delta P_D^{(k)}, \Delta Q_D^{(k)}, \Delta P_{G+r}^{(k)}, \Delta Q_{G+r}^{(k)}, \Delta x^{(k)}}{\text{Maksimizirati}} \quad MS = \sum_{k=0}^K p^{(k)} \left(\sum_{j=1}^{N_d} C(\Delta P_{D_j}^{(k)}) \right. \\ \left. + \sum_{j=1}^{N_d} C(\Delta Q_{D_j}^{(k)}) - \sum_{i=1}^{N_g} C(\Delta P_{G_i}^{(k)}) - \sum_{i=1}^{N_g} C(\Delta Q_{G_i}^{(k)}) \right), \end{aligned} \quad (4.17)$$

уз услов $k = 0, 1, \dots, K$ (K је укупан број анализираних испада) и задовољења једначина биланса активних/реактивних снага, неједначина загушења и ограничења напона чворова, као и доњих/горњих граница свих променљивих, респективно:

$$1. \quad arpb + ARPB \left(P_{G+r}^{(k)}, P_D^{(k)}, P_P^{(k)}, Q_{G+r}^{(k)}, x_r^{(k)}, x^{(k)} \right) = 0: \quad \Leftrightarrow \Delta \lambda^{(k)}; \quad (4.18)$$

$$2. \quad TLC + LVC^{(k)} \left(x_r^{(k)}, x^{(k)} \right) \leq 0: \quad \Leftrightarrow \Delta \mu_{TLC+LVC}^{(k)}; \quad (4.19)$$

$$3. \quad \Delta PQx^{(k)} \leq 0: \quad \Leftrightarrow \Delta \pi_{PQ_{x+r}}^{(k)}. \quad (4.20)$$

Услови линеаризације OPF-a су детаљно дати у *Глави 1*. Решењем линеаризованог OPF-a нова вредност функције циља у n -тој години рачуната је на основу линеаризованог решења као (због упрошћавања приказивања горњи индекс који се односи на испаде је изостављен):

$$MS_n^* = CP_n^* + \Delta CP_n^* - GP_n^* - \Delta GP_n^*; \quad (4.21a)$$

$$\Delta GP_n^* = T^g \sum_{k=0}^K p^{(k)} \sum_{j=1}^{N_g} \Delta(LMP)_{n_j}^{(k)*} \Delta P_{G_{n_j}}^{(k)*}; \quad (4.21б)$$

$$\Delta(LMP)_{n_j}^{(k)*} = \frac{\partial C(P_{G_{n_j}}^{(k)})}{\partial P_{n_j}^{(k)}} \Big|_{(P_{G_{n_j}}^{(k)*} + \Delta P_{G_{n_j}}^{(k)*})} + \Delta \pi_{G_j}^{(k),gg} - \Delta \pi_{G_j}^{(k),dg}, \quad (4.21в)$$

где су:

$\Delta\pi_{G_j}^{(k),gg}$ – прираштај дуалне променљиве који припада множачу (Lagrange-овом мултипликатору) горње границе активне снаге генератора;

$\Delta\pi_{G_j}^{(k),dg}$ – прираштај дуалне променљиве који припада множачу (Lagrange-овом мултипликатору) доње границе активне снаге генератора;

* - ознака за оптималне величине.

На основу инкременталних промена, применом линеаризованог модела добијају се нове вредности износа које наплаћују генератори или плаћају потрошачи. Слична једначина једначини (4.21а) може да се изведе и за *CP*.

4.5 Алгоритам оптималног планирања проширења преносне мреже

4.5.1 Неизвесности улазних података

У дугорочном оптималном планирању проширења преносне мреже уважавају се две групе неизвесности улазних података:

1. Оперативни услови будуће преносне мреже (укључују неизвесности у погледу параметара мреже и будућих испада).
2. Очекиване цене у понудама продаје и куповине електричне енергије на LMP заснованом тржишту у будућем планском периоду.

4.5.1.1 Неизвесности везане за оперативне (погонске) услове

Прва група неизвесности односи се на простор могућих, физички прихватљивих решења за променљиве које карактеришу рад ЕЕС-а. Ове неизвесности су врло сложене (нелинеарне) и врло тешке за укључивање у модел OPF-а. Математичка квантификација њиховог утицаја у линеаризованом моделу, датом у *Подтачки 4.5.1.5*), је доста тешка и нумерички захтевна, због чега се као основ решавања користи Примално-Дуални Interior Point (PDIP – “Primal-Dual Interior Point”) метод.

У циљу убрзавања алгоритма оптималног планирања проширења преносне мреже, за почетну годину периода планирања интервал неизвесности је укључен у улазне податке (у оквиру хипер-полигона, односно хипер-коцке) и на основу тога одређени су максимални интервали неизвесности за матрицу **A** и вектор **b** (*Подтачка 4.5.1.4*, израз (4.33)), а затим ρ_x које задовољава потребне услове за решење у хипер-елипсоидном домену (*Подтачка 4.5.1.4*). Ови прорачуни су засновани на примени квази-случајног узорковања (“Quasi-Random Sampling”) за специфицирани интервал неизвесности улазних података.

Предложен је нови алгоритам са квази-случајним узорковањем у *n*-димензионалном хипер-елипсоидном домену, који је обрађен у *Подтачки 4.5.1.6*. Овај алгоритам је заснован на Halton-овом алгоритму за квази-случајне узорковање у *n*-то димензионој хипер-сфери, који се показао као ефикасан за системе великих димензија, какви су анализирани проблеми у ЕЕС-у [77].

Израчунати коефицијент ρ_X (Подтачка 4.5.1.4) коришћен је да се одреди матрица облика (P_X) и центар хипер-елипсоида (x_{cX}) (Подтачка 4.5.1.5, изрази (4.28) и (4.29)) у хипер-елипсоиду по годинама периода планирања проширења преносне мреже. Истовремено, прогноза производње/потрошње (за $\rho_X = \text{Const}$) повећава запремину хипер-елипсоида (одређену са P_X).

Почетни n -димензиони хипер-елипсоид [дат са $P_n = P_X$ и $x_{cn} = x_{cX}$ за променљиве стања, дуалне и допунске променљиве (Подтачка 4.5.1.4, израз (4.25)) пројектован је у m -димензиони хипер-елипсоид (окарактерисан са $P_m = P_X$ и $x_{cm} = x_{cX}$) само за променљиве стања, по методологији објашњеној у Подтачки 4.5.1.3, где је $m = 2n_{cvora} - 2$ укупан број променљивих стања (димензија вектора x).

4.5.1.2 Неизвесности понуда продаје/куповине електричне енергије

Неизвесности достављених понуда за продају/куповину електричне енергије су тесно повезане са критеријумом оптимизације и индиректно повезане са физички прихватљивим оптималним решењем [одређено са ограничењима типа једнакости и неједнакости (4.5а), (4.5б), (4.6), (4.7) и (4.8)]. Слично као и неизвесности за оперативне услове, неизвесности достављених понуда за продају/куповину електричне енергије су ограничене хипер-елипсоидом, што ће бити објашњено у наставку.

Дијагонални елементи матрице облика хипер-елипсоида (P_C) одређени су правцем тако да пројекција узорка има највећу могућу варијансу (σ). Ови правци су управо осе хипер-елипсоида (не постоје други правци који обезбеђују већу варијансу пројектованог узорка), тако да је:

$$P_C(i, i) = \sigma_i^2. \quad (4.22a)$$

Вандијагонални елементи матрице облика хипер-елипсоида (P_C) су одређени корелацијом између улазних коефицијената функција трошкова блокова понуде. У овој докторској дисертацији је претпостављено да су само коефицијенти трошкова потрошача/генератора b и c у (4.9) у корелацији, па према изложеном недиагонални елементи постају:

$$P_C(i, j) = \rho_{ij}\sigma_i\sigma_j, \quad (4.22б)$$

где је ρ_{ij} корелација између i -тог коефицијента трошкова b и j -тог коефицијента трошкова c на истом генератору/потрошачу. Део који се односи на координате центра хипер-елипсоида везане за очекиване поднете понуде (куповине/продаје) енергије (x_{cC}) је одређен у базном стању (без пертурбације) коефицијената функције трошкова.

Због неизвесности оперативних услова и очекиваних понуда (куповина/продаја) електричне енергије на тржишту су некорелисане, тако да укупна матрица облика (P) и центар хипер-елипсоида (x_c) су:

$$P = \begin{bmatrix} P_X & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & P_C \end{bmatrix}; \quad x_c = \begin{bmatrix} x_{cX} \\ x_{cC} \end{bmatrix}. \quad (4.23)$$

4.5.1.3 Пројекција хипер-елипсоида у редуковани хипер-простор

Ортогонална пројекција p -димензионог хипер-елипсоида у t -димензиони редуковани хипер-елипсоид може се добити поделом матрице облика $\mathbf{P}_r = \mathbf{P}$ (4.23) као што следи:

$$\mathbf{P}_r = \begin{bmatrix} \mathbf{A} & \mathbf{B} \\ \mathbf{B}^T & \mathbf{C} \end{bmatrix}, \quad (4.24)$$

где су $\mathbf{A} \in \mathfrak{R}^{m \times m}$, $\mathbf{B} \in \mathfrak{R}^{m \times (p-m)}$ и $\mathbf{C} \in \mathfrak{R}^{(p-m) \times (p-m)}$ субматрице симетричне матрице облика \mathbf{P}_r . Нова t -димензиона матрица облика хипер-елипсоида у редукованом хипер-простору је [78]:

$$\mathbf{P}_t = \mathbf{A} - \mathbf{B}\mathbf{C}^{-1}\mathbf{B}^T. \quad (4.25)$$

Центар новог хипер-елипсоида (\mathbf{x}_{ct}) добија се одстрањивањем $(r-t)$ елемената из вектора $\mathbf{x}_{cr} \equiv \mathbf{x}_c$. Неизвесности диспечабилних (нееластичних) потрошача добијају се линеарном пројекцијом са једним квази-случајним узорком тачке променљиве стања (\mathbf{x}) у тачку узорка нееластичних потрошача као:

$$\mathbf{P}_L(\mathbf{x}) = \mathbf{P}_L(\mathbf{x}_{cX}) + (\mathbf{x} - \mathbf{x}_{cX}) \left. \frac{\partial \mathbf{P}_L(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}_{cX}}. \quad (4.26)$$

4.5.1.4 Решавање система линеарних једначина у хипер-елипсоидном домену

За специјализован случај неструктурираних неизвесности када су матрица \mathbf{A} и вектор \mathbf{b} подложни адитивним неизвесностима [76] је (4.16г):

$$[\mathbf{A}(\Delta) \quad \mathbf{b}(\Delta)] = [\mathbf{A} \quad \mathbf{b}] + \mathbf{L}\Delta[\mathbf{R}_A + \mathbf{R}_b]. \quad (4.27)$$

Решење једн. (4.27) је квадратни скуп [76, стр. 779, једн. (27)], где су потребни и довољни услови за решење у (4.27) дати у [76, стр. 779], а могу се сумирати као:

- Ако је следећи однос неједнакости $\rho_X^2 = \lambda_{\min}\{[\mathbf{A} \quad \mathbf{b}]^T[\mathbf{A} \quad \mathbf{b}]\} < \lambda_{\min}\{\mathbf{A}^T\mathbf{A}\}$ задовољен, онда је скуп решења једна тачка ("Singleton"), или хипер-елипсоид $\varepsilon(\mathbf{x}_{cX}^{opt}, \mathbf{0})$, где је $\lambda_{\min}\{*\}$ минимална сопствена вредност.
- Ако је следећи однос неједнакости $\rho_X^2 > \lambda_{\min}\{\mathbf{A}^T\mathbf{A}\}$ задовољен, онда је скуп решења неограничен.
- Ако је следећи однос неједнакости $\rho_X^2 < \lambda_{\min}\{[\mathbf{A} \quad \mathbf{b}]^T[\mathbf{A} \quad \mathbf{b}]\}$ задовољен, онда је скуп решења празан.
- Ако је следећи однос неједнакости $\lambda_{\min}\{[\mathbf{A} \quad \mathbf{b}]^T[\mathbf{A} \quad \mathbf{b}]\} < \rho_X^2 < \lambda_{\min}\{\mathbf{A}^T\mathbf{A}\}$ задовољен, онда је решење хипер-елипсоида одређено следећим центром и матрицом облика, респективно:

$$\mathbf{x}_{cX} = (\mathbf{A}^T\mathbf{A} - \rho_X^2\mathbf{I}_n)^{-1}\mathbf{A}^T\mathbf{b}; \quad (4.28)$$

$$\mathbf{P}_X = \alpha(\mathbf{A}^T\mathbf{A} - \rho_X^2\mathbf{I}_n)^{-1}, \quad (4.29)$$

где је $\alpha = \rho_X^2[1 - \mathbf{b}^T(\rho_X^2\mathbf{I}_n - \mathbf{A}\mathbf{A}^T)^{-1}\mathbf{b}]$.

Интересантно је напоменути да је $\rho_X^2 = \lambda_{\min}\{[\mathbf{A} \quad \mathbf{b}]^T[\mathbf{A} \quad \mathbf{b}]\}$ минимална величина пертурбације за коју је решење не-празан скуп.

4.5.1.5 Линеаризовани OPF модел

Око базног решења PDIP OPF модела, следећа линеаризација је примењена на криве трошкова, уз уважавање неизвесности коефицијената трошкова (показаних на кривој трошкова j -тог генератора и са изостављеним индексима за годину и испаде, да се упрости представљање) (сличне једначине могу бити изведене и за коефицијенте трошкова активних снага потрошача и реактивних снага генератора и диспечабилних (еластичних) потрошача):

$$C(\Delta P_{G_j}) = \frac{\partial C(P_{G_j})}{\partial P_{G_j}} \Big|_{P_{G_j}^*} \Delta P_{G_j} + \frac{\partial C(P_{G_j})}{\partial b_{G_j}} \Big|_{P_{G_j}^*} \Delta b_{G_j} + \frac{\partial C(P_{G_j})}{\partial c_{G_j}} \Big|_{P_{G_j}^*} \Delta c_{G_j}, \quad (4.30)$$

или у линеарној форми:

$$C(\Delta P_{G_j}) = A_{G_j} + B_{G_j} \Delta P_{G_j}; \quad (4.31)$$

где су:

$$C(\Delta P_{G_j}) = C(P_{G_j}) - C(P_{G_j}^*); \quad \Delta P_{G_j} = P_{G_j} - P_{G_j}^*;$$

$$A_{G_j} = P_{G_j}^* \Delta b_{G_j} + P_{G_j}^{*2} \Delta c_{G_j}; \quad B_{G_j} = b_{G_j} + 2c_{G_j} P_{G_j}^*;$$

$\Delta b_{G_j}, \Delta c_{G_j}$ – пертурбације коефицијената трошкова добијене са квази-случајним узорком унутар хипер-елипсоида. Линеаризације биланса снага чворова (4.5а,б) дају:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{1} & \mathbf{0} & -\frac{\partial(\text{arpb})}{\partial x} \\ \mathbf{0} & \mathbf{1} & -\frac{\partial(\text{ARPB})}{\partial x} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_r, \Delta Q_r \\ \Delta P, \Delta Q \\ \Delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}, \quad (4.32)$$

где су:

$\frac{\partial(\text{arpb})}{\partial x}, \frac{\partial(\text{ARPB})}{\partial x}$ – изводи активних и реактивних инјектирања по променљивим стања (базирано на Newton-овом поступку);

ΔP_r – дебаланс активне снаге референтно-балансног чвора;

ΔQ_r – дебаланс реактивне снаге референтно-балансног чвора;

ΔP – дебаланс активне снаге свих осталих чворова осим референтно-балансног чвора;

ΔQ – дебаланс реактивне снаге свих осталих чворова осим референтно-балансног чвора;

Δx – прираштај променљивих стања.

Линеаризације неједнакости дозвољених снага преноса (4.6) и ограничења напона чворова (4.7) дају:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{0} & \mathbf{0} & \frac{\partial(\text{TLC})}{\partial x} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & \frac{\partial(\text{LVC})}{\partial x} \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & -\frac{\partial(\text{LVC})}{\partial x} \end{bmatrix} \Big|_{x=x^*} \begin{bmatrix} \Delta P_r, \Delta Q_r \\ \Delta P, \Delta Q \\ \Delta x \end{bmatrix} \leq \begin{bmatrix} P_{GrM} - P_{Gr}^* \\ V_M - V^* \\ -(V_m - V^*) \end{bmatrix}; \quad (4.33)$$

$$-\varepsilon \leq \Delta P Q_x \leq \varepsilon, \quad (4.34)$$

где су:

- $\frac{\partial(TLC)}{\partial x}$ – изводи једначина ограничења преносне снаге по гранама (водовима или трансформаторима);
 $\frac{\partial(LVC)}{\partial x}$ – изводи једначина ограничења напона у чворовима;
 P_{GrM} – ограничење максималног преноса активне снаге по гранама;
 P_{Gr}^* – оптерећења грана у оптималној радној тачки ЕЕС-а;
 V_M – горња граница напона чворова;
 V_m – доња граница напона чворова;
 V^* – напони у чворовима у оптималној радној тачки ЕЕС-а;
 ε – вектор дозвољених одступања променљивих стања и управљачких променљивих.

4.5.1.6 Алгоритам добијања квази-случајних узорака унутар хипер-елипсоида

Алгоритам за генерисање квази-случајних вектора тачака (координата по осамом) који прекривају унутрашњост хипер-сфере (или хипер-полигона) не може бити директно примењен у случају хипер-елипсоида. За добијање квази-случајних узорака у овом случају, предлаже се алгоритам добијања квази-случајних узорака унутар хипер-елипсоида, који се заснива на линеарној трансформацији хипер-сфере у хипер-елипсоид [79]. Алгоритам се састоји из следећих корака:

Корак 1: Генерисати вектор тачака $Y'=(Y'_1, Y'_2, \dots, Y'_n)$ униформно дистрибуираних унутар n -димензионе хипер-сфере са јединичним полупречником (r).

Корак 1а: Применити стандардан Halton-ов алгоритам за генерисање квази-случајних узорака у унутрашњости n -димензионе хипер-коцке [79], где су Decartes-ове координате претворене у хипер-сферне координате [80, стр.593-595].

$$\begin{aligned}
 r &= \sqrt{Y_n'^2 + Y_{n-1}'^2 + \dots + Y_2'^2 + Y_1'^2}; \\
 \theta_2 &= \arccot \frac{Y_1'}{\sqrt{Y_n'^2 + Y_{n-1}'^2 + \dots + Y_2'^2}}; \\
 &\vdots \\
 \theta_{n-1} &= \arccot \frac{Y_{n-2}'}{\sqrt{Y_n'^2 + Y_{n-1}'^2}}; \\
 \theta_n &= 2 \cdot \arccot \frac{\sqrt{Y_n'^2 + Y_{n-1}'^2} + Y_{n-1}'}{Y_n'},
 \end{aligned} \tag{4.35}$$

Те координате су скалиране, тако да се задовоље следећи услови: $r \leq 1$ и $0 \leq \theta_u \leq 2\pi$.

Корак 1б: На основу n -димензионих хипер-сферних координата из **Корак 1а**, израчунати њихове пројекције у Decartes-овим координатама (Y), према једначинама [80, стр. 593-595]:

$$\begin{aligned} Y_1 &= r \cos \theta_2; \\ Y_2 &= r \sin \theta_2 \cos \theta_3; \\ &\vdots \\ Y_n &= r \sin \theta_2 \cdots \sin \theta_{n-1} \sin \theta_n. \end{aligned} \tag{4.36}$$

Корак 2: Израчунати матрицу \mathbf{B} , која задовољава услов $\mathbf{P} = \mathbf{B}\mathbf{B}^T$, где је \mathbf{P} матрица облика хипер-елипсоида (4.15). Матрица \mathbf{B} може да се добије Cholesky методом средње-квадратних одступања.

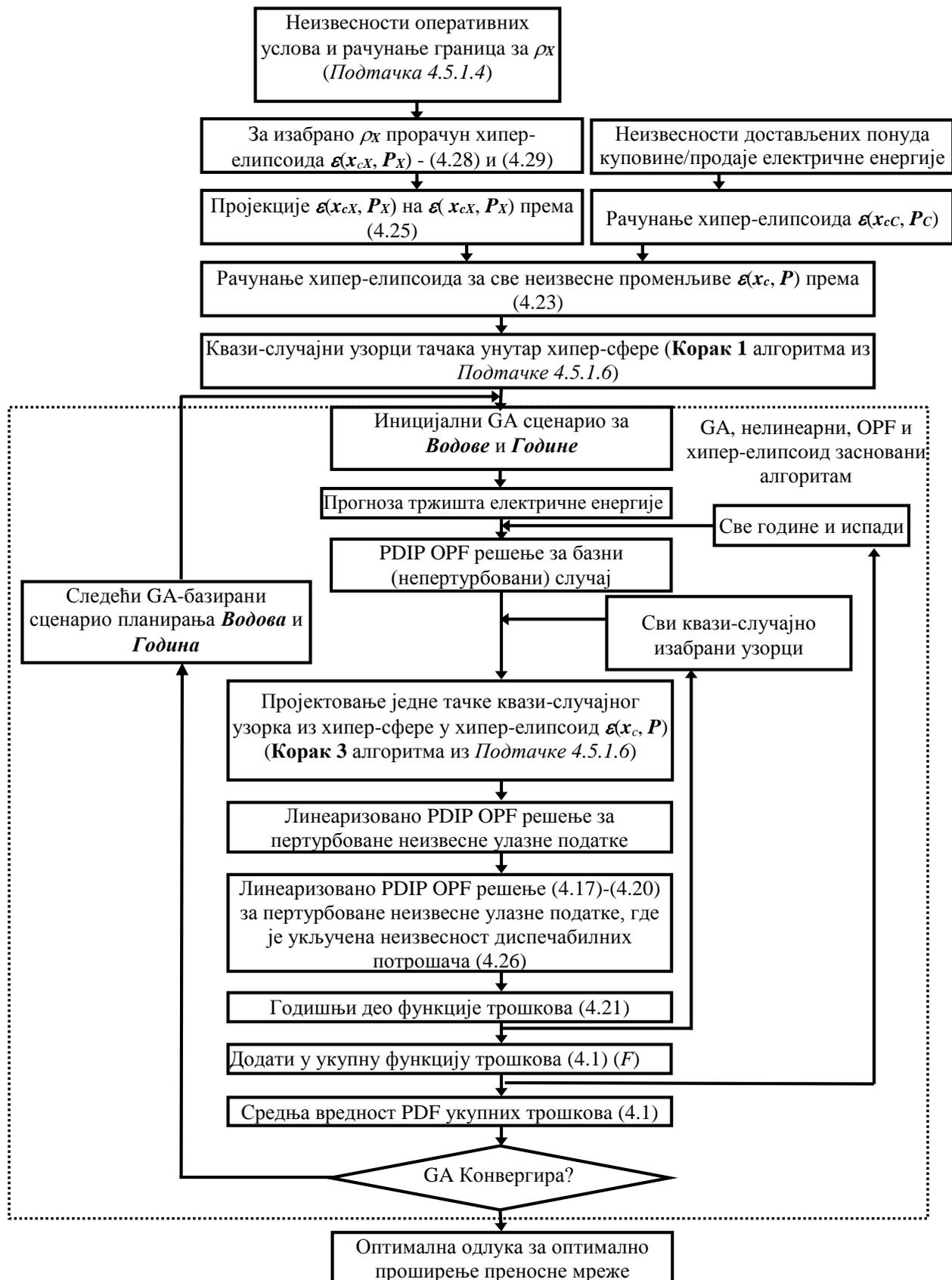
Корак 3: Ако је вектор \mathbf{Y} униформно дистрибуиран унутар n -димензионе хипер-сфере са јединичним полупречником, тада је израчунати вектор $\mathbf{X} = (\mathbf{B}\mathbf{B}^T)^{-1}\mathbf{Y}$ униформно расподељен у унутрашњости хипер-елипсоида.

4.5.2 Оптимизациони алгоритама

Оптимизација по годинама и водовима-кандидатима за проширење преносне мреже за избор оптималне конфигурације преносне мреже решена је користећи Недоминантни Сортирајући Генетски Алгоритам II (NSGA-II – “Non-Dominant Sorting Genetic Algorithm”) [74].

Када су сви квази-случајни узорци из дефинисаног хипер-елипсоида за један сценарио проширења преносне мреже спроведени, односно ако је укупна функција трошкова (4.1) израчуната, онда се одређује функција густине расподеле вероватноће (PDF – “Probability Density Function”).

Средња вредност PDF узима се за оптимално решење. Функционални дијаграм алгоритама изложеног процеса оптималног планирања проширења преносне мреже приказан је на Слици 4.1. Критеријум конвергенције GA је да више у процесу нема промена по управљачким променљивим по додатим преносним водовима и по годинама периода планирања, према сценаријима планирања. Такође, самим тим нема ни промена у оптимизационом критеријуму (4.1) у две узастопне GA итерације.



Слика 4.1: Функционални дијаграм алгорита оптималног планирања проширења преносне мреже.

4.6 Примена

Предложени алгоритам оптималног планирања проширења преносне мреже верификован је на примеру два ЕЕС-а. Први ЕЕС има 12 чворова и 12 грана. Овај систем је изабран са циљем да се на њему у едукативне сврхе (ради бољег разумевања предложеног алгоритма) прикажу сви детаљи у поступку решавања, као и детаљна анализа добијених резултата. Други тест ЕЕС има 118 чворова и 186 грана. На њему су приказани само добијени коначни оптимални резултати предложеним алгоритмом, на основу којих су изведени одређени закључци и препоруке за примену алгоритма оптималног проширења преносне мреже за планирање реалних ЕЕС-а.

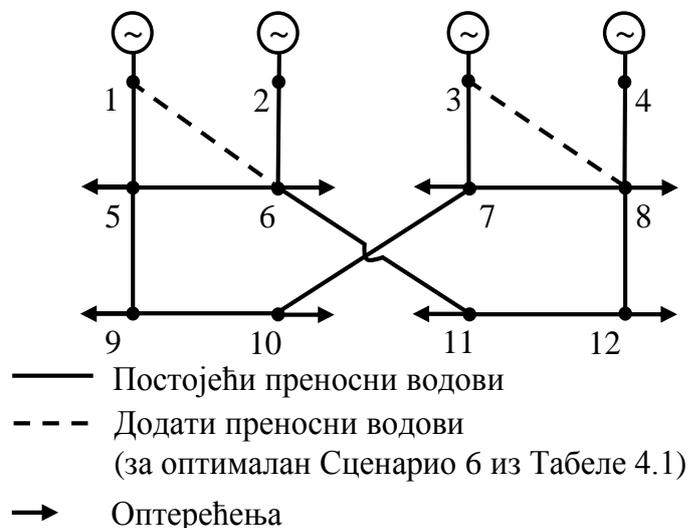
4.6.1 Тест систем од 12 чворова

Једнополна шема тест система приказана је на Слици 4.2 са постојећим и могућим ново-додатим преносним водовима. Нумерички подаци о тест систему дати су у Табелама 4.1 и 4.2. MATLAB улазни подаци за тест систем од 12 чворова дати су у Глави 7 (Додатак) на Слици 7.1.

За овај пример је анализиран пето-годишњи период планирања, при чему су уведене претпоставке да је пораст потрошње у тест систему 2 % годишње у свим потрошачким чворовима и стопа актуализације (каматна стопа на позајмљени капитал) 5 % годишње.

На основу одређеног броја нумеричких експеримената, коришћени су следећи параметри NSGA-II алгоритма за симулацију:

Величина популације:	30.
Стопа укрштања:	0,8
Стопа мутација:	0,01.



Слика 4.2: Једнополна шема тест система од 12 чворова.

Табела 4.1: Улазни подаци о преносним водовима за тест систем од 12 чворова.

Водови	r (p.j.)	x (p.j.)	b (p.j.)	P_{DM} (MW)
Постојећи водови				
5 – 6	0,0194	0,0592	0,0528	300
7 – 8	0,0470	0,1980	0,0438	300
1 – 5, 2 – 6, 3 – 7, 4 – 8	0,0039	0,0118	0,0106	600
5 – 9, 7 – 10, 9 – 10	0,0291	0,0864	0,0187	300
6 – 11, 8 – 12, 11 – 12	0,0270	0,1093	0,0246	300
Водови-кандидати за додавање				
1–6	0,0194	0,0592	0,0528	300
2 – 5	0,0194	0,0592	0,0528	300
2 – 7	0,0470	0,1656	0,1364	300
3 – 8	0,0470	0,1656	0,1364	300
3 – 8 ^a	0,0470	0,0552	0,4092	300
4 – 7	0,0564	0,2376	0,0526	300

^a Кабловски вод

Табела 4.2: Улазни подаци о генераторима за тест систем од 12 чворова.

Чвор	P_{GM} (p.j.)	P_{Gm} (p.j.)	Q_{GM} (p.j.)	Q_{Gm} (p.j.)	a ($\frac{\$}{h}$)	b ($\frac{\$}{MWh}$)	c ($\frac{\$}{MW^2h}$)
1	8,0	0	1,5	-1,5	500	5,0	0,0125
2	4,0	0	1,5	-1,5	240	6,5	0,0325
3	6,0	0	1,5	-1,5	200	6,0	0,0200
4	8,0	0	1,5	-1,5	600	4,5	0,01125

Анализирано је само базно стање, односно стање са свим укљученим елементима, тј. без испада.

За последњу (пету) годину периода планирања дати су детаљни резултати прорачуна, и то инјектирања снаге у чворовима, LMP-ови, укупна плаћања за куповину електричне енергије од стране потрошача (CP), укупна плаћање генераторима за продату електричну енергију (GP) и оптимизациони критеријум (MS). Ови резултати су приказани у Табели 4.3, а израчунати су са уваженим/занемареним ограничењима на преносним водовима и без пертурбација улазних података (без уважавања њихових неизвесности у периоду планирања).

Из Табеле 4.3 јасно се види да се MS значајно повећава у случају активних (достигнутих) ограничења на преносним водовима, што се дешава на преносним водовима 1-5 и 4-8.

На основу резултата за неколико карактеристичних сценарија проширења преносне мреже са новим ваздушним и кабловским водовима у петој години периода планирања израчунат је анализирани критеријум оптимизације (остварени трговински вишак (MS)), што је приказано у Табели 4.4.

Табела 4.3: Резултати прорачуна LMP-ова, укупног плаћања за куповину електричне енергије од стране потрошача (CP), укупног плаћање генераторима за продату електричну енергију (GP) и оптимизационог критеријума (MS).

Чвор i	Без преносних ограничења		Са преносним ограничењима	
	P_i (MW)	LMP_i (\$/MW)	P_i (MW)	LMP_i (\$/MW)
1	667,57	21,69	600,00	20,00
2	257,96	23,27	322,73	27,48
3	296,86	17,87	329,79	19,10
4	631,94	18,72	600,00	18,00
5	-441,63	21,70	-441,63	26,36
6	-353,31	23,28	-353,31	27,49
7	-176,65	17,88	-176,65	19,20
8	-563,08	18,73	-563,08	20,55
9	-88,33	22,99	-88,33	27,65
10	-70,66	18,83	-70,66	20,36
11	-35,33	24,07	-35,33	28,61
12	-112,62	20,12	-112,62	21,86
$CP [10^6 \$]$	332,801		382,532	
$GP [10^6 \$]$	329,526		332,841	
$MS = CP - GP [10^6 \$]$	3,275		49,611	

Табела 4.4: Годишње вредности оптимизационог критеријума (MS) у петој години периода планирања за различите сценарије проширења преносне мреже.

Сценарио	Додати водови	Специфични трошкови инвестиција (10^6 \$)	Годишњи MS за пету годину (10^6 \$)
1	1–6	1,5	15,940
2	3–8	2,5	46,702
3	3–8*	7,5	47,872
4	1–6, 2–5	1,5, 1,5	26,104
5	1–6, 2–7	1,5, 7,5	66,106
6	1–6, 3–8	1,5, 2,5	12,893
7	1–6, 3–8*	1,5, 7,5	13,956
8	1–6, 4–7	1,5, 3,5	243,714
9	2–5, 4–7	1,5, 3,5	263,346

* Додат кабловски вод

Из приказаних резултата у Табели 4.4 види се да је за Сценарије 1, 4, 6 и 7 израчунати годишњи оптимизациони критеријум (MS) смањен. Може се закључити да додавање нових преносних водова не доводи увек до смањења оптимизационог критеријума (MS -а), због промене физичких токова снага у преносној мрежи. Случајеви у петој години периода планирања за Сценарије 8 и 9 су интересантни, пошто се у њима појављује велико повећање годишњег оптимизационог критеријума (MS -а). На основу претходно анализираних случајева, у којима су додати преносни водови 1–6 и 3–8, ти преносни водови су искоришћени за додатне симулације, које су показане на примеру Сценарија 6 у Табели 4.5.

Матрице облика и центара граничних хипер-елипсоида $\mathcal{E}(x_{cX}, P_X)$, $\mathcal{E}(x_{cC}, P_C)$ и $\mathcal{E}(x_c, P)$ добијене применом алгорита приказаног на Слици 4.1 и методологије изложене у *Поглављу 4.3* и *Подтачки 4.5.1.5*. Пројекција граничног хипер-елипсоида за изабраних 1000 квази-случајних узорака (по методологији из *Подтачке 4.5.1.6*) у 3-димензиони хипер-простор напона чворова према изразу (4.25) показана је на Слици 4.3.

На основу приказаних резултата може се закључити да предложени алгоритам за селекцију квази-случајних узорака унутар хипер-елипсоида, чак и са малим бројем узорака, врло ефикасно прекрива запремину хипер-елипсоида.

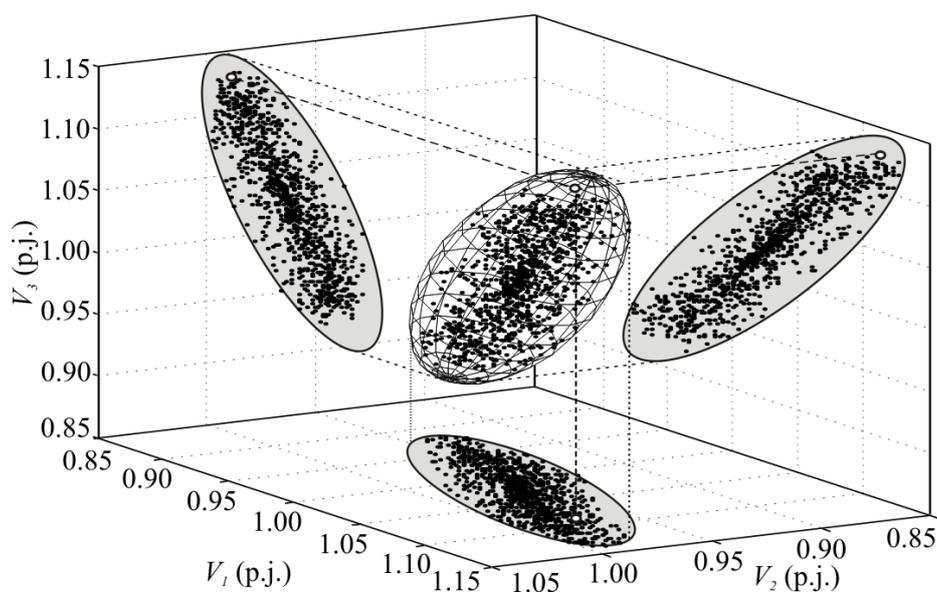
Извршена је и анализа утицаја неизвесности улазних података на годишњу вредност оптимизационог критеријума (MS) у случају пете године периода планирања са активним ограничењима на преносним водовима и три карактеристична броја узорака, која је приказана на Слици 4.4.

Функција густине расподеле вероватноће (PDF – “Probability Density Function”) је добијено рачунајући број узорака у 9 једнаких интервала између максималне и

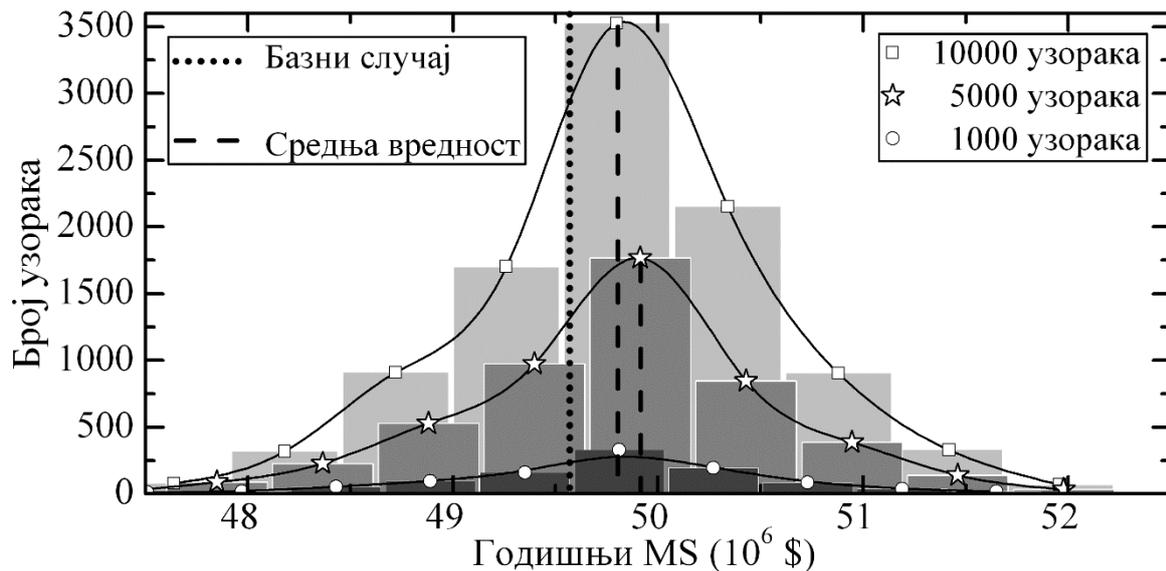
минималне вредности. На основу приказаних резултата може се закључити да неизвесност утиче на оптимално решење због нелинеарности оптимизационог критеријума (4.1), јер је средња вредност различита у односу на базно решење без пертурбација (неизвесности улазних података).

Табела 4.5: Резултати оптимизације проширења преносне мреже за Сценарио 6 из Табеле 4.4 за тест систем од 12 чворова.

	$1/(1+i)^n(C_I^g + MS_n^*)$ - јед. (4.1) $(10^6 \frac{\$}{\text{god}})$		
n -та година	Постојећи водови	Додати водови	Оптимално решење
1	5,777	1–6	3,755
2	10,713	–	2,321
3	15,276	3–8	3,448
4	21,845	–	2,633
5	29,733	–	6,309
F	83,345		18,466



Слика 4.3. Пример три-димензионих пројекција 1000 квази-случајних узорака модула напона чворова у унутрашњости хипер-елипсоида.



Слика 4.4. Функција густине расподеле вероватноће (*PDF*) годишњег (за пету годину) оптимизационог критеријума (*MS*-а) са уваженим ограничењима преносне мреже за различите бројеве квази-случајних узорака неизвесних улазних података.

Решење проблема оптималног проширења преносне мреже у случају хиљаду квази-случајних узорака добијено применом NSGA-II, PDIP OPF и хипер-елипсоид заснованог алгорита (Слика 4.1) приказано је у Табели 4.5. На основу приказаних резултата може се уочити да изградња нових преносних водова може значајно смањити оптимизациони критеријум (*MS*) и укупну вредност оптимизационог критеријума (*F*), датог изразом (4.1).

4.6.2 IEEE тест систем од 118 чворова

Збирни преглед улазних података IEEE тест система од 118 чворова са постојећом преносном мрежом приказан је у Табели 4.6. Разматран је 20-годишњи период планирања, под претпоставком да потрошња у свим потрошачким чворовима расте по стопи 2 % годишње, док је стопа актуализације (каматна стопа) 5 % годишње.

Коришћени су следећи параметри NSGA-II алгорита за симулацију:

Величина популације: 1000.

Стопа укрштања: 0,8

Стопа мутација: 0,01.

За последњу годину 20-то годишњег периода ЕЕС се анализира без података са улазним неизвесностима и без испада. Добијене вредности за базно стање изражене (у $10^6\$/\text{god}$) су: $CP = 727,45$, $GP = 572,17$ и $MS = 155,29$. У оптималном решењу постоји 11 преносних водова са током активне снаге већим него њихов максимални дозвољени капацитет, горња граница пренесене активне снаге. У испадима су рачунати сви испади по критеријуму ($n - 1$), а за годишње време испада узето је 10 сати по години.

Табела 4.6: Сумарни улазни подаци за IEEE тест систем од 118 чворова.

Компоненте	Σ	Изразне снаге	ΣP (MW)	ΣQ (Mvar)
Генератори	54	Капацитети генератора	9966,00	11824,00
Потрошачи	100	Производња (остварена)	5463,48	560,89
Гране	186	Потрошња	5374,30	1649,00
Трансформатори	9	Капацитивност и грана	–	1345,93

За све испаде израчунати су оптимизациони критеријуми (MS) за последњу (20-ту) годину периода планирања, а после тога је детаљно анализирано изабраних 5 критичних случајева испада преносних елемената. На основу добијених резултата за базни случај са укупном листом испада преносних елемената изабрано је 10 карактеристичних случајева додавања (изградње) преносних водова у планирању проширења преносне мреже који највише доприносе редукацији MS -а. Укупан број могућих целобројних решења је 10^{20} . Тај број јасно дискредитује метод претраживања свих варијанти (“Brute Force”) као методу решавања.

У алгоритму NSGA-II као целобројне променљиве узете су године $0 \leq n_i \leq 20$, где $n_i = 0$ значи да тај преносни вод неће бити додат (изграђен) у периоду планирања. На основу добијеног оптималног решења потребно је да се додају три нова преносна вода у четвртој, деветој и тринаестој години периода планирања. Максимална вредност укупног оптимизационог критеријума (4.1) за 20-годишњи период оптимизације у базном случају без неизвесности улазних података је $F = 2085 \times 10^6$ \$. Оптимално решење добијено као средња вредност PDF са 100000 квази-случајних узорака и критичним испадима са листе испада је $F = 1031 \times 10^6$ \$. Димензије хипер-елипсоида за третман неизвесности улазних података су $2(n_{bus} - 1) + 2N_g = 2 \times 117 + 2 \times 54 = 342$. Треба нагласити да повећање димензија хипер-елипсоида, ρ_x који задовољава услове дате у *Подтачки 4.5.1.4* води мањој запремини хипер-елипсоида. На основу спроведених симулација потребан број узорака у том случају за задовољавајуће покривање унутрашњости хипер-елипсоида је око 1000.

4.7 Закључна разматрања

На основу добијених резултата, може се закључити да је предложена методологија за оптимално планирање проширења преносне мреже добро средство које може да се користи за уважавање неизвесности везаних за погонске услове ЕЕС-а и понуђених блокова куповине/продаје електричне енергије са применом теорије хипер-елипсоида.

Предложени оптимизациони критеријум заснован на трговинском вишку минимизиран је са значајним смањењем дела компоненте загушења, због конструкције нових преносних водова које одређују оптимални: локација, дужина, година изградње и

физички (конструктивни) параметри. Оптимизациони проблем је дефинисан као целобројни, па су због тога коришћене изузетне особине генетског алгорита за решавање тог типа проблема, како би се добила ефикасна конвергенција предложеног алгорита. Приказани резултати показују да токови снага у ЕЕС-у за сваки изабрани сценарио проширења преносне мреже не доводе апсолутно до смањења оптимизационог критеријума (MS) и нарочито његовог дела који потиче од загушења на преносним водовима. Предност предложеног приступа јесте да су симултано анализирани услови испада елемената према изабраној листи испада, услови у преносној мрежи и услови на тржишту електричне енергије са неизвесностима које их прате.

Метода Monte-Carlo је очигледно спора рачунарски гледано, нарочито у случају мулти-димензионалних простора. Ова докторска дисертација показује да техника квази-случајне селекције узорака значајно редукује потребни број узорака да се прекрије регион физички дозвољених решења (у овом случају хипер-елипсоида). Искуство у индустрији, као и спроведена Monte-Carlo симулација, која служи као стандардни алат за верификацију различитих метода сугерише да критичне ситуације (са највећом неизвесношћу) су врло атипичне и ретке у пракси. Растојање између екстремних и највише вероватних резултата брзо се повећава са повећањем димензија проблема. Случајна, Monte-Carlo заснована униформно дистрибуирана варијација улаза са средњом вредношћу једнаком нули, има тенденцију да не детектује најгори случај варијације, или захтева екстремно велики број симулација за њихово детектовање у случају вишедимензионих проблема. Док мулти-димензионе границе хипер-елипсоида нису најгори случај, оне су вероватно типичан практичан случај стварних варијација променљивих [81, 82]. Хипер-елипсоид омогућава експлицитну карактеризацију могућег региона физички прихватљивих решења, независно од оптимизационог критеријума који се користи. Треба нагласити и да хипер-елипсоидна карактеризација области могућих решења апроксимативна, пошто се део могућег скупа игнорише (ћошкови који представљају разлику n -димензионе запремине хипер-полигона (одређен линеарним ограничењима типа једнакости и неједнакости) и хипер-елипсоида су одбачени) (за илустрацију напред реченог, видети Слику 4.3 за квази-случајно бирање узорака унутар хипер-елипсоида). Међутим, предност је да хипер-елипсоидна апроксимација дозвољава директну квантификацију објеката и чак даје највероватнији, односно оптимизациони резултат разумне тачности. Ова техника је нарочито погодна карактеризацију неизвесности улазних података, пошто омогућава конвексну оптимизацију.

ГЛАВА 5

ЗАКЉУЧАК

Савремени електроенергетски системи (ЕЕС-и) у условима дерегулације електроенергетског сектора углавном су базирани на различитим формама тржишта електричне енергије, чија су основа локацијске маргиналне цене у чворовима (доминантан приступ у америчкој пракси) или зонама (доминантна приступ у европској пракси). У почетним фазама развоја тржишта електричне енергије локацијске маргиналне цене су се прорачунавале на основу линеарног модела ЕЕС-а, који је уважавао само токове активних снага и углове фазора напона ($P-\theta$ контура) чворова. Међутим, у докторској дисертацији је показано да се рад ЕЕС-а у равнотежном стању који се описује системима нелинеарних једначина мора што тачније моделовати, односно мора се оптимизирати коришћењем модела оптималних токова снага на бази нелинеарног програмирања, што је посебан истраживачки изазов (моделационо, алгоритамски и нумерички). То омогућава експлоатацију ЕЕС-а што ближе границама погонских могућности (одређених захтевима сигурности и дозвољених техничких оперативних граница елемената ЕЕС-а), када је нелинеарност физичког модела још израженија. Показано је да Примално-Дуални Interior Point алгоритми оптималних токова снага имају задовољавајуће перформансе за решавање проблема оптимизације тржишта електричне енергије и других експлоатационих и планерских проблема. Моделом се оптимизују различите структуре вектора управљачких променљивих, прилагођених специфичним оптимизационим критеријумима (минимизација трошкова, губитака, социјалне добити и других), а индиректно се оптимизују и вектор променљивих стања (модули и углови фазора напона у чворовима) и “финансијске променљиве”, као што су локацијске маргиналне цене. Оне се одређују из дуала једначина биланса снага у чворовима и ограничења неједнакости у чворовима и на преносним путевима ЕЕС-а.

Решење оптималних токова снага служи као базни режим за алокацију губитака активне (ако је неопходно и реактивне) снаге, чиме се губици алоцирају на различите ентитете у оквиру сложене интерконекције (регионалног тржишта електричне енергије) и/или на појединачна инјектирања (генераторска и потрошачка) у оквиру једног ентитета, а самим тим и на појединачне учеснике на тржишту електричне енергије у том ентитету.

Такође, решење оптималних токова снага служи за одређивање локацијских маргиналних цена у граничним тачкама више повезаних тржишних ентитета или у њиховој унутрашњости. Показано је да је због недостатка информација из суседних ентитета конвергенцију овог проблема тешко постићи. Предложени алгоритам који се заснива на техничком ограничењу минимума размене информација између тржишних ентитета има адекватне нумеричке и меморијске перформансе за примену у реалним тржиштима електричне енергије.

Посебан допринос докторске дисертације дат је у решавању проблема идентификације утицаја појединих ограничења на локацијске маргиналне цене, који су верификовани њиховом декомпозицијом на бази спрегнутих величина у градијенту проширене Lagrange-ове функције, користећи високу тачност коришћеног нелинеарног модела оптималних токова снага. Предложени алгоритам, који се заснива на Karush-Kuhn-Tucker условима оптималности, користи инверзну вредност Јacobian матрице ЕЕС-а као главну тачку у распрезању, чиме је постигнута висока тачност декомпозиције. Идентификација појединих компоненти локацијских маргиналних цена даје добре индикације о критичним (достигнутим) техничким оперативним ограничењима, из чега се могу извести закључци о потребним управљачким акцијама (на пример, економском ре-диспечингу генератора, сечењу оптерећења и другим), како би се смањиле локацијске маргиналне цене електричне енергије, односно извршило уједначавање цена електричне енергије у читавој интерконекцији, или регионалном тржишту електричне енергије (колико је то технички могуће).

Као једна од важних мера за смањење загушења у преносу електричне енергије и уједначавање локацијских маргиналних цена на нивоу интерконекције (регионалног тржишта електричне енергије) јесте оптимално планирање проширења преносне мреже. Предложен је алгоритам који се заснива на минимизацији трговинског вишка ("Merchandising Surplus"), односно вишка загушења добијеног максимизацијом друштвене добити применом нелинеарног алгоритма оптималних токова снага и минимума инвестиција у нове преносне водове, на основу свих разматраних варијанти развоја, са уважавањем испада појединих елемената мреже (задовољење $(n - 1)$ критеријума сигурности). Специфицирани оптимизациони проблем је мешовито планерски (инвестиција у доградњу преносне мреже) и експлоатациони (оптимизација прогнозираног режима тржишта електричне енергије), што га чини врло сложеним и захтевним за решавање. Због тога је модел декомпонован у дво-нивоску повезану вишекорачну структуру, при чему је у надређеном проблему ("Master Problem") решаван инвестициони проблем (оптимизација проширења преносне мреже), а у подређеном проблему ("Slave Problem") решаван експлоатациони проблем за дати сценарио развоја (оптимизација тржишта електричне енергије), при чему се у сваком проблему задају ограничења типа једнакости и неједнакости која га одређују. Конвергенција нумерички и меморијски релаксираног вишекорачног проблема даје глобално оптимално решење. Као оптимизациони алат за решавање мешовито-целобројно нелинеарног конвексног оптимизационог проблема избора нових преносних водова коришћен је генетски алгоритам ("Genetic Algorithm"), док се за оптимизацију тржишта користи напред описани алгоритам заснован на локацијским маргиналним ценама електричне енергије. Решење специфицираног оптимизационог проблема са ограничењима типа једнакости и неједнакости даје план оптималног проширења преносне мреже.

По својој природи, проблеми оптималног дугорочног планирања су подложни великим неизвесностима улазних података у вези будућег оперативног (радног) режима ЕЕС-а. Оне су додатно појачане и флукуацијама услед непредвидивости понашања будућег тржишта електричне енергије. Због тога је аспект третирања неизвесности посебно истражен у докторској дисертацији. Неизвесности улазних података (параметара преносне мреже) и будућег оперативног режима третиране су применом хипер-елипсоидних трансформација ("Hyper-Ellipsoidal Transformations") на понуђене блокове понуда за куповину/продају електричне енергије и простор променљивих стања електроенергетске мреже. У циљу ефикасног систематског претраживања могућих улазних сценарија за оптимизацију унутар хипер-елипсоида,

селекција карактеристичних тачака извршена је применом оригинално предложеног алгорита квази-случајног узимања узорака (“Quasi-Random Sampling”), који је настао модификацијом алгорита који се примењује на хипер-полигону. На тај начин се после оптимизације хипер-елипсоиди улазних величина пројектују на хипер-елипсоиде оптималних решења. Њиховом пројекцијом на раван појединачних променљивих одлучивања добијају се коначна оптимална решења проблема оптималног планирања проширења преносне мреже.

Урађени нумерички примери на практично и теоријски релевантној IEEE тест мрежи са 118 чворова показују да предложени алгоритми могу бити успешно примењени у условима реалних електроенергетских система и интерконекција (регионалних тржишта електричне енергије). Имајући у виду да су европски типови тржишта засновани на тзв. зоналном принципу (једнаке локацијске маргиналне цене унутар зоне), предложени алгоритми се могу користити за релаксацију интер-зоналних загушења преноса снаге и за оптимално планирање развоја интерконективних водова. Таквим приступом се значајно релаксирају нумерички и меморијски захтеви за решавање проблема.

На основу истраживања спроведених у овој докторској дисертацији могу се идентификовати и неки интересантни будући истраживачки правци. Један од њих је оптимизација планирања проширења преносне мреже директно у хипер-елипсоидном домену, имајући у виду да хипер-елипсоиди представљају специјалан случај конвексне оптимизације. Предност оваквог приступа огледа се у редукацији броја анализираних ограничења неједнакости, пошто су сва ограничења сада сведена на један хипер-елипсоид. Као проблем у таквом приступу јавља се дефинисање хипер-елипсоидне трансформације оптимизационог критеријума и свих ограничења типа једнакости и једнакости једног изразито нелинеарног оптимизационог проблема. Посебно истраживање је неопходно ради утврђивања конзервативности решења, због занемареног дела области могућих решења, које настаје због игнорисања углова хипер-полигона при трансформацији у хипер-елипсоид. Такође, оптимизациони проблем се потенцијално може проширити и на оптимизацију доградње производних капацитета са/без оптимизације проширења преносне мреже. Предложени алгоритми могу бити корисни алати и за оптимизацију превентивних/корективних управљачких акција у спровођењу менаџмента управљања производно-преносном мрежом (“Energy Management System”). У таквим истраживањима свакако да треба уважити и чињеницу све веће пенетрације нових и обновљивих извора електричне енергије, који због своје стохастичке природе уносе додатне неизвесности у проблеме експлоатације и планирања ЕЕС-а.

ГЛАВА 6

ЛИТЕРАТУРА

- [1] H.W. Dommel and W.F. Tinney, "Optimal Power Flow Solution", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, No. 10, October 1968, pp. 40-48.
- [2] R.C. Burchett, H.H. Happ, and K.A. Wirgau, "Large-Scale Optimal Power Flow", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-101, No. 10, October 1982, pp. 3722-3732.
- [3] B. Stott and J.L. Marinho, "Linear Programming for Power-System Network Security Applications", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, No. 3, May/June 1979, pp. 837-848.
- [4] D. I. Sun, B. Ashley, B. Brewer, A. Hughes, and W.F. Tinney, "Optimal Power Flow by Newton Approach", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, No. 10, October 1984, pp. 2864-2880.
- [5] G.L. Torres and V.H. Quintana, "An Interior-Point Method for Nonlinear Optimal Power Flow Using Voltage Rectangular Coordinate", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, November 1998, pp 1211-1218.
- [6] R. Marsten, R. Subramanian, M. Saltzman, I. Lustig, and D. Shanno, "Interior Point Methods for Linear Programming: Just Call Newton, Lagrange, and Fiacco and McCormick!", *The Practice of Mathematical Programming*, Vol. 20, No. 4, July/August 1990, pp. 105-116.
- [7] A. Fradi, S. Brignone, and B.F. Wollenberg, "Calculation of Energy Transaction Allocation Factors", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 16, No. 2, May 2001, pp. 266-272.
- [8] N. Karmarkar, "A New Polynomial-Time Algorithm for Linear Programming", *Combinatorica*, Vol. 4, No. 4, November 1984, pp. 373-395.
- [9] K.R. Frisch, "The Logarithmic Potential Method of Convex Programming", *University Institute of Economics*, Oslo, Norway, Manuscript, 1955.
- [10] I.I. Dikin, "Iterative Solutions of Problems of Linear and Quadratic Programming", *Soviet Mathematics Doklady*, Vol. 8, 1967, pp. 674-675.
- [11] A.V. Fiacco and G.P. McCormick, *Nonlinear Programming: Sequential Unconstrained Minimization Techniques*, John Wiley & Sons, 1968.
- [12] L.G. Khachiyan, "A Polynomial Algorithm in Linear Programming", *Dokl. Akad. Nauk SSSR* 244, 1979, pp. 1093-1096.
- [13] L.S. Lasdon, *Optimization Theory for Large Systems*, Dover Publication, Inc, New York, 2002.
- [14] N.S. Rau, *Optimization Principles: Practical Applications to the Operations and Markets of the Electric Power Industry*, Willey Interscience, 2003.
- [15] F.C. Schweppe, M. Caramanis, R. Tabors, and R. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, Boston, 1988.

- [16] * * * Улазни подаци за IEEE електроенергетски тест систем од 118 чворова, http://www.ee.washington.edu/research/pstca/pf118/pg_tca118fig.htm
- [17] A.T. Sarić and A.B. Babić, “Adaptation of Electric Power Transaction Loss Allocation to System Loss Allocation”, *Proceedings of 2011 ETRAN Conference*, Teslić, Bosnia & Herzegovina, 2011.
- [18] G. Gross and S. Tao, “A Physical-Flow-Based Approach to Allocating Transmission Losses in a Transaction Framework”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 631-637.
- [19] D. Kirschen, R. Allan, and G. Strbac, “Contributions of Individual Generators to Loads and Flows”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 1, February 1997, pp. 52-60.
- [20] J. Bialek, “Topological Generation and Load Distribution Factors for Supplement Charge Allocation in Transmission Open Access”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, August 1997, pp. 1185-1193.
- [21] W.F. Tinney and C.E. Hart, “Power Flow Solution by Newton's Method”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-86, No. 11, November 1967, pp. 1449-1460.
- [22] A.B. Babić, “Calculating Locational Marginal Prices at Power System Seams”, *M.S. Thesis*, University of Minnesota, Twin Cities, June 2007.
- [23] J.H. Mathews and D.K. Fink, *Numerical Methods Using MATLAB*, Prentice-Hall, Inc., New Jersey, NJ, 1999.
- [24] J. Carpentier, “Contribution à l'étude de dispatching économique”, *Bulletin Société Français Electricien*, Vol. 3, August 1962.
- [25] E. Litvinov, T. Zheng, G. Rosenwald, and P. Shasollahi, “Marginal Loss Modeling in LMP Calculation”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 19, No. 2, May 2004, pp. 880-888.
- [26] A.B. Babić and A.T. Sarić, “LMP Decomposition with Controlled Net Flow Across Tie Lines Represented by Equality Constraint”, *Proceedings of 2011 ETRAN Conference*, Teslić, Bosnia & Herzegovina, 2011.
- [27] C.A. Gibson and H. Zuniga, “Interchange Evaluation for Electric Power Utilities”, *Proceedings - 1989 Southeastcon*, Vol. 2, pp. 820-825
- [28] T. Ferryman, D. Haglin, M. Vlachopoulou, J. Yin, C. Shen, F. Tuffner, G. Lin, N. Zhou, and J. Tong “Net Interchange Schedule Forecasting of Electric Power Exchange for RTO/ISOs”, *Proceedings of Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [29] D.L. Post, S.S. Coppinger, and G.B. Sheble, “Application of Auctions as a Pricing Mechanism for the Interchange of Electric Power”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 10, No. 3, August 1995, pp. 1580-1584.
- [30] A.B. Babić and A.T. Sarić, “Inter ISO Market Coordination by Calculating Border Locational Marginal Prices”, *Advances in Electrical and Computer Engineering*, Vol. 13, No. 2, May 2013, pp. 47-54.
- [31] N.S. Rau, “Issues in the Path Toward an RTO and Standard Markets”, *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, Vol. 18, No. 2, May 2003, pp. 435-443.
- [32] N.S. Rau, “Inter-Regional Market Coordination: Challenges and Solutions”, *IEEE Power Engineering Society General Meeting*, 2005.
- [33] M. Bailey, M. Ambrosio, and C. Eaton, “Energy Market Consolidation and Convergence: Seams Issues Revisited”, *The Electricity Journal*, Vol. 14, No. 10, December 2001, pp. 54-65.
- [34] M.D. Cadwalader, S.M. Harvey, W.W. Hogan, and S.L. Pope, “Coordinating Congestion Relief Across Multiple Regions”, October 1999. [Online]. Available: www.hks.harvard.edu/fs/whogan/isoc1099r.pdf.

- [35] B. Tersteegen, C. Schröders, S. Stein, and H.J. Haubrich, "Algorithmic Challenges and Current Problems in Market Coupling Regimes", *European Tran. on Electrical Power*, Vol. 19, No. 4, May 2009, pp. 532-543.
- [36] B.H. Kim and R. Baldick, "A Comparison of Distributed Optimal Power Flow Algorithms", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 15, No. 2, May 2000, pp. 599-604.
- [37] B.H. Kim, R. Baldick, C. Chase, and Y. Luo, "A Fast Distributed Implementation of Optimal Power Flow", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No. 3, August 1999, pp. 858-864.
- [38] A. J. Conejo and J.A. Aguado, "Multi-Area Coordinated Decentralized DC Optimal Power Flow", *IEEE Trans. Power Systems*, Vol. 13, No. 4, November 1998, pp. 1272-1278.
- [39] J.A. Aguado, V.H. Quintana, "Inter-Utilities Power-Exchange Coordination: A Market-Oriented Approach", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 16, No. 3, August 2001, pp. 513-519.
- [40] * * *, "Inter-Regional Interchange Scheduling (IRIS) Analysis and Options", *ISO White Paper, New England and New York ISO*, January 5, 2011. [Online]. Available: http://www.iso-ne.com/pubs/whtpprs/iris_white_paper.pdf.
- [41] * * *, "Update on Norheas Seams Issues, NYISO Business Issues", *Committee Meeting*, May 16, 2012. [Online]. Available: http://www.nyiso.com/public/webdocs/markets_operations/committees/bic/meeting_materials/2012-05-16/Seams.pdf.
- [42] K. Purchala, M. Shinkai, and F. Regairaz, "Practices Related to Internal and Cross-Border Congestion Management", *International Symposium CIGRE/IEEE PES*, October 2005.
- [43] I.B. Bjelić and I. Škokljević, "Deregulated Serbian Electricity Market Optimal Dispatch with Congestion Constraints", *Serbian Journal of Electrical Engineering*, Vol. 8, No. 3, November 2011, pp. 325-331.
- [44] T. Kristiansen, "Cross-Border Transmission Capacity Allocation Mechanisms in South East Europe", *Energy Policy*, Vol. 35, No. 9, September 2007, pp. 4611-4622.
- [45] A.J. Woods and B.F. Wollenberg, *Power Generation Operation and Control*, Second Edition, John Wiley and Sons, Inc, New York, 1996.
- [46] F. Capitanescu, M. Glavic, D. Ernst, and L. Wehenkel, "Interior-Point Based Algorithms for the Solution of Optimal Power Flow Problems", *Electric Power Systems Research*, Vol. 77, No. 5-6, April 2007, pp. 508-517.
- [47] B. Singh, R. Mahanty, and S.P. Singh, "A Decentralized Congestion Management Using Interior Point Method", *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, USA, July 2011, pp. 24-29.
- [48] K. Xie, Y.H. Song, J. Stonham, E. Yu, and G. Liu, "Decomposition Model and Interior Point Methods for Optimal Spot Pricing of Electricity in Deregulation Environments", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 15, No. 1, February 2000, pp. 39-50.
- [49] X. Chung and T.J. Overbye, "An Energy Reference Bus Independent LMP Decomposition Algorithm", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, August 2006, pp. 1041-1049.
- [50] L. Chen, H. Suzuki, T. Wachi, and Y. Shimura, "Components of Nodal Prices for Electric Power Systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 17, No. 1, February 2002, pp. 41-49.
- [51] T. Gedra, "On Transmission Congestion and Pricing", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, February 1999, pp. 241-248.

- [52] J.D. Finney, H.A. Othman, and W.L. Rutz, "Evaluating Transmission Congestion Constraints in System Planning", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 12, No. 3, August 1997, pp. 1143-1150.
- [53] M. Rivier and I.J. Pérez-Ariaga, "Computation and Decomposition of Spot Prices for Transmission Pricing", *Proceedings of the 11th PSC Conference*, Avignon, France, August 1993.
- [54] T. Orfonigiani and G. Gross, "A General Formulation for LMP Evaluation", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 22, No. 3, August 2007, pp. 1163-1173.
- [55] V. Chvatal, "Linear Programming", *W.H. Freeman and Company*, New York, USA, 1983.
- [56] R.A. Gallego, A. Monticelli, and R. Romero, "Comparative Studies on Nonconvex Optimization Methods for Transmission Network Expansion Planning", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, August 1998, pp. 822-828.
- [57] J.A. Taylor and F.S. Hover, "Linear Relaxations for Transmission System Planning", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 26, No. 4, November 2011, pp. 2533-2538.
- [58] N. Alguacil, A.L. Motto, and A.J. Conejo, "Transmission Expansion Planning: a Mixed Integer LP Approach", *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 18, No. 3, August 2003, pp. 1070-1077.
- [59] S. Binato, M.V.F. Pereira, and S. Granville, "A New Benders Decomposition Approach to Solve Network Design Problems", *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 16, No. 2, May 2001, pp. 1070-1077.
- [60] S. Asadamongkol and B. Eua-arporn, "Transmission Expansion Planning with AC Model based on Generalized Benders Decomposition", *Int. Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 47, May 2013, pp. 402-407.
- [61] G. Vinasco, M.J. Rider, and R. Romero, "A Strategy to Solve the Multistage Transmission Expansion Planning Problem", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 26, No. 4, April 2011, pp. 2574-2576.
- [62] R.A. Hooshmand, R. Hemmati, and M. Parastegari, "Combination of AC Transmission Expansion Planning and Reactive Power Planning in the Restructured Power System", *Energy Conversion Management*, Vol. 55, March 2012, pp. 26-35.
- [63] Y. Wang, H. Cheng, C. Wang, Z. Hu, L. Yao, and Z. Ma, "Pareto Optimality-based Multi-Objective Transmission Planning Considering Transmission Congestion", *Electric Power Systems Research*, Vol. 78, No. 9, September 2008, pp. 1619-1626.
- [64] P.S. Georgilakis, "Market-based Transmission Expansion Planning by Improved Differential Evolution", *Int. Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 32, No. 5, June 2010, pp. 450-456.
- [65] C.L.T. Borges and V.F. Martins, "Multistage Expansion Planning for Active Distribution Networks Under Demand and Distributed Generation Uncertainties", *Int. Journal of Electric Power Energy Systems*, Vol. 36, No. 1, March 2012, pp. 107-116.
- [66] C. Jaeseok, A.A. El-Keib, and T. Tran, "A Fuzzy Branch and Bound-based Transmission System Expansion Planning for the Highest Satisfaction Level of the Decision Maker", *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 20, No. 1, February 2005, pp. 476-484.
- [67] R.C. Leou, "A Multi-Year Transmission Planning Under a Deregulated Market", *Int. Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 33, No. 3, March 2011, pp. 708-714.
- [68] H. Yu, C.Y. Chung, K.P. Wong, and J.H. Zhang, "A Chance Constrained Transmission Network Expansion Planning Method with Consideration of Load and Wind Farm

- Uncertainties”, *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 24, No. 3, May 2009, pp.1568-1576.
- [69] I. De, J. Silva, M.J. Rider, R. Romero, and C.A.F. Murari, “Transmission Network Expansion Planning Considering Uncertainty in Demand”, *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 21, No. 4, November 2006, pp. 1565-1573.
- [70] J.H. Zhao, Z.Y. Dong, P. Lindsay, and K.P. Wong, “Flexible Transmission Expansion Planning with Uncertainties in an Electricity Market”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 24, No. 1, February 2009, pp. 479-488.
- [71] H.A. Gill, E.L. Silva, and F.D. Galiana, “Modeling Competition in Transmission Expansion”, *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 17, No. 4, November 2002, pp. 1043-1049.
- [72] R. Fang and D.J. Hill, “A New Strategy for Transmission Expansion in Competitive Electricity Markets”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 18, No. 1, February 2003, pp. 374-380.
- [73] M.O. Buygi, H.M. Shanechi, G. Balzer, M. Shahidehpour, and N. Pariz, “Network Planning in Unbundled Power Systems”, *IEEE Trans on Power Systems*, Vol. 21, No. 3, August 2006, pp. 1379-1387.
- [74] K. Deb, *Multi-Objective Optimization Using Evolutionary Algorithms*, Wiley, 2001.
- [75] A.B. Babić, A.T. Sarić, and A. Ranković, “Transmission Expansion Planning based on Locational Marginal Prices and Ellipsoidal Approximation of Uncertainties”, *Int. Journal of Electric Power and Energy Systems*, Vol. 53, No. 1, December 2013, pp. 175-183.
- [76] G. Calafiore and L. El Ghaoui, “Ellipsoidal Bounds for Uncertain Linear Equations and Dynamical Systems”, *Automatica*, Vol. 40, 2004, pp. 773-787.
- [77] L. Kocis and W.J. Whiten, “Computational Investigations of Low-Discrepancy Sequences”, *ACM Trans. on Math. Software*, Vol. 23, No. 2, June 1997, pp. 266-294.
- [78] M. Sasaki, T. Iwami, K. Miyawaki, I. Sato, G. Obinata, and A. Dutta, “Higher Dimensional Spatial Expression of Upper Limb Manipulation Ability based on Human Joint Torque Characteristics”, Book edited by: Lazinica A., Kawai H., *Robot Manipulators New Achievements*, InTech, April 2010.
- [79] R.Y. Rubinstein and D.P. Kroese, *Simulation and the Monte Carlo Method*, Second edition, Wiley, 2007.
- [80] S. Hassani, *Mathematical Physics: a Modern Introduction to Its Foundations*, Springer, 1999.
- [81] A.T. Sarić and A.M. Stanković, “Ellipsoidal Approximation to Uncertainty Propagation in Boundary Power Flow”, *Proc. of 2006 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE 2006)*, Atlanta, Georgia, October/November 2006, pp. 1722-1727.
- [82] A.T. Sarić and A.M. Stanković, “Applications of Ellipsoidal Approximations to Polyhedral Sets in Power System Optimization”, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 23, No. 3, August 2008, pp. 956-965.

ГЛАВА 7

ДОДАТАК

7.1 Основни подаци о тест систему од 12 чворова

На Слици 7.1 у форми MATLAB фајла приказани су улазни подаци за тест систем од 12 чворова. Дате су следеће групе података: чворови, генератори, гране, коефицијенти цене блокова енергије на тржишту и подаци о коридору размене.

У Табели 7.1 дати су подаци о бројевима грана, генератора, константних потрошача, диспечабилних потрошача и променљивих, као и о броју ограничења типа једнакости и неједнакости.

```
% Format podataka je sličan formatu firme PTI osim gde je naznačeno drugačije.
% Stavka označena sa (+) naznačava da je ta stavka uključena u podatke
% je u formatu firme PTI ali nije uzeta u % ali nije deo formata firme PTI. Stavka
obeležena sa (-) je stavka koja
obzir ovde.
%
% Format podataka u čvorovima
% 1 broj čvora (1 do 29997)
% 2 tip čvora
%     PQ čvor      = 1
%     PV čvor      = 2
%     referentni čvor = 3
%     izolovani čvor = 4
% 3 Pd, potrošnja aktivne snage (MW)
% 4 Qd, potrošnja reaktivne snage (MVAR)
% 5 Gs, otočna konduktansa (MW (potražnja?) at V = 1.0 p.u.)
% 6 Bs, otočna susceptansa (MVAR (injektirano?) at V = 1.0 p.u.)
% 7 broj teritorije, 1-100
% 8 Vm, veličina napona (p.u.)
% 9 Va, ugao napona (stepeni)
% (-) (ime čvora)
% 10 baseKV, bazni napon (kV)
% 11 zona, zona gubitaka (1-999)
% (+) 12 maxVm, maksimalna dozvoljena veličina napona (p.u.)
% (+) 13 minVm, minimalna dozvoljena veličina napona (p.u.)
bus = [
```

```

1  3 0.0  0.0 0.0 0.0 1 1.0 0.0 345.0 1 1.10 0.90;
2  2 0.0  0.0 0.0 0.0 1 1.0 0.0 345.0 1 1.10 0.90;
3  2 0.0  0.0 0.0 0.0 2 1.0 0.0 345.0 1 1.20 0.90;
4  2 0.0  0.0 0.0 0.0 2 1.0 0.0 345.0 1 1.20 0.90;
5  2 0.0  0.0 0.0 0.0 1 1.0 0.0 345.0 1 1.10 0.90;
6  2 0.0  0.0 0.0 0.0 1 1.0 0.0 345.0 1 1.10 0.90;
7  2 0.0  0.0 0.0 0.0 2 1.0 0.0 345.0 1 1.10 0.90;
8  2 0.0  0.0 0.0 0.0 2 1.0 0.0 345.0 1 1.10 0.90;
9  1 0.0  0.0 0.0 0.0 1 1.0 0.0 345.0 1 1.10 0.90;
10 1 0.0  0.0 0.0 0.0 2 1.0 0.0 345.0 1 1.10 0.90;
11 1 0.0  0.0 0.0 0.0 1 1.0 0.0 345.0 1 1.10 0.90;
12 1 0.0  0.0 0.0 0.0 2 1.0 0.0 345.0 1 1.10 0.90;
]

% Format podataka o generatorima
% 1 broj čvora
% (-) (identifikator mašina, 0-9, A-Z)
% 2 Pg, izlaz realne snage (MW)
% 3 Qg, izlaz reaktivne snage (MVAR)
% 4 Qmax, maksimalan dozvoljeni izlaz reaktivne snage (MVAR)
% 5 Qmin, minimalan dozvoljeni izlaz reaktivne snage (MVAR)
% 6 Vg, radna tačka napona (p.u.)
% (-) (indeks daljinski regulisanog čvora)
% 7 mBase, totalna MVA bazna vrednost ove mašine, na podrazumevanju baseMVA
% (-) (impedansa mašine, p.u. na mBase)
% (-) (impedansa step ap transformatora, p.u. na mBase)
% (-) (nenominalan odnos step ap transformatora)
% 8 status, 1 – generator je u pogonu, 0 - generator nije u pogonu
% (-) (% od totalne reaktivne na ovog generator koji se koristi da se održi napon na
udaljenom čvoru)
% 9 Pmax, maksimalna aktivna snaga (MW)
% 10 Pmin, minimalna aktivna snaga (MW)
gen = [
1  80.0  0.0 150.0 -150.0 1.0 100.0 1 800.0  0.0  0.0  0.0;
2  80.0  0.0 150.0 -150.0 1.0 100.0 1 400.0  0.0  0.0  0.0;
3  80.0  0.0 150.0 -150.0 1.0 100.0 1 600.0  0.0  0.0  0.0;
4  80.0  0.0 150.0 -150.0 1.0 100.0 1 800.0  0.0  0.0  0.0;
5  450.0 0.0  0.0  0.0 1.0 100.0 1 500.0 410.0 164.0 10.00;
6  350.0 0.0  0.0  0.0 1.0 100.0 1 400.0 210.0 131.0 10.00;
7  150.0 0.0  0.0  0.0 1.0 100.0 1 200.0 110.0 66.00 10.00;
8  550.0 0.0  0.0  0.0 1.0 100.0 1 600.0 410.0 197.0 10.00;
];
% Format podataka o granama
% 1 f, broj od čvora
% 2 t, broj do čvora
% (-) (identifikator kola)
% 3 r, otpor (p.u.)
% 4 x, reaktansa (p.u.)
% 5 b, totalno suseptansa punjenja dalekovoda (p.u.)

```

```

% 6 rateA, MVA kapacitet A (dugo ročan kapacitet)
% 7 rateB, MVA kapacitet B (kratko ročan kapacitet)
% 8 rateC, MVA kapacitet C ( kapacitet kratkotrajnog prepoterećenja)
% 9 nenominalan odnos transformatora (= 0 u slučaju dalekovoda )
% (navojnice kod 'od' čvora, impedansa kod 'do' čvora, i.e. odnos = Vf / Vt)
% 10 ugao, ugao regulacije kod transformatora (stepeni)
% (-) (Gf, otočna konduktansa kod od čvora p.u.)
% (-) (Bf, otočna suseptansa kod od čvora p.u.)
% (-) (Gt, otočna konduktansa kod do čvora p.u.)
% (-) (Bt, otočna suseptansa kod do čvora p.u.)
% 11 početni status grane, 1 - uključeno, 0 - isključeno
% 12 teritorija kojoj pripada grana
% 13 indeks ispada
branch = [
1 5 0.039 0.0118 0.0106 600.0 690.0 80.0 0.0 0.0 1 1;
5 9 0.0291 0.0864 0.0187 300.0 345.0 130.0 0.0 0.0 1 1;
5 6 0.0194 0.0592 0.0528 300.0 345.0 130.0 0.0 0.0 1 1;
2 6 0.039 0.0118 0.0106 600.0 690.0 130.0 0.0 0.0 1 1;
6 11 0.027 0.1093 0.0246 300.0 345.0 130.0 0.0 0.0 1 1;
9 10 0.0291 0.0864 0.0187 300.0 345.0 130.0 0.0 0.0 1 1;
11 12 0.027 0.1093 0.0246 300.0 345.0 65.0 0.0 0.0 1 1;
7 10 0.0291 0.0864 0.0187 300.0 345.0 130.0 0.0 0.0 1 2;
3 7 0.039 0.0118 0.0106 600.0 690.0 130.0 0.0 0.0 1 2;
7 8 0.0470 0.1980 0.0438 300.0 345.0 130.0 0.0 0.0 1 2;
8 12 0.027 0.1093 0.0246 300.0 345.0 130.0 0.0 0.0 1 2;
4 8 0.039 0.0118 0.0106 600.0 690.0 130.0 0.0 0.0 1 2;
];
% (+) Format generatorskih cena aktivne snage
% 1 model, 1 – segmentno linearan, 2 - polinomski
% 2 pokretanje, trošak pokretanja u američkim dolarima
% 3 zatvaranje, trošak zatvaranja u američkim dolarima
% 4 n, broj koeficijenata troškova da slede polinomsku funkciju
% (ili segmentno linearne tačke podataka) totalna funkcija troškova
% 5 i sledeći, troškovi podataka, segmentno linearni troškovi su:
% x0, y0, x1, y1, x2, y2, ...
% polinomski podaci su, e.g.:
% c2, c1, c0
% gde je polinom c0 + c1*P + c2*P^2
gencost = [
2 1000.0 0.0 3 0.0123 5.0 500;
2 1000.0 0.0 3 0.0325 6.5 240;
2 1000.0 0.0 3 0.02 6.0 200;
2 1000.0 0.0 3 0.0125 4.5 600;
2 1000.0 0.0 3 0.005 -35.0 -800;
2 1000.0 0.0 3 0.005 -35.0 -440;
2 1000.0 0.0 3 0.005 -35.0 -400;
2 1000.0 0.0 3 0.005 -35.0 -1000;
];
% (+) Format generatorskih cena reaktivne snage

```

```

% 1 model, 1 – segmentno linearan, 2 - polinomski
% 2 pokretanje, trošak pokretanja u američkim dolarima
% 3 zatvaranje, trošak zatvaranja u američkim dolarima
% 4 n, broj koeficijenata troškova da slede polinomsku funkciju
% (ili segmentno linearne tačke podataka) totalna funkcija troškova
% 5 i sledeći, troškovi podataka, segmentno linearni troškovi su:
%     x0, y0, x1, y1, x2, y2, ...
%     polinomski podaci su, e.g.:
%     c2, c1, c0
%     gde je polinom c0 + c1*Q + c2*Q^2
qgencost = [
  2 1000.0 0.0 3 0.0125/16 5.0/16 500;
  2 1000.0 0.0 3 0.0325/14 6.50/14 240;
  2 1000.0 0.0 3 0.02/8 6.0/8 200;
  2 1000.0 0.0 3 0.01125/20 4.5/20 600;
  2 1000.0 0.0 3 0.05 -1 -800;
  2 1000.0 0.0 3 0.05 -1 -440;
  2 1000.0 0.0 3 0.05 -1 -400;
  2 1000.0 0.0 3 0.05 -1 -1000;
];
% Podaci o koridoru razmene

intertie_location = [ 6 7 ];
INTERTIE_DATA = [ 9 11
                  10 12 ];
FIXED_INTER_TIE_POWER_FLOW = -120;

```

Слика 7.1: MATLAB улазни подаци за тест систем од 12 чворова.

Табела 7.1: Подаци о димензијама, броју једначина и неједначина тест система од 12 чворова.

	Број грана	Број генератора	Број константних потрошача	Број диспечабилних потрошача	Број променљивих	Број ограничења једнакости	Број ограничења неједнакости
Варијанта 1 OPF-a	12	4	4	X	155	25	62
Варијанта 2 OPF-a	12	4	4	X	155	25	62
Варијанта 3 OPF-a	12	4	X	4	175	25	70
Варијанта 4 OPF-a	12	4	X	4	195	25	78

7.2 Основни подаци о IEEE тест систему од 118 чворова

На Слици 7.2 у форми MATLAB фајла приказани су улазни подаци за IEEE тест систем од 118 чворова. Дате су следеће групе података: чворови, генератори, гране, коефицијенти цене блокова енергије на тржишту и подаци о коридору размене.

У Табели 7.2 дати су подаци о бројевима грана, генератора, константних потрошача, диспечабилних потрошача и променљивих, као и о броју ограничења типа једнакости и неједнакости.

```
% Format podataka je sličan formatu firme PTI osim gde je naznačeno drugačije.
% Stavka označena sa (+) naznačava da je ta stavka uključena u podatke
% ali nije deo formata firme PTI. Stavka obeležena sa (-) je stavka koja
% je u formatu firme PTI ali nije uzeta u obzir ovde.
%
% Format podataka u čvorovima
% 1 broj čvora (1 do 29997)
% 2 tip čvora
%     PQ čvor      = 1
%     PV čvor      = 2
%     referentni čvor = 3
%     izolovani čvor = 4
% 3 Pd, potrošnja aktivne snage (MW)
% 4 Qd, potrošnja reaktivne snage (MVAR)
% 5 Gs, otočna konduktansa (MW (potražnja?) at V = 1.0 p.u.)
% 6 Bs, otočna susceptansa (MVAR (injektirano?) at V = 1.0 p.u.)
% 7 broj teritorije, 1-100
% 8 Vm, veličina napona (p.u.)
% 9 Va, ugao napona (stepeni)
% (-) (ime čvora)
% 10 baseKV, bazni napon (kV)
% 11 zona, zona gubitaka (1-999)
% (+) 12 maxVm, maksimalna dozvoljena veličina napona (p.u.)
% (+) 13 minVm, minimalna dozvoljena veličina napona (p.u.)
bus =
[
  1.0  3.0   0.0   0.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
  2.0  1.0  20.0   9.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
  3.0  1.0  39.0  10.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
  4.0  2.0  39.0  12.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
  5.0  2.0   0.0   0.0  0 -40.0 1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
  6.0  2.0  52.0  22.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
  7.0  2.0   0.0   0.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
  8.0  2.0  28.0   0.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
  9.0  2.0   0.0   0.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
 10.0  2.0   0.0   0.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
 11.0  2.0   0.0   0.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
 12.0  2.0  47.0  10.0  0   0   1.0  1.0  0  345.0  1.0  1.1000  0.9400
```

13.0	2.0	0.0	0.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
14.0	1.0	14.0	1.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
15.0	2.0	90.0	30.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
16.0	1.0	25.0	10.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
17.0	1.0	11.0	3.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
18.0	2.0	60.0	34.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
19.0	2.0	45.0	25.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
20.0	1.0	18.0	3.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
21.0	1.0	14.0	8.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
22.0	1.0	10.0	5.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
23.0	1.0	7.0	3.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
24.0	2.0	13.0	0.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
25.0	2.0	0.0	0.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
26.0	2.0	0.0	0.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
27.0	2.0	71.0	13.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
28.0	1.0	17.0	7.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
29.0	1.0	24.0	4.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
30.0	1.0	0.0	0.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
31.0	2.0	43.0	27.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
32.0	2.0	59.0	23.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
33.0	1.0	23.0	9.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
34.0	2.0	59.0	26.0	0	14.0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
35.0	1.0	33.0	9.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
36.0	2.0	31.0	17.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
37.0	1.0	0.0	0.0	0	25.0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
38.0	1.0	0.0	0.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
39.0	1.0	27.0	11.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
40.0	2.0	66.0	23.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
41.0	1.0	37.0	10.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
42.0	2.0	96.0	23.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
43.0	1.0	18.0	7.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
44.0	1.0	16.0	8.0	0	10.0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
45.0	1.0	53.0	22.0	0	10.0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
46.0	2.0	28.0	10.0	0	10.0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
47.0	1.0	34.0	0.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
48.0	1.0	20.0	11.0	0	15.0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
49.0	2.0	87.0	30.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
50.0	1.0	17.0	4.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
51.0	1.0	17.0	8.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
52.0	1.0	18.0	5.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
53.0	1.0	23.0	11.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
54.0	2.0	113.0	32.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
55.0	2.0	63.0	22.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
56.0	2.0	84.0	18.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
57.0	1.0	12.0	3.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
58.0	1.0	12.0	3.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
59.0	2.0	277.0	113.0	0	0	1.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
60.0	1.0	78.0	3.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
61.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400

62.0	2.0	77.0	14.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
63.0	1.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
64.0	1.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
65.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
66.0	2.0	39.0	18.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
67.0	1.0	28.0	7.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
68.0	1.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
69.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
70.0	2.0	66.0	20.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
71.0	1.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
72.0	2.0	12.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
73.0	2.0	6.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
74.0	2.0	68.0	27.0	0	12.0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
75.0	1.0	47.0	11.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
76.0	2.0	68.0	36.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
77.0	2.0	61.0	28.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
78.0	1.0	71.0	26.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
79.0	1.0	39.0	32.0	0	20.0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
80.0	2.0	130.0	26.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
81.0	1.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
82.0	1.0	54.0	27.0	0	20.0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
83.0	1.0	20.0	10.0	0	10.0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
84.0	1.0	11.0	7.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
85.0	2.0	24.0	15.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
86.0	1.0	21.0	10.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
87.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
88.0	1.0	48.0	10.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
89.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
90.0	2.0	163.0	42.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
91.0	2.0	10.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
92.0	2.0	65.0	10.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
93.0	1.0	12.0	7.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
94.0	1.0	30.0	16.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
95.0	1.0	42.0	31.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
96.0	1.0	38.0	15.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
97.0	1.0	15.0	9.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
98.0	1.0	34.0	8.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
99.0	2.0	42.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
100.0	2.0	37.0	18.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
101.0	1.0	22.0	15.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
102.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
103.0	2.0	23.0	16.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
104.0	2.0	38.0	25.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
105.0	2.0	31.0	26.0	0	20.0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
106.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
107.0	2.0	50.0	12.0	0	6.0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
108.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
109.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
110.0	2.0	39.0	30.0	0	6.0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400

111.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
112.0	2.0	68.0	13.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
113.0	2.0	6.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
114.0	1.0	8.0	3.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
115.0	1.0	22.0	7.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
116.0	2.0	184.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
117.0	1.0	20.0	8.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
118.0	2.0	0.0	0.0	0	0	2.0	1.0	0	345.0	1.0	1.1000	0.9400
]												
% Format podataka o generatorima												
% 1 broj čvora												
% (-) (identifikator mašina, 0-9, A-Z)												
% 2 Pg, izlaz realne snage (MW)												
% 3 Qg, izlaz reaktivne snage (MVAR)												
% 4 Qmax, maksimalan dozvoljeni izlaz reaktivne snage (MVAR)												
% 5 Qmin, minimalan dozvoljeni izlaz reaktivne snage (MVAR)												
% 6 Vg, radna tačka napona (p.u.)												
% (-) (indeks daljinski regulisanog čvora)												
% 7 mBase, totalna MVA bazna vrednost ove mašine, na podrazumevanju baseMVA												
% (-) (impedansa mašine, p.u. na mBase)												
% (-) (impedansa step ap transformatora, p.u. na mBase)												
% (-) (nenominalan odnos step ap transformatora)												
% 8 status, 1 – generator je u pogonu, 0 - generator nije u pogonu												
% (-) (% od reaktivne snage generatora kojim se održava napon na udaljenom čvoru)												
% 9 Pmax, maksimalna aktivna snaga (MW)												
% 10 Pmin, minimalna aktivna snaga (MW)												
gen =												
[
1	516	0	30	-30	1	100	1	100	0	0	0	0
4	0	0	300	-300	1	100	1	100	0	0	0	0
6	0	0	50	-13	1	100	1	100	0	0	0	0
8	0	0	300	-300	1	100	1	100	0	0	0	0
10	450	0	200	-147	1	100	1	550	0	0	0	0
12	85	0	120	-35	1	100	1	185	0	0	0	0
15	0	0	30	-10	1	100	1	100	0	0	0	0
18	0	0	50	-16	1	100	1	100	0	0	0	0
19	0	0	24	-8	1	100	1	100	0	0	0	0
24	0	0	300	-300	1	100	1	100	0	0	0	0
25	220	0	140	-47	1	100	1	320	0	0	0	0
26	314	0	1000	-1000	1	100	1	414	0	0	0	0
27	0	0	300	-300	1	100	1	100	0	0	0	0
31	7	0	300	-300	1	100	1	107	0	0	0	0
32	0	0	42	-14	1	100	1	100	0	0	0	0
34	0	0	24	-8	1	100	1	100	0	0	0	0
36	0	0	24	-8	1	100	1	100	0	0	0	0
40	0	0	300	-300	1	100	1	100	0	0	0	0
42	0	0	300	-300	1	100	1	100	0	0	0	0
46	19	0	100	-100	1	100	1	119	0	0	0	0
49	204	0	210	-85	1	100	1	304	0	0	0	0

```

54 48 0 300 -300 1 100 1 148 0 0 0
55 0 0 23 -8 1 100 1 100 0 0 0
56 0 0 15 -8 1 100 1 100 0 0 0
59 155 0 180 -60 1 100 1 255 0 0 0
61 160 0 300 -100 1 100 1 260 0 0 0
62 0 0 20 -20 1 100 1 100 0 0 0
65 391 0 200 -67 1 100 1 491 0 0 0
66 392 0 200 -67 1 100 1 492 0 0 0
69 0 0 300 -300 1 100 1 805 0 0 0
70 0 0 32 -10 1 100 1 100 0 0 0
72 0 0 100 -100 1 100 1 100 0 0 0
73 0 0 100 -100 1 100 1 100 0 0 0
74 0 0 9 -6 1 100 1 100 0 0 0
76 0 0 23 -8 1 100 1 100 0 0 0
77 0 0 70 -20 1 100 1 100 0 0 0
80 477 0 280 -165 1 100 1 577 0 0 0
85 0 0 23 -8 1 100 1 100 0 0 0
87 4 0 1000 -100 1 100 1 104 0 0 0
89 607 0 300 -210 1 100 1 707 0 0 0
90 0 0 300 -300 1 100 1 100 0 0 0
91 0 0 100 -100 1 100 1 100 0 0 0
92 0 0 9 -3 1 100 1 100 0 0 0
99 0 0 100 -100 1 100 1 100 0 0 0
100 252 0 155 -50 1 100 1 352 0 0 0
103 40 0 40 -15 1 100 1 140 0 0 0
104 0 0 23 -8 1 100 1 100 0 0 0
105 0 0 23 -8 1 100 1 100 0 0 0
107 0 0 200 -200 1 100 1 100 0 0 0
110 0 0 23 -8 1 100 1 100 0 0 0
111 36 0 1000 -100 1 100 1 136 0 0 0
112 0 0 1000 -100 1 100 1 100 0 0 0
113 0 0 200 -100 1 100 1 100 0 0 0
116 0 0 1000 -1000 1 100 1 100 0 0 0
5 50 0 0 0 1 100 1 100 2 10 0
7 50 0 0 0 1 100 1 59 2 10 0
9 50 0 0 0 1 100 1 100 2 10 0
11 50 0 0 0 1 100 1 70 2 23 0
13 50 0 0 0 1 100 1 68 2 23 0
102 50 0 0 0 1 100 1 100 2 10 0
106 50 0 0 0 1 100 1 86 2 16 0
108 50 0 0 0 1 100 1 80 2 10 0
109 50 0 0 0 1 100 1 80 2 10 0
118 50 0 0 0 1 100 1 66 2 15 0]

```

% Format podataka o granama

% 1 f, broj od čvora

% 2 t, broj do čvora

% (-) (identifikator kola)

% 3 r, otpor (p.u.)

% 4 x, reaktansa (p.u.)

%	5	b, totalno suseptansa punjenja dalekovoda (p.u.)										
%	6	rateA, MVA kapacitet A (dugo ročan kapacitet)										
%	7	rateB, MVA kapacitet B (kratko ročan kapacitet)										
%	8	rateC, MVA kapacitet C (kapacitet kratkotrajnog prepoterećenja)										
%	9	nenominalan odnos transformatora (= 0 u slučaju dalekovoda)										
%		(navojnice kod 'od' čvora, impedansa kod 'do' čvora, i.e. odnos = Vf / Vt)										
%	10	ugao, ugao regulacije kod transformatora (stepeni)										
%	(-)	(Gf, otočna konduktansa kod od čvora p.u.)										
%	(-)	(Bf, otočna suseptansa kod od čvora p.u.)										
%	(-)	(Gt, otočna konduktansa kod do čvora p.u.)										
%	(-)	(Bt, otočna suseptansa kod do čvora p.u.)										
%	11	početni status grane, 1 - uključeno, 0 - isključeno										
%	12	teritorija kojoj pripada grana										
%	13	indeks ispada										
branch=												
[
	1.0	47.0	0.0844	0.2778	0.0709	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
	1.0	49.0	0.0985	0.3240	0.0828	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
	1.0	68.0	0	0.0020	0	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
	1.0	70.0	0	0.0020	0	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
	1.0	75.0	0	0.0020	0	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
	1.0	77.0	0	0.0020	0	500.0	550.0	0	0	0	1.0	1.0
	2.0	12.0	0.0187	0.0616	0.0157	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	2.0	69.0	0	0.0020	0	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
	3.0	5.0	0.0241	0.1080	0.0284	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	3.0	12.0	0.0484	0.1600	0.0406	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	3.0	69.0	0	0.0020	0	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
	4.0	5.0	0.0018	0.0080	0.0021	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	4.0	11.0	0.0209	0.0688	0.0175	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	5.0	6.0	0.0119	0.0540	0.0143	200.0	220.0	0	0	0	1.0	1.0
	5.0	8.0	0.0026	0.0267	1.2300	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
	5.0	11.0	0.0203	0.0682	0.0174	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	6.0	7.0	0.0046	0.0208	0.0055	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	7.0	12.0	0.0086	0.0340	0.0087	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	8.0	9.0	0.0024	0.0305	1.1620	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	8.0	30.0	0.0043	0.0504	0.5140	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	9.0	10.0	0.0026	0.0322	1.2300	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	11.0	12.0	0.0060	0.0196	0.0050	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	11.0	13.0	0.0222	0.0731	0.0188	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	12.0	14.0	0.0215	0.0707	0.0182	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	12.0	16.0	0.0212	0.0834	0.0214	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	12.0	117.0	0	0.0020	0	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	13.0	15.0	0.0744	0.2444	0.0627	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	14.0	15.0	0.0595	0.1950	0.0502	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	15.0	17.0	0.0132	0.0437	0.0444	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	15.0	19.0	0.0120	0.0394	0.0101	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	15.0	33.0	0.0380	0.1244	0.0319	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	16.0	17.0	0.0454	0.1801	0.0466	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
	17.0	18.0	0.0123	0.0505	0.0130	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0

17.0	30.0	0.0043	0.0388	0.5140	115.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
17.0	31.0	0.0474	0.1563	0.0399	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
17.0	113.0	0	0.0020	0	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
18.0	19.0	0.0112	0.0493	0.0114	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
19.0	20.0	0.0252	0.1170	0.0298	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
19.0	34.0	0.0752	0.2470	0.0632	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
20.0	21.0	0.0183	0.0849	0.0216	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
21.0	22.0	0.0209	0.0970	0.0246	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
22.0	23.0	0.0342	0.1590	0.0404	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
23.0	24.0	0.0135	0.0492	0.0498	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
23.0	25.0	0.0156	0.0800	0.0864	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
23.0	32.0	0.0317	0.1153	0.1173	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
24.0	70.0	0	0.0020	0	97.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
24.0	72.0	0	0.0020	0	97.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
25.0	26.0	0.0318	0.0382	0.1764	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
25.0	27.0	0.0318	0.1630	0.1764	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
26.0	30.0	0.0080	0.0860	0.9080	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
27.0	28.0	0.0191	0.0855	0.0216	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
27.0	32.0	0.0229	0.0755	0.0193	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
27.0	115.0	0	0.0020	0	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
28.0	29.0	0.0237	0.0943	0.0238	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
29.0	31.0	0.0108	0.0331	0.0083	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
30.0	38.0	0.0046	0.0540	0.4220	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
31.0	32.0	0.0298	0.0985	0.0251	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
32.0	113.0	0	0.0020	0	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
32.0	114.0	0	0.0020	0	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
33.0	37.0	0.0415	0.1420	0.0366	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
34.0	36.0	0.0087	0.0268	0.0057	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
34.0	37.0	0.0026	0.0094	0.0098	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
34.0	43.0	0.0413	0.1681	0.0423	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
35.0	36.0	0.0022	0.0102	0.0027	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
35.0	37.0	0.0110	0.0497	0.0132	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
37.0	38.0	0.0321	0.0375	0.0270	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
37.0	39.0	0.0321	0.1060	0.0270	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
37.0	40.0	0.0593	0.1680	0.0420	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
38.0	65.0	0	0.0020	0	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
39.0	40.0	0.0184	0.0605	0.0155	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
40.0	41.0	0.0145	0.0487	0.0122	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
40.0	42.0	0.0555	0.1830	0.0466	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
41.0	42.0	0.0410	0.1350	0.0344	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
42.0	49.0	0.0715	0.3230	0.0860	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
42.0	49.0	0.0715	0.3230	0.0860	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
43.0	44.0	0.0608	0.2454	0.0607	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
44.0	45.0	0.0224	0.0901	0.0224	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
45.0	46.0	0.0400	0.1356	0.0332	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
45.0	49.0	0.0684	0.1860	0.0444	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
46.0	47.0	0.0380	0.1270	0.0316	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
46.0	48.0	0.0601	0.1890	0.0472	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
47.0	49.0	0.0191	0.0625	0.0160	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0

48.0	49.0	0.0179	0.0505	0.0126	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
49.0	50.0	0.0267	0.0752	0.0187	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
49.0	51.0	0.0486	0.1370	0.0342	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
49.0	54.0	0.0730	0.2890	0.0738	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
49.0	54.0	0.0869	0.2910	0.0730	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
49.0	66.0	0	0.0020	0	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
49.0	66.0	0	0.0020	0	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
50.0	57.0	0.0474	0.1340	0.0332	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
51.0	52.0	0.0203	0.0588	0.0140	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
51.0	58.0	0.0255	0.0719	0.0179	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
52.0	53.0	0.0405	0.1635	0.0406	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
53.0	54.0	0.0263	0.1220	0.0310	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
54.0	55.0	0.0169	0.0707	0.0202	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
54.0	56.0	0.0027	0.0095	0.0073	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
54.0	59.0	0.0503	0.2293	0.0598	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
55.0	56.0	0.0049	0.0151	0.0037	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
55.0	59.0	0.0474	0.2158	0.0565	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
56.0	57.0	0.0343	0.0966	0.0242	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
56.0	58.0	0.0343	0.0966	0.0242	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
56.0	59.0	0.0825	0.2510	0.0569	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
56.0	59.0	0.0803	0.2390	0.0536	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
59.0	60.0	0	0.0020	0	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
59.0	61.0	0	0.0020	0	100.0	110.0	0	0	0	1.0	1.0
59.0	63.0	0	0.0020	0	200.0	230.0	0	0	0	1.0	1.0
60.0	61.0	0.0026	0.0135	0.0146	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
60.0	62.0	0.0123	0.0561	0.0147	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
61.0	62.0	0.0082	0.0376	0.0098	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
61.0	64.0	0.0090	0.0268	1.0460	200.0	230.0	0	0	0	1.0	2.0
62.0	66.0	0.0482	0.2180	0.0578	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
62.0	67.0	0.0258	0.1170	0.0310	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
63.0	64.0	0.0017	0.0200	0.2160	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
64.0	65.0	0.0027	0.0302	0.3800	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
65.0	66.0	0.0224	0.0370	0.0268	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
65.0	68.0	0.0014	0.0160	0.6380	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
66.0	67.0	0.0224	0.1015	0.0268	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
68.0	81.0	0.0018	0.0202	0.8080	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
68.0	116.0	0.0003	0.0040	0.1640	86.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
70.0	71.0	0.0088	0.0355	0.0088	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
70.0	74.0	0.0401	0.1323	0.0337	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
70.0	75.0	0.0428	0.1410	0.0360	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
71.0	72.0	0.0446	0.1800	0.0444	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
71.0	73.0	0.0087	0.0454	0.0118	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
74.0	75.0	0.0123	0.0406	0.0103	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
75.0	77.0	0.0601	0.1999	0.0498	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
75.0	118.0	0.0145	0.0481	0.0120	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
76.0	77.0	0.0444	0.1480	0.0368	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
76.0	118.0	0.0164	0.0544	0.0136	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
77.0	78.0	0.0038	0.0124	0.0126	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
77.0	80.0	0.0170	0.0485	0.0472	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0

77.0	80.0	0.0294	0.1050	0.0228	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
77.0	82.0	0.0298	0.0853	0.0817	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
78.0	79.0	0.0055	0.0244	0.0065	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
79.0	80.0	0.0156	0.0704	0.0187	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
80.0	81.0	0.0298	0.0370	0.0817	200.0	230.0	0	0	0	1.0	2.0
80.0	96.0	0.0356	0.1820	0.0494	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
80.0	97.0	0.0183	0.0934	0.0254	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
80.0	98.0	0.0238	0.1080	0.0286	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
80.0	99.0	0.0454	0.2060	0.0546	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
82.0	83.0	0.0112	0.0367	0.0380	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
82.0	96.0	0.0162	0.0530	0.0544	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
83.0	84.0	0.0625	0.1320	0.0258	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
83.0	85.0	0.0430	0.1480	0.0348	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
84.0	85.0	0.0302	0.0641	0.0123	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
85.0	86.0	0.0350	0.1230	0.0276	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
85.0	88.0	0.0200	0.1020	0.0276	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
85.0	89.0	0.0239	0.1730	0.0470	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
86.0	87.0	0.0283	0.2074	0.0445	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
88.0	89.0	0.0139	0.0712	0.0193	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
89.0	90.0	0.0518	0.1880	0.0528	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
89.0	90.0	0.0238	0.0997	0.1060	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
89.0	92.0	0.0099	0.0505	0.0548	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
89.0	92.0	0.0393	0.1581	0.0414	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
90.0	91.0	0.0254	0.0836	0.0214	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
91.0	92.0	0.0387	0.1272	0.0327	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
92.0	93.0	0.0258	0.0848	0.0218	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
92.0	94.0	0.0481	0.1580	0.0406	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
92.0	100.0	0.0648	0.2950	0.0472	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
92.0	102.0	0.0123	0.0559	0.0146	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
93.0	94.0	0.0223	0.0732	0.0188	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
94.0	95.0	0.0132	0.0434	0.0111	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
94.0	96.0	0.0269	0.0869	0.0230	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
94.0	100.0	0.0178	0.0580	0.0604	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
95.0	96.0	0.0171	0.0547	0.0147	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
96.0	97.0	0.0173	0.0885	0.0240	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
98.0	100.0	0.0397	0.1790	0.0476	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
99.0	100.0	0.0180	0.0813	0.0216	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
100.0	101.0	0.0277	0.1262	0.0328	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
100.0	103.0	0.0160	0.0525	0.0536	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
100.0	104.0	0.0451	0.2040	0.0541	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
100.0	106.0	0.0605	0.2290	0.0620	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
101.0	102.0	0.0246	0.1120	0.0294	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
103.0	104.0	0.0466	0.1584	0.0407	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
103.0	105.0	0.0535	0.1625	0.0408	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
103.0	110.0	0.0391	0.1813	0.0461	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
104.0	105.0	0.0099	0.0378	0.0099	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
105.0	106.0	0.0140	0.0547	0.0143	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
105.0	107.0	0.0530	0.1830	0.0472	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0
105.0	108.0	0.0261	0.0703	0.0184	100.0	110.0	0	0	0	1.0	2.0


```

2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 3.3000 0
2.0 0 0 3.0 1.0 -220.0 0
2.0 0 0 3.0 0.1500 -220.0 0
2.0 0 0 3.0 0.5000 -220.0 0
2.0 0 0 3.0 1.5000 -220.0 0
2.0 0 0 3.0 1.5000 -220.0 0
2.0 0 0 3.0 0.2500 -220.0 0
2.0 0 0 3.0 0.1500 -220.0 0
2.0 0 0 3.0 1.5000 -220.0 0
2.0 0 0 3.0 1.5000 -220.0 0
2.0 0 0 3.0 1.5000 -220.0 0
]
% (+) Format generatorskih cena reaktivne snage
% 1 model, 1 – segmentno linearan, 2 - polinomski
% 2 pokretanje, trošak pokretanja u američkim dolarima
% 3 zatvaranje, trošak zatvaranja u američkim dolarima
% 4 n, broj koeficijenata troškova da slede polinomsku funkciju
% (ili segmentno linearne tačke podataka) totalna funkcija troškova
% 5 i sledeći, troškovi podataka, segmentno linearni troškovi su:
% x0, y0, x1, y1, x2, y2, ...
% polinomski podaci su, e.g.: c2, c1, c0
% gde je polinom c0 + c1*Q + c2*Q^2
qgencost =
[
2.0 0 0 3.0 0.0100 0.1000 0
2.0 0 0 3.0 0.0100 0.1000 0
2.0 0 0 3.0 0.0100 0.1000 0

```



```

2.0 0 0 3.0 0.0100 0.1000 0
2.0 0 0 3.0 0.0100 0.1000 0
2.0 0 0 3.0 0.1000 -20.0 0
2.0 0 0 3.0 0.0150 -20.0 0
2.0 0 0 3.0 0.0500 -20.0 0
2.0 0 0 3.0 0.1500 -20.0 0
2.0 0 0 3.0 0.1500 -20.0 0
2.0 0 0 3.0 0.0250 -20.0 0
2.0 0 0 3.0 0.0150 -20.0 0
2.0 0 0 3.0 0.1500 -20.0 0
2.0 0 0 3.0 0.1500 -20.0 0
2.0 0 0 3.0 0.1500 -20.0 0
]
% Podaci o koridoru razmene
intertie_location =
[3 4 5 6 8 11 26 36 46 47 53 58 59 69 88 89 104 105 106]
INTERTIE_DATA =
[1 1 1 1 2 3 12 17 24 24 27 32 32 38 49 49 59 59 59
68 70 75 77 69 69 117 113 70 72 115 113 114 65 66 66 60 61 63]
FIXED_INTER_TIE_POWER_FLOW = -100;

```

Слика 7.2: MATLAB улазни подаци за IEEE тест систем од 118 чворова.

Табела 7.2: Подаци о димензијама, броју једначина и неједначина IEEE тест система од 118 чворова.

	Број грана	Број генератора	Број константних потрошача	Број диспечабилних потрошача	Број променљивих	Број ограничења једнакости	Број ограничења неједнакости
Варијанта 1 OPF-a	186	54	64	X	1851	237	822
Варијанта 2 OPF-a	186	54	64	X	1851	237	822
Варијанта 3 OPF-a	186	54	54	10	1901	237	842
Варијанта 4 OPF-a	186	54	54	10	1951	237	862

7.3 Компоненте LMP-ова активних и реактивних снага за Случај 4 OPF варијанте дефинисане у Поглављу 1.4 на IEEE тест систему од 118 чворова

У овом поглављу дати су нумерички резултати разлагања локацијских маргиналних цена (LMP-ова) на компоненте активне (Табела 7.3) и реактивне снаге (Табела 7.4) за све чворове IEEE тест система од 118 чворова [16]. У приказаним се јасно демонстрира тачност декомпозиције на компоненте LMP-ова. Последња колона у Табелама 7.3 и 7.4 даје разлику између LMP-ова у чворовима и суме компоненти LMP-ова чворова. Види се да су у свим чворовима ове разлике једнаке 0, што значи да је декомпозиција LMP-ова чворова адекватна.

Као што се и очекивало, највећи утицај на укупне LMP-ове чворова има компонента трошкова електричне енергије, која је последица дуала на ограничењу једнакости биланса активних и реактивних снага у чворовима. Друга компонента по значају је компонента загушења, која је последица дуала на ограничењу неједнакости дозвољених токова снага по гранама (интерконективним водовима између два тржишна ентитета). Вредности компоненти губитака (које су последица алокације губитака на поједине чворове – видети *Главу 2*) и напонских ограничења у чворовима су релативно мале у односу на укупне вредности LMP-ова чворова. Дакле, може се закључити да је што тачнија идентификација компоненти загушења од суштинског значаја у дерегулисаним електроенергетским системима. То је важно из угла експлоатације (спровођења тржишта електричне енергије), али такође врло важно и из угла планирања проширења преносне мреже, пошто велике вредности компоненти загушења дају врло јасну индикацију инвеститорима (или компанији која се бави експлоатацијом преносне мреже) за улагања у нове преносне капацитете (видети резултате и закључке приказане у *Глави 4*).

Такође, поређењем резултата из Табела 7.3 и 7.4 може се закључити да су LMP-ови реактивних снага у чворовима значајно мањи од LMP-ова активних снага, што је последица усвојених цена производње реактивне енергије и малог нивоа токова тих снага у електроенергетском систему.

Табела 7.3: Компоненте LMP-ова активне снаге.

Број чвора	Тип чвора	λ_P	$\lambda_{Gen/Potr}$	λ_{Gub}	λ_U	$\lambda_{SIJ,zag}$	$\lambda_{K,Raz}$	Сума свих компоненти	Разлика између λ_P и свих осталих компоненти
1	S	24,09	24,09	0,00	0,00	0,00	0,00	24,09	0,00
2	L	21,20	24,09	0,75	0,55	-4,19	0,00	21,20	0,00
3	L	21,20	24,09	0,75	0,55	-4,19	0,00	21,20	0,00
4	G	21,23	24,09	0,69	0,54	-4,08	0,00	21,23	0,00
5	D	21,26	24,09	0,71	0,55	-4,09	0,00	21,26	0,00
6	G	21,28	24,09	0,81	0,57	-4,19	0,00	21,28	0,00
7	D	21,37	24,09	0,97	0,61	-4,31	0,00	21,37	0,00
8	G	20,52	24,09	0,43	0,41	-4,41	0,00	20,52	0,00
9	D	20,60	24,09	0,46	0,44	-4,39	0,00	20,60	0,00
10	G	20,64	24,09	0,31	0,33	-4,08	0,00	20,64	0,00
11	D	21,47	24,09	1,09	0,65	-4,36	0,00	21,47	0,00
12	G	21,30	24,09	0,92	0,59	-4,30	0,00	21,30	0,00
13	D	21,94	24,09	1,65	0,88	-4,68	0,00	21,94	0,00
14	L	21,17	24,09	0,88	0,53	-4,33	0,00	21,17	0,00
15	G	20,44	24,09	0,24	0,28	-4,17	0,00	20,44	0,00
16	L	21,00	24,09	0,85	0,51	-4,46	0,00	21,00	0,00
17	L	19,87	24,09	0,00	0,21	-4,42	0,00	19,87	0,00
18	G	19,97	24,09	-0,07	0,20	-4,24	0,00	19,97	0,00
19	G	20,18	24,09	0,03	0,22	-4,15	0,00	20,18	0,00
20	L	19,41	24,09	0,38	0,26	-5,31	0,00	19,41	0,00
21	L	18,71	24,09	0,43	0,24	-6,05	0,00	18,71	0,00
22	L	17,79	24,09	0,31	0,19	-6,79	0,00	17,79	0,00
23	L	16,22	24,09	-0,06	0,09	-7,89	0,00	16,22	0,00
24	G	13,33	24,09	0,00	0,00	-10,75	0,00	13,33	0,00
25	G	18,04	24,09	-0,38	0,05	-5,71	0,00	18,04	0,00
26	G	18,80	24,09	-0,38	0,11	-5,01	0,00	18,80	0,00
27	G	19,24	24,09	0,01	0,20	-5,05	0,00	19,24	0,00
28	L	19,43	24,09	0,15	0,23	-5,04	0,00	19,43	0,00
29	L	19,48	24,09	0,09	0,22	-4,91	0,00	19,48	0,00
30	L	20,64	24,09	0,07	0,21	-3,72	0,00	20,64	0,00
31	G	19,39	24,09	-0,09	0,19	-4,80	0,00	19,39	0,00
32	G	19,29	24,09	0,00	0,20	-5,00	0,00	19,29	0,00
33	L	21,66	24,09	0,43	0,26	-3,12	0,00	21,66	0,00
34	G	22,48	24,09	0,05	0,16	-1,82	0,00	22,48	0,00
35	L	22,47	24,09	0,02	0,16	-1,79	0,00	22,47	0,00
36	G	22,41	24,09	-0,04	0,15	-1,78	0,00	22,41	0,00
37	L	22,56	24,09	0,09	0,17	-1,78	0,00	22,56	0,00

38	L	22,93	24,09	0,05	0,06	-1,27	0,00	22,93	0,00
39	L	23,16	24,09	0,42	0,18	-1,51	-0,01	23,16	0,00
40	G	23,26	24,09	0,33	0,16	-1,30	-0,01	23,26	0,00
41	L	23,63	24,09	0,57	0,17	-1,19	-0,01	23,63	0,00
42	G	23,87	24,09	0,40	0,14	-0,73	-0,01	23,87	0,00
43	L	23,62	24,09	0,72	0,20	-1,37	-0,01	23,62	0,00
44	L	24,76	24,09	1,07	0,18	-0,56	-0,02	24,76	0,00
45	L	24,99	24,09	0,99	0,15	-0,22	-0,02	24,99	0,00
46	G	24,28	24,09	0,04	0,08	0,09	-0,02	24,28	0,00
47	L	24,72	24,09	0,41	0,08	0,16	-0,02	24,72	0,00
48	L	24,79	24,09	0,43	0,09	0,21	-0,02	24,79	0,00
49	G	24,76	24,09	0,36	0,09	0,26	-0,02	24,76	0,00
50	L	26,01	24,09	0,61	0,10	1,24	-0,02	26,01	0,00
51	L	27,57	24,09	0,92	0,12	2,47	-0,03	27,57	0,00
52	L	28,03	24,09	1,06	0,13	2,78	-0,03	28,03	0,00
53	L	28,67	24,09	0,89	0,13	3,59	-0,03	28,67	0,00
54	G	28,74	24,09	0,44	0,10	4,14	-0,02	28,74	0,00
55	G	28,94	24,09	0,37	0,10	4,41	-0,02	28,94	0,00
56	G	28,85	24,09	0,43	0,10	4,26	-0,03	28,85	0,00
57	L	27,81	24,09	0,63	0,11	3,01	-0,02	27,81	0,00
58	L	28,23	24,09	0,80	0,12	3,25	-0,03	28,23	0,00
59	G	32,12	24,09	0,47	0,10	7,49	-0,03	32,12	0,00
60	L	28,12	24,09	0,47	0,11	5,66	-2,21	28,12	0,00
61	G	16,61	24,09	0,47	0,10	-5,84	-2,21	16,61	0,00
62	G	21,45	24,09	0,45	0,10	-0,98	-2,21	21,45	0,00
63	L	29,46	24,09	0,46	0,10	7,03	-2,21	29,46	0,00
64	L	24,59	24,09	0,31	0,09	2,31	-2,20	24,59	0,00
65	G	20,84	24,09	0,05	0,06	-1,17	-2,19	20,84	0,00
66	G	22,54	24,09	0,36	0,09	0,22	-2,21	22,54	0,00
67	L	22,19	24,09	0,58	0,11	-0,37	-2,23	22,19	0,00
68	L	21,78	24,09	0,00	0,00	-0,12	-2,19	21,78	0,00
69	G	19,01	24,09	0,74	0,55	-4,18	-2,19	19,01	0,00
70	G	22,01	24,09	0,00	0,00	0,11	-2,19	22,01	0,00
71	L	20,02	24,09	-0,26	0,00	-1,64	-2,16	20,02	0,00
72	G	11,24	24,09	0,00	0,00	-10,65	-2,19	11,24	0,00
73	G	19,75	24,09	-0,57	-0,01	-1,62	-2,13	19,75	0,00
74	G	21,83	24,09	-0,11	0,00	0,03	-2,18	21,83	0,00
75	L	21,90	24,09	0,00	0,00	0,00	-2,19	21,90	0,00
76	G	21,95	24,09	0,05	0,00	0,00	-2,19	21,95	0,00
77	G	21,90	24,09	0,00	0,00	0,00	-2,19	21,90	0,00
78	L	22,06	24,09	0,18	0,00	-0,01	-2,20	22,06	0,00
79	L	22,11	24,09	0,25	0,00	-0,01	-2,21	22,11	0,00
80	G	21,99	24,09	0,13	0,00	-0,03	-2,20	21,99	0,00
81	L	21,80	24,09	0,00	0,01	-0,10	-2,18	21,80	0,00

82	L	22,13	24,09	0,27	0,00	-0,02	-2,21	22,13	0,00
83	L	21,93	24,09	0,05	0,00	-0,02	-2,19	21,93	0,00
84	L	21,42	24,09	-0,50	0,00	-0,02	-2,14	21,42	0,00
85	G	21,04	24,09	-0,92	0,00	-0,02	-2,10	21,04	0,00
86	L	20,25	24,09	-1,80	0,00	-0,01	-2,02	20,25	0,00
87	G	19,33	24,09	-2,82	-0,01	0,00	-1,93	19,33	0,00
88	L	21,33	24,09	-0,60	0,00	-0,02	-2,13	21,33	0,00
89	G	21,23	24,09	-0,71	0,00	-0,02	-2,12	21,23	0,00
90	G	21,43	24,09	-0,49	0,00	-0,02	-2,14	21,43	0,00
91	G	20,94	24,09	-1,04	0,00	-0,02	-2,09	20,94	0,00
92	G	21,45	24,09	-0,47	0,00	-0,02	-2,14	21,45	0,00
93	L	21,71	24,09	-0,18	0,00	-0,02	-2,17	21,71	0,00
94	L	21,82	24,09	-0,07	0,00	-0,02	-2,18	21,82	0,00
95	L	22,11	24,09	0,26	0,00	-0,03	-2,21	22,11	0,00
96	L	22,14	24,09	0,29	0,00	-0,02	-2,21	22,14	0,00
97	L	22,13	24,09	0,29	0,00	-0,03	-2,21	22,13	0,00
98	L	21,92	24,09	0,06	0,00	-0,03	-2,19	21,92	0,00
99	G	21,16	24,09	-0,79	0,00	-0,02	-2,11	21,16	0,00
100	G	21,20	24,09	-0,74	0,00	-0,02	-2,12	21,20	0,00
101	L	21,72	24,09	-0,17	0,00	-0,03	-2,17	21,72	0,00
102	D	21,93	24,09	0,06	0,00	-0,03	-2,19	21,93	0,00
103	G	20,61	24,09	-1,36	0,00	-0,05	-2,06	20,61	0,00
104	G	20,77	24,09	-1,29	0,00	0,04	-2,07	20,77	0,00
105	G	20,91	24,09	-1,16	0,00	0,07	-2,08	20,91	0,00
106	D	21,26	24,09	-0,76	0,00	0,05	-2,12	21,26	0,00
107	G	20,69	24,09	-1,39	0,00	0,06	-2,06	20,69	0,00
108	D	21,48	24,09	-0,69	0,00	0,20	-2,12	21,48	0,00
109	D	21,41	24,09	-0,82	0,00	0,26	-2,11	21,41	0,00
110	G	19,70	24,09	-2,00	0,00	-0,37	-2,00	19,70	0,00
111	G	19,10	24,09	-2,69	0,00	-0,35	-1,94	19,10	0,00
112	G	19,58	24,09	-2,14	0,00	-0,37	-1,99	19,58	0,00
113	G	17,16	24,09	0,00	0,20	-4,94	-2,19	17,16	0,00
114	L	17,10	24,09	0,01	0,20	-5,01	-2,19	17,10	0,00
115	L	17,06	24,09	0,01	0,20	-5,05	-2,19	17,06	0,00
116	G	22,93	24,09	0,01	0,00	1,01	-2,19	22,93	0,00
117	L	19,11	24,09	0,93	0,59	-4,31	-2,19	19,11	0,00
118	D	22,16	24,09	0,29	0,00	0,00	-2,21	22,16	0,00

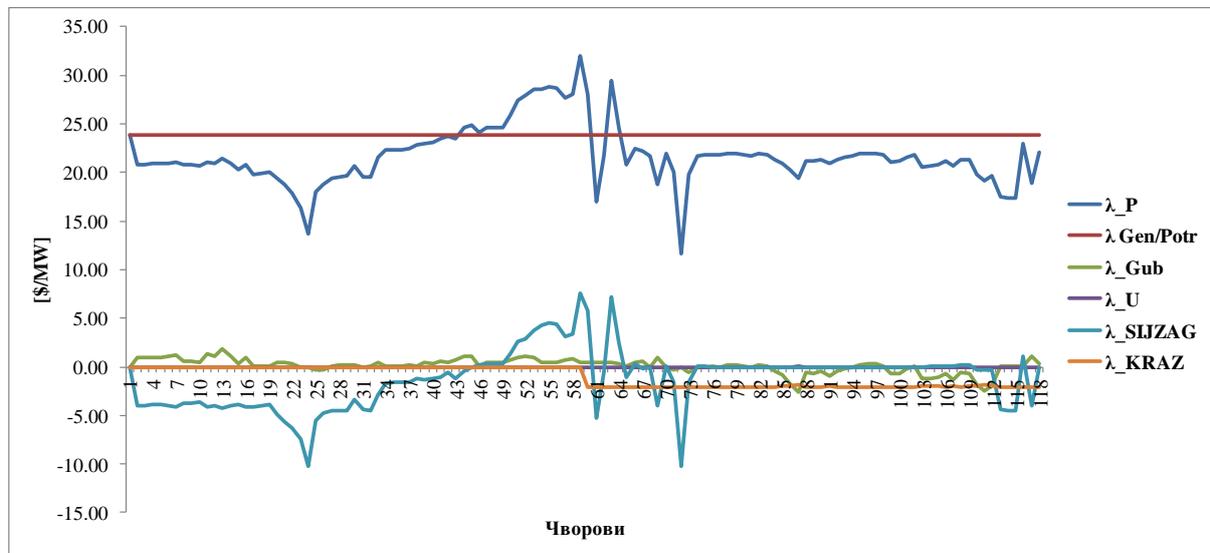
Табела 7.4: Компоненте LMP-ова реактивне снаге.

Број чвора	Тип чвора	λ_Q	$\lambda_{Gen/Potr}$	λ_{Gub}	λ_U	$\lambda_{S_{IJ,Zag}}$	$\lambda_{K,Raz}$	Сума свих компо- ненти	Разлика између λ_Q и свих осталих компо- ненти
1	S	-0,04	-0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,04	0,00
2	L	0,14	-0,04	1,34	2,07	-3,24	0,01	0,14	0,00
3	L	0,14	-0,04	1,34	2,07	-3,24	0,01	0,14	0,00
4	G	-0,07	-0,04	1,13	2,05	-3,22	0,01	-0,07	0,00
5	D	-0,11	-0,04	1,09	2,03	-3,20	0,01	-0,11	0,00
6	G	0,11	-0,04	1,33	2,08	-3,27	0,01	0,11	0,00
7	D	0,15	-0,04	1,36	2,07	-3,25	0,01	0,15	0,00
8	G	-1,37	-0,04	0,91	1,91	-4,16	0,01	-1,37	0,00
9	D	-2,48	-0,04	0,96	2,11	-5,52	0,01	-2,48	0,00
10	G	-2,63	-0,04	1,15	2,31	-6,06	0,01	-2,63	0,00
11	D	0,22	-0,04	1,36	2,12	-3,22	0,01	0,22	0,00
12	G	0,19	-0,04	1,36	2,05	-3,19	0,01	0,19	0,00
13	D	0,82	-0,04	1,58	2,43	-3,16	0,01	0,82	0,00
14	L	0,17	-0,04	1,30	1,88	-2,97	0,01	0,17	0,00
15	G	0,13	-0,04	1,16	1,38	-2,38	0,00	0,13	0,00
16	L	0,13	-0,04	1,30	1,83	-2,97	0,00	0,13	0,00
17	L	-0,22	-0,04	0,90	1,27	-2,36	0,00	-0,22	0,00
18	G	0,06	-0,04	1,17	1,30	-2,37	0,00	0,06	0,00
19	G	0,17	-0,04	1,18	1,27	-2,25	0,00	0,17	0,00
20	L	0,14	-0,04	1,07	1,13	-2,02	0,00	0,14	0,00
21	L	0,13	-0,04	0,97	1,01	-1,81	0,00	0,13	0,00
22	L	0,07	-0,04	0,78	0,87	-1,54	0,00	0,07	0,00
23	L	-0,11	-0,04	0,41	0,62	-1,11	0,00	-0,11	0,00
24	G	0,09	-0,04	0,03	0,04	0,05	0,00	0,09	0,00
25	G	-0,21	-0,04	0,62	0,98	-1,78	0,00	-0,21	0,00
26	G	-0,86	-0,04	0,47	1,09	-2,38	0,00	-0,86	0,00
27	G	-0,01	-0,04	0,92	1,25	-2,13	0,00	-0,01	0,00
28	L	0,06	-0,04	1,04	1,28	-2,23	0,00	0,06	0,00
29	L	0,09	-0,04	1,12	1,30	-2,30	0,00	0,09	0,00
30	L	-0,76	-0,04	0,59	1,21	-2,52	0,00	-0,76	0,00
31	G	0,09	-0,04	1,14	1,30	-2,32	0,00	0,09	0,00
32	G	-0,01	-0,04	0,90	1,25	-2,13	0,00	-0,01	0,00
33	L	0,19	-0,04	1,02	1,04	-1,84	0,00	0,19	0,00
34	G	0,19	-0,04	0,75	0,66	-1,19	0,00	0,19	0,00
35	L	0,22	-0,04	0,79	0,66	-1,18	0,00	0,22	0,00
36	G	0,22	-0,04	0,79	0,66	-1,19	0,00	0,22	0,00
37	L	0,17	-0,04	0,72	0,64	-1,15	0,00	0,17	0,00
38	L	-0,32	-0,04	0,21	0,42	-0,92	0,00	-0,32	0,00

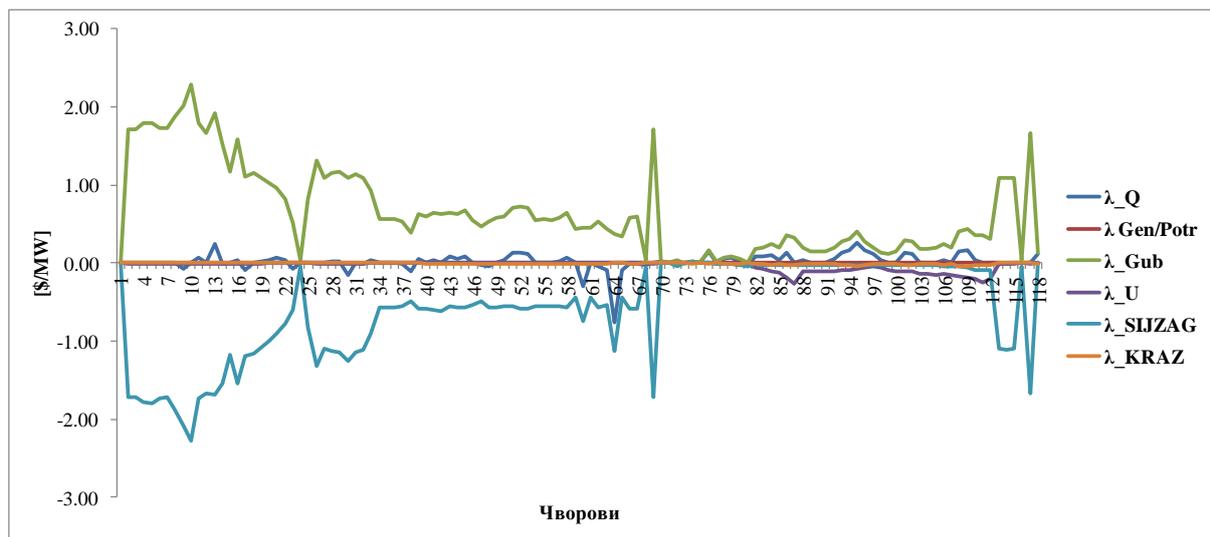
39	L	0,33	-0,04	0,90	0,63	-1,15	0,00	0,33	0,00
40	G	0,34	-0,04	0,90	0,61	-1,13	0,00	0,34	0,00
41	L	0,36	-0,04	0,92	0,60	-1,12	0,00	0,36	0,00
42	G	0,25	-0,04	0,79	0,55	-1,04	-0,01	0,25	0,00
43	L	0,25	-0,04	0,75	0,61	-1,07	0,00	0,25	0,00
44	L	0,17	-0,04	0,61	0,51	-0,90	-0,01	0,17	0,00
45	L	0,19	-0,04	0,61	0,47	-0,84	-0,01	0,19	0,00
46	G	0,08	-0,04	0,47	0,41	-0,75	-0,01	0,08	0,00
47	L	0,03	-0,04	0,37	0,35	-0,65	-0,01	0,03	0,00
48	L	0,03	-0,04	0,42	0,41	-0,75	-0,01	0,03	0,00
49	G	0,07	-0,04	0,46	0,40	-0,74	-0,01	0,07	0,00
50	L	0,24	-0,04	0,46	0,41	-0,59	-0,01	0,24	0,00
51	L	0,50	-0,04	0,55	0,43	-0,43	-0,01	0,50	0,00
52	L	0,55	-0,04	0,57	0,43	-0,41	-0,01	0,55	0,00
53	L	0,64	-0,04	0,55	0,44	-0,29	-0,01	0,64	0,00
54	G	0,59	-0,04	0,40	0,43	-0,18	-0,01	0,59	0,00
55	G	0,61	-0,04	0,38	0,43	-0,15	-0,01	0,61	0,00
56	G	0,61	-0,04	0,39	0,43	-0,16	-0,01	0,61	0,00
57	L	0,46	-0,04	0,42	0,42	-0,34	-0,01	0,46	0,00
58	L	0,55	-0,04	0,49	0,43	-0,32	-0,01	0,55	0,00
59	G	1,10	-0,04	0,33	0,43	0,39	-0,01	1,10	0,00
60	L	0,52	-0,04	0,33	0,43	-0,19	-0,01	0,52	0,00
61	G	-0,79	-0,04	0,33	0,43	-1,50	-0,01	-0,79	0,00
62	G	-0,17	-0,04	0,40	0,43	-0,95	-0,01	-0,17	0,00
63	L	0,93	-0,04	0,32	0,43	0,22	-0,01	0,93	0,00
64	L	-0,46	-0,04	0,23	0,42	-1,07	0,00	-0,46	0,00
65	G	-0,29	-0,04	0,19	0,39	-0,83	0,00	-0,29	0,00
66	G	0,04	-0,04	0,46	0,40	-0,77	-0,01	0,04	0,00
67	L	-0,04	-0,04	0,46	0,42	-0,87	-0,01	-0,04	0,00
68	L	-0,07	-0,04	0,02	0,04	-0,10	0,00	-0,07	0,00
69	G	0,14	-0,04	1,34	2,07	-3,24	0,01	0,14	0,00
70	G	-0,02	-0,04	0,01	0,02	-0,02	0,00	-0,02	0,00
71	L	0,02	-0,04	0,04	0,03	0,00	0,00	0,02	0,00
72	G	0,11	-0,04	0,03	0,04	0,07	0,00	0,11	0,00
73	G	0,04	-0,04	0,06	0,03	0,00	0,00	0,04	0,00
74	G	0,04	-0,04	0,08	0,01	0,00	-0,01	0,04	0,00
75	L	-0,04	-0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,04	0,00
76	G	0,25	-0,04	0,32	0,00	0,00	-0,03	0,25	0,00
77	G	-0,02	-0,04	0,02	0,00	0,00	0,00	-0,02	0,00
78	L	0,05	-0,04	0,10	0,00	-0,01	-0,01	0,05	0,00
79	L	0,10	-0,04	0,16	0,01	-0,02	-0,01	0,10	0,00
80	G	0,14	-0,04	0,22	0,01	-0,04	-0,02	0,14	0,00
81	L	-0,09	-0,04	-0,02	0,03	-0,07	0,00	-0,09	0,00
82	L	0,31	-0,04	0,41	0,01	-0,03	-0,04	0,31	0,00
83	L	0,37	-0,04	0,47	0,01	-0,03	-0,04	0,37	0,00
84	L	0,48	-0,04	0,59	0,01	-0,03	-0,06	0,48	0,00
85	G	0,45	-0,04	0,56	0,01	-0,04	-0,05	0,45	0,00

86	L	0,55	-0,04	0,68	0,01	-0,04	-0,06	0,55	0,00
87	G	0,45	-0,04	0,57	0,01	-0,04	-0,05	0,45	0,00
88	L	0,47	-0,04	0,59	0,01	-0,04	-0,05	0,47	0,00
89	G	0,43	-0,04	0,55	0,01	-0,04	-0,05	0,43	0,00
90	G	0,48	-0,04	0,61	0,01	-0,04	-0,06	0,48	0,00
91	G	0,39	-0,04	0,50	0,01	-0,04	-0,05	0,39	0,00
92	G	0,47	-0,04	0,60	0,01	-0,04	-0,06	0,47	0,00
93	L	0,54	-0,04	0,67	0,01	-0,04	-0,06	0,54	0,00
94	L	0,55	-0,04	0,68	0,01	-0,04	-0,06	0,55	0,00
95	L	0,61	-0,04	0,75	0,01	-0,04	-0,07	0,61	0,00
96	L	0,44	-0,04	0,56	0,01	-0,04	-0,05	0,44	0,00
97	L	0,32	-0,04	0,43	0,01	-0,04	-0,04	0,32	0,00
98	L	0,31	-0,04	0,41	0,01	-0,04	-0,04	0,31	0,00
99	G	0,30	-0,04	0,41	0,01	-0,04	-0,04	0,30	0,00
100	G	0,45	-0,04	0,57	0,01	-0,05	-0,05	0,45	0,00
101	L	0,60	-0,04	0,74	0,01	-0,05	-0,07	0,60	0,00
102	D	0,56	-0,04	0,70	0,01	-0,04	-0,06	0,56	0,00
103	G	0,45	-0,04	0,58	0,01	-0,05	-0,05	0,45	0,00
104	G	0,47	-0,04	0,60	0,02	-0,05	-0,06	0,47	0,00
105	G	0,47	-0,04	0,60	0,02	-0,05	-0,06	0,47	0,00
106	D	0,50	-0,04	0,63	0,02	-0,05	-0,06	0,50	0,00
107	G	0,37	-0,04	0,49	0,02	-0,05	-0,05	0,37	0,00
108	D	0,63	-0,04	0,78	0,02	-0,06	-0,07	0,63	0,00
109	D	0,65	-0,04	0,80	0,02	-0,06	-0,07	0,65	0,00
110	G	0,47	-0,04	0,68	0,02	-0,12	-0,06	0,47	0,00
111	G	0,38	-0,04	0,58	0,02	-0,12	-0,05	0,38	0,00
112	G	0,41	-0,04	0,62	0,02	-0,12	-0,06	0,41	0,00
113	G	0,00	-0,04	0,90	1,26	-2,13	0,00	0,00	0,00
114	L	-0,02	-0,04	0,90	1,25	-2,13	0,00	-0,02	0,00
115	L	-0,01	-0,04	0,92	1,25	-2,13	0,00	-0,01	0,00
116	G	-0,13	-0,04	0,02	0,04	-0,16	0,00	-0,13	0,00
117	L	0,19	-0,04	1,36	2,05	-3,19	0,01	0,19	0,00
118	D	0,15	-0,04	0,21	0,00	0,00	-0,02	0,15	0,00

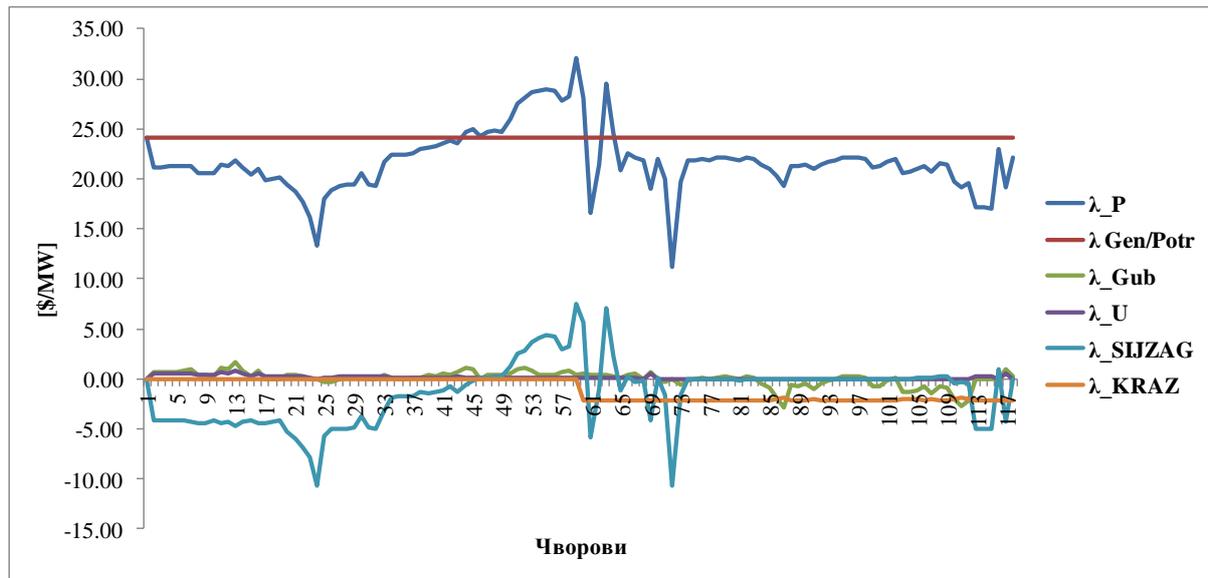
7.4 Компоненте LMP-ова активних и реактивних снага за сва четири случаја дефинисана у Поглављу 1.4 за IEEE тест систем од 118 чворова



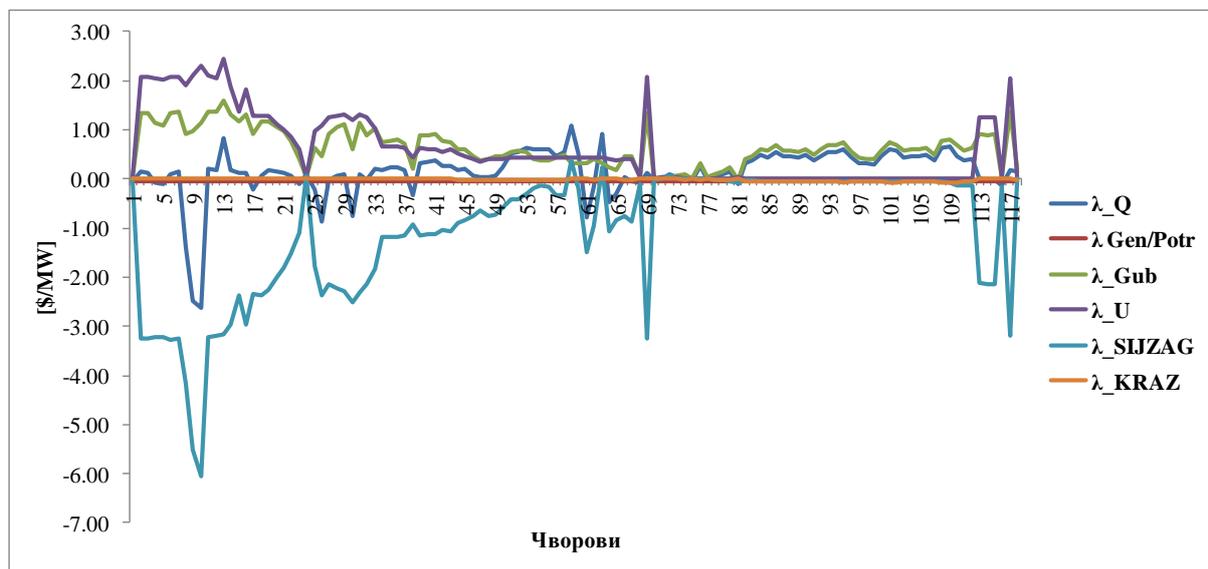
Слика 7.3: Компоненте LMP-ова активне снаге за Случај 1.



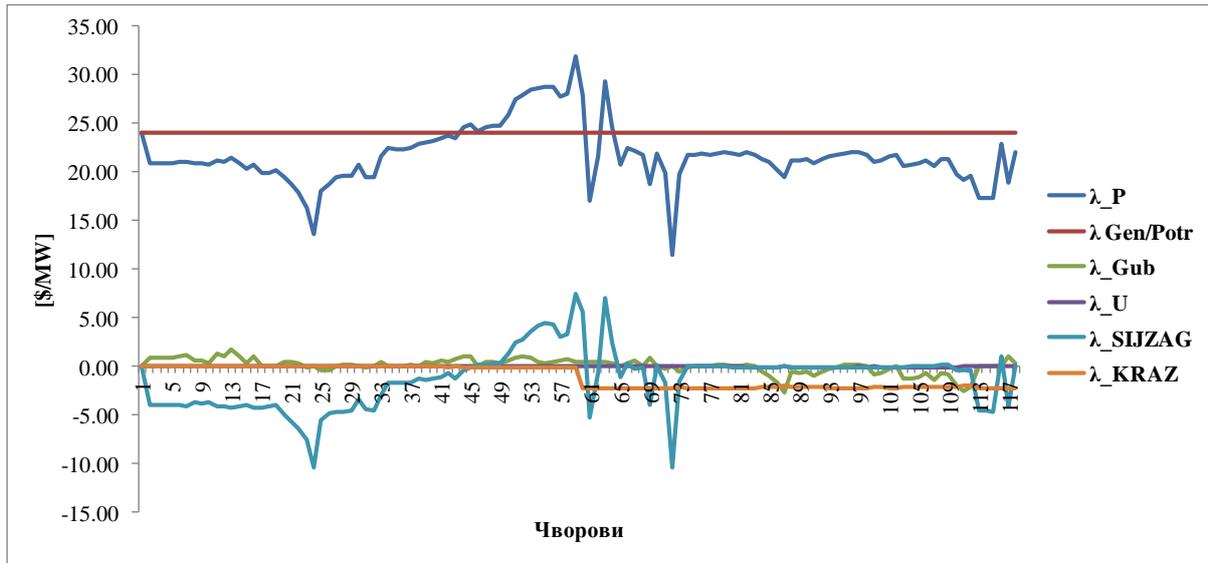
Слика 7.4: Компоненте LMP-ова реактивне снаге за Случај 1.



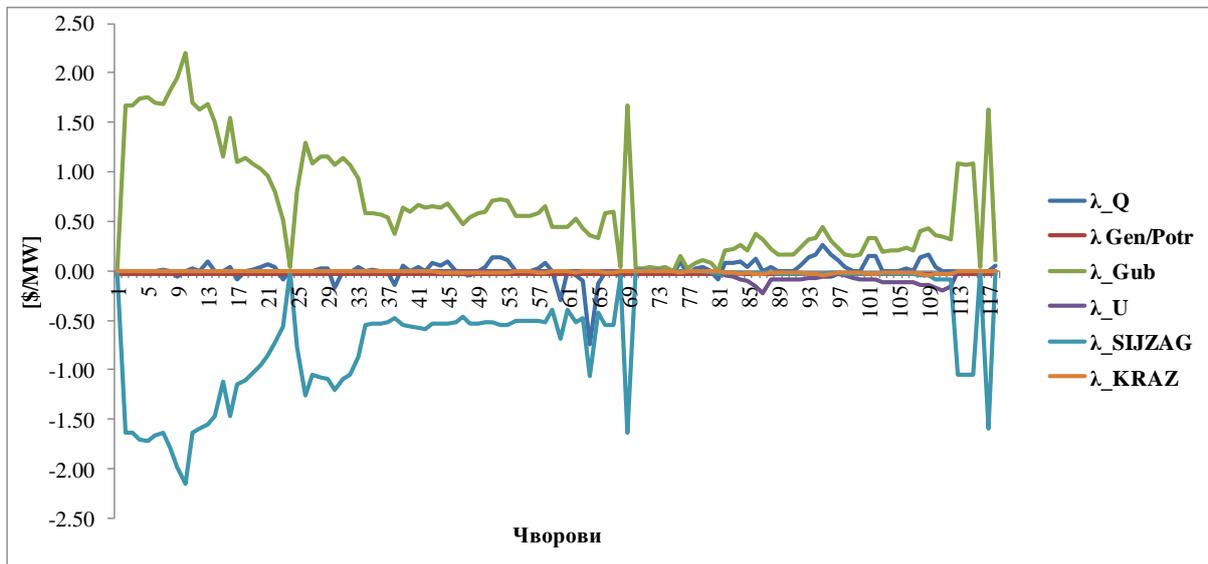
Слика 7.5: Компоненте LMP-ова активне снаге за **Случај 2.**



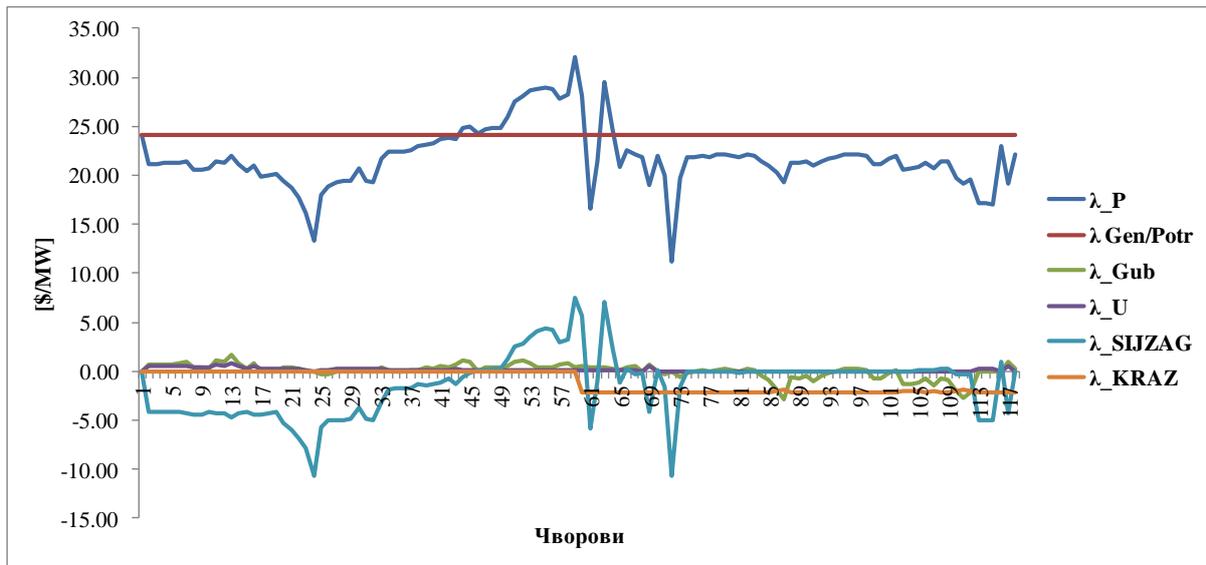
Слика 7.6: Компоненте LMP-ова реактивне снаге за **Случај 2.**



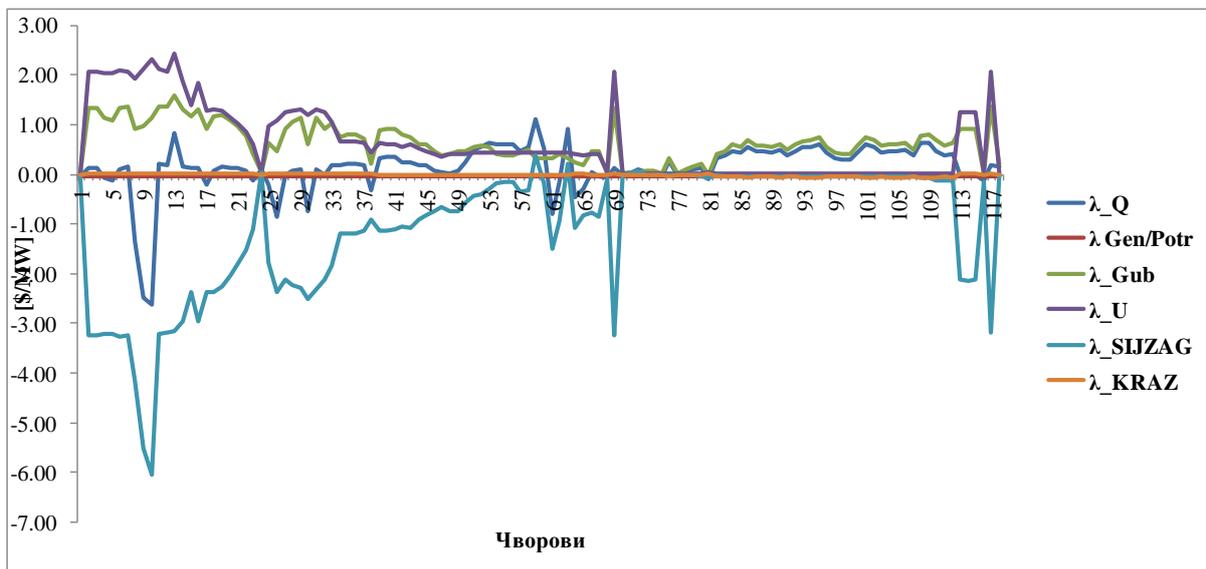
Слика 7.7: Компоненте LMP-ова активне снаге за Случај 3.



Слика 7.8: Компоненте LMP-ова реактивне снаге за Случај 3.



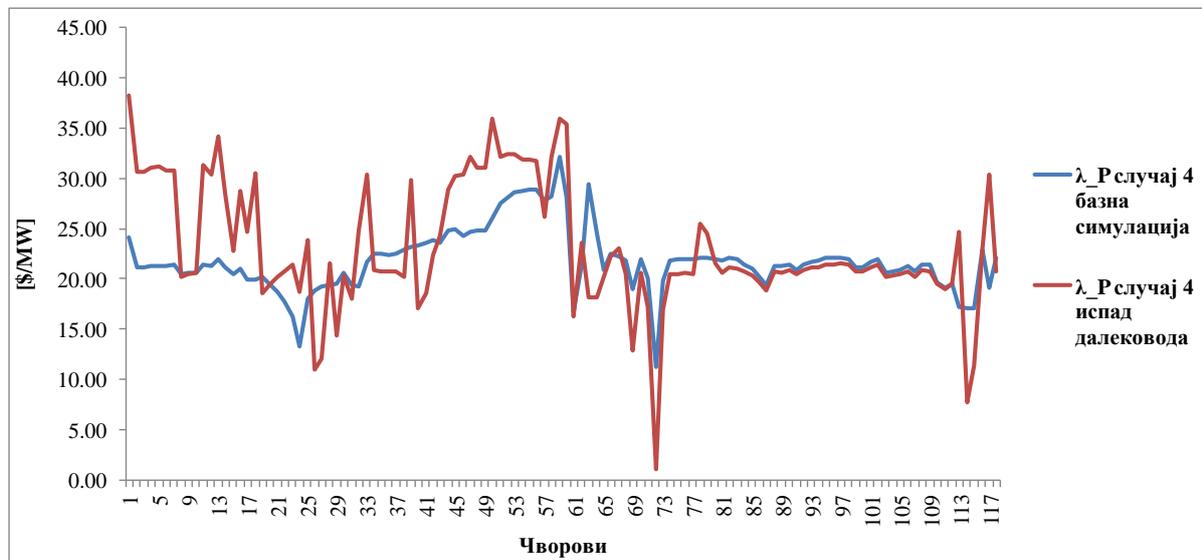
Слика 7.9: Компоненте LMP-ова активне снаге за Случај 4.



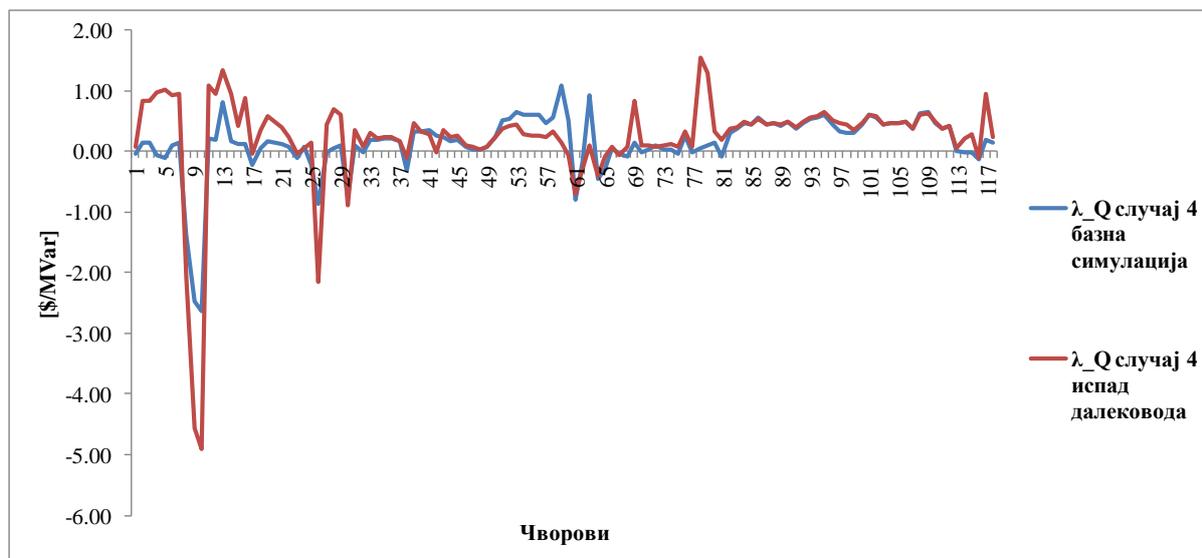
Слика 7.10: Компоненте LMP-ова реактивне снаге за Случај 4.

7.5 Упоредни приказ компонента LMP-ова активних и реактивних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом IEEE тест система од 118 чворова

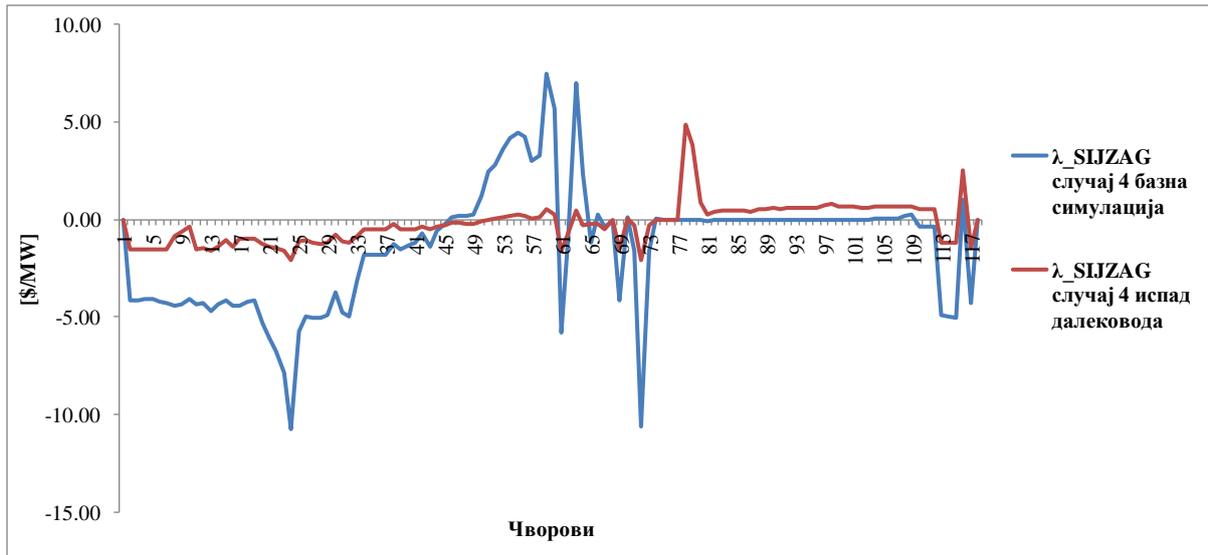
Анализиран је случај испада преносног вода између чворова 5 и 8.



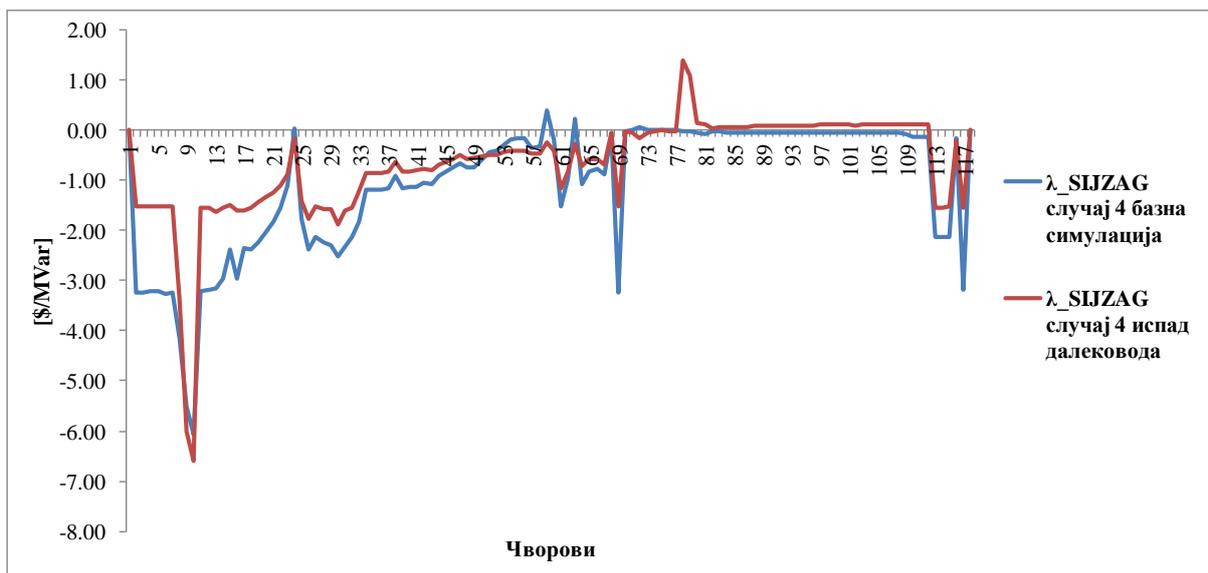
Слика 7.11: Упоредни приказ компонента LMP-ова активних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8.



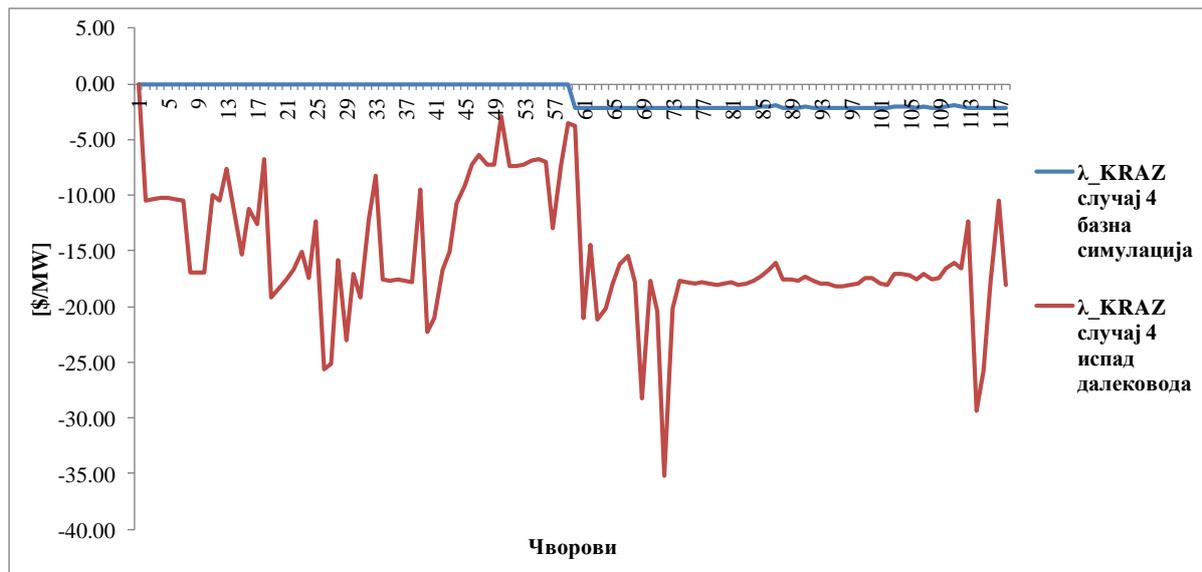
Слика 7.12: Упоредни приказ компонента LMP-ова реактивних снага за Случај 4 у базном стању и са испадом преносног вода 5-8.



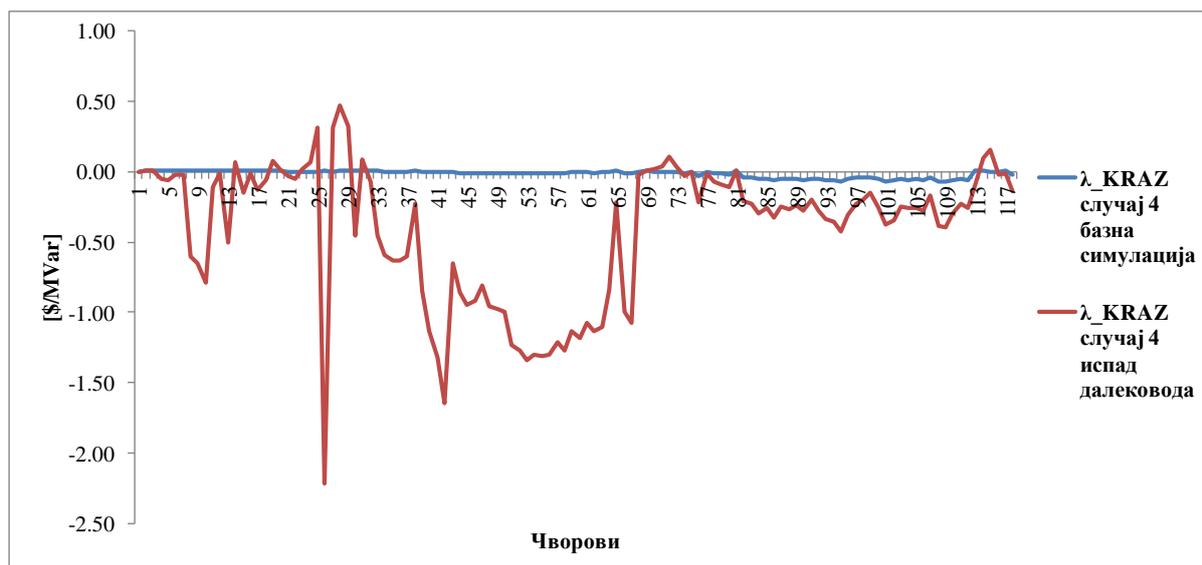
Слика 7.13: Упоредни приказ компонента LMP-а загушења (преносне привидне снаге) у цени активних снага за **Случај 4** у базном стању и са испадом преносног вода 5-8.



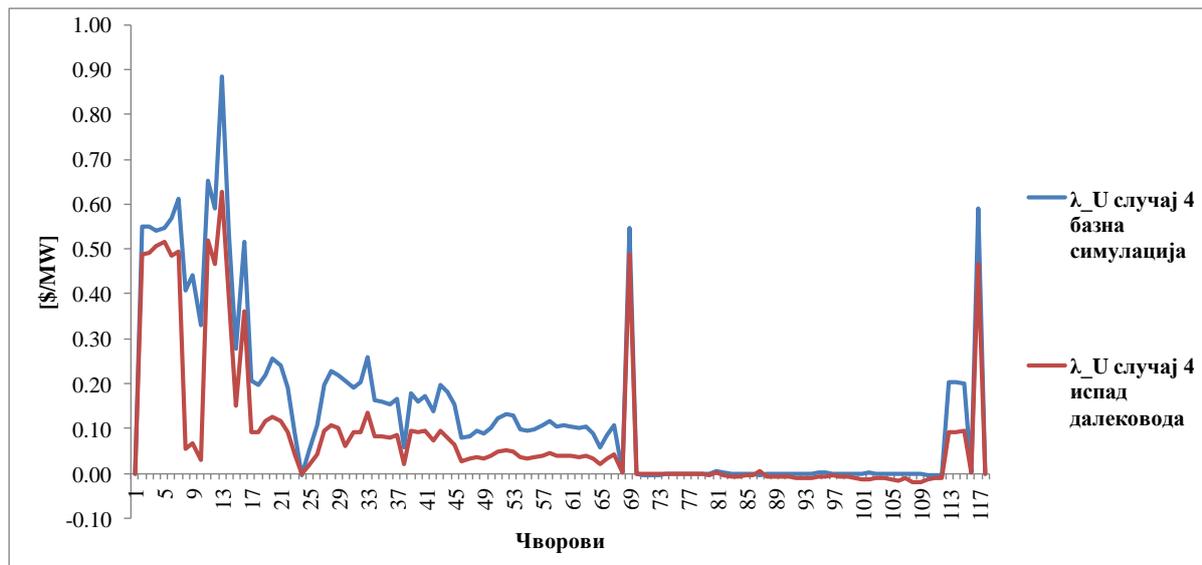
Слика 7.14: Упоредни приказ компонента LMP-а загушења (преносне привидне снаге) у цени реактивних снага за **Случај 4** у базном стању и са испадом преносног вода 5-8.



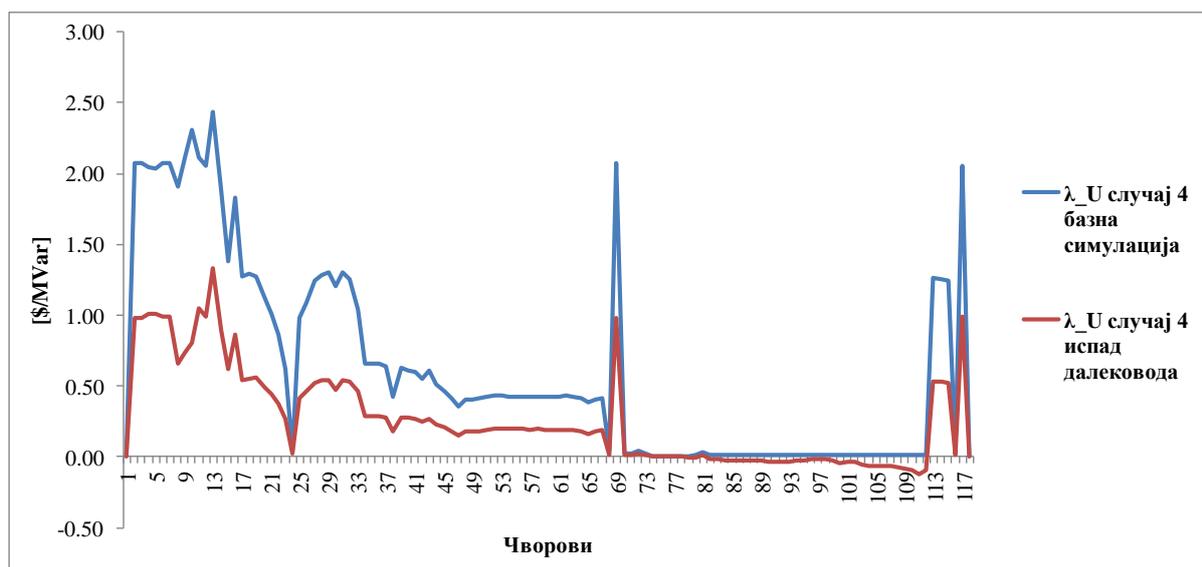
Слика 7.15: Упоредни приказ компонента LMP-а размене снаге у цени активних снага за **Случај 4** у базном стању и са испадом преносног вода 5-8.



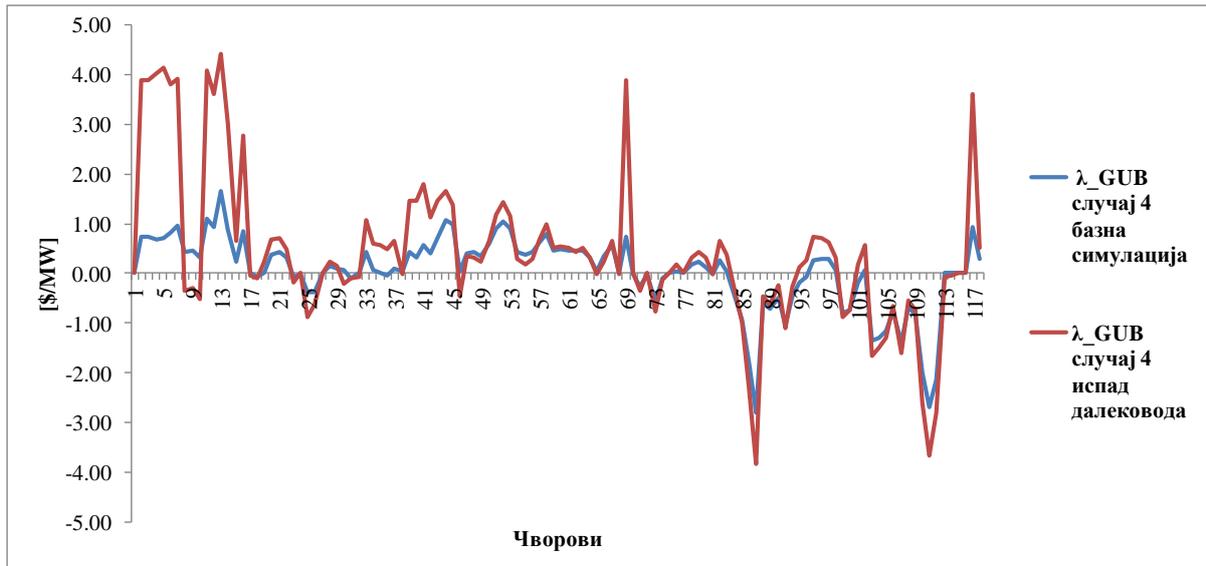
Слика 7.16: Упоредни приказ компонента LMP-а размене снаге у цени реактивних снага за **Случај 4** у базном стању и са испадом преносног вода 5-8.



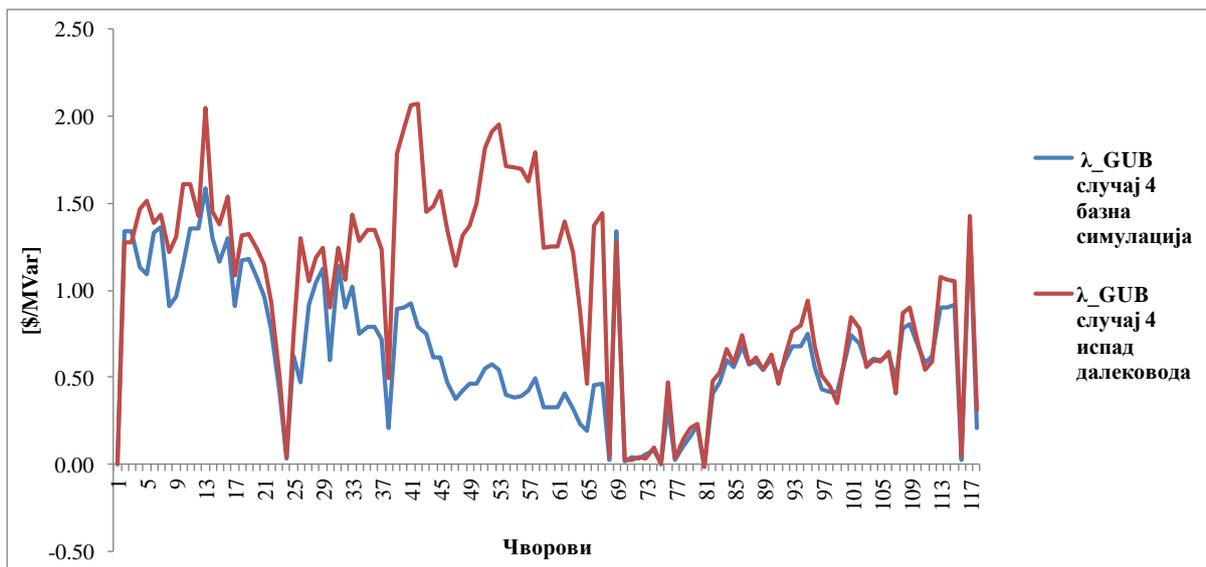
Слика 7.17: Упоредни приказ компонента LMP-а напонског ограничења у цени активних снага за **Случај 4** у базном стању и са испадом преносног вода 5-8.



Слика 7.18: Упоредни приказ компонента LMP-а напонског ограничења у цени реактивних снага за **Случај 4** у базном стању и са испадом преносног вода 5-8.



Слика 7.19: Упоредни приказ компонента LMP-а губитака активне снаге у цени активних снага за **Случај 4** у базном стању и са испадом преносног вода 5-8.



Слика 7.20: Упоредни приказ компонента LMP-а губитака активне снаге у цени реактивних снага за **Случај 4** у базном стању и са испадом преносног вода 5-8.