

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE
Enerģētikas un elektrotehnikas fakultāte
Enerģētikas institūts

Romāns PETRIČENKO

Doktora studiju programmas „Enerģētikas un elektrotehnikas” doktorants

**ENERGOSISTĒMAS VIEDAS
AUTOMĀTIKAS ANALĪZE UN SINTĒZE**

Promocijas darbs

Zinātniskie vadītāji
Dr. habil. sc. ing., profesors
V. ČUVIČINS
Dr. habil. sc. ing., profesors
A. SAUHATS

Rīga 2014

R. Petričenko. Energosistēmas viedas automātikas analīze un sintēze. Promocijas darbs – R.: RTU, 2014. – 182 lpp.

Iespiests saskaņā ar RTU Promocijas padomes P-05 (Enerģētika) 2014. gada 17.marta lēmumu Nr. 6/14 0



Šis darbs izstrādāts ar Eiropas Sociālā fonda atbalstu projektā «Atbalsts RTU doktora studiju īstenošanai».

**PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTĒ
INŽENIERZINĀTŅU DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI**

Promocijas darbs inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2014. gadā 17. aprīlī Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātē, Kronvalda bulvārī 1, 117. auditorijā.

OFICIĀLIE OPONENTI

Dr. sc. ing. **Kārlis Briņķis**,
Fizikas Enerģētikas institūts

Dr.sc.ing. **Kristina Lebedeva**,
Enerģijas resursu laboratorijas pētniece, Fizikālās Enerģētikas institūts

Vadošais pētnieks, Dr. sc. ing. **Arturas Klementavicius**
Lietuvas enerģētikas institūts

APSTIPRINĀJUMS

Es apstiprinu, ka esmu izstrādājis doto promocijas darbu, kas iesniegts izskatīšanai Rīgas Tehniskajā universitātē inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai. Promocijas darbs nav iesniegts nevienā citā universitātē zinātniskā grāda iegūšanai.

Romāns Petričenko (Paraksts)

Datums

Promocijas darbs uzrakstīts latviešu valodā, darbs satur ievadu, 4 nodaļas, secinājumus, kā arī literatūras sarakstu. Darba kopējais apjoms ir 182 datorsalikuma lappuses (tajā skaitā pielikums, kas sastāv no 113 lappusēm). Darbā iekļautas 4 tabulas un 32 attēli. Literatūras sarakstā iekļauti 122 izmantotās literatūras avoti.

PATEICĪBAS

Es izsaku pateicību sava promocijas darba vadītājiem, Rīgas Tehniskās universitātes Energosistēmu vadības un automatizācijas katedras profesoram *Vladimiram ČUVIČINAM* un Rīgas Tehniskās universitātes Energosistēmu vadības un automatizācijas katedras vadītājam *Antanam SAUHATAM* par atbalstu, palīdzību darba izstrādāšanas laikā, nozīmīgiem un vērtīgiem padomiem.

Vēlos izteikt pateicību Rīgas Tehniskās universitātes Energosistēmu vadības un automatizācijas katedras docentam Nikolajam Gurovam par vērtīgiem padomiem darba izstrādāšanas laikā.

Vēlos atzīmēt RTU Rīgas Tehniskās universitātes Energosistēmu vadības un automatizācijas katedras asociēto profesori, Dr. habil. sc. Ing. Ingu Zicmani un Dr.sc.ing Vadimu Strelkovu par palīdzību pētniecisko publikāciju izpildījuma laikā.

Vēlos milzīgi pateikties savai sievai un vecākiem par sapratni, ticību, pacietību, palīdzību un atbalstu promocijas darba laikā.

SATURS

Izmantoto terminu un saīsinājumu skaidrojums.....	7
Izmantoto attēlu saraksts	8
Izmantoto tabulu saraksts	9
1. Darba vispārējais raksturojums	10
1.1. Darba aktualitāte.....	10
1.2. Darba mērķis un uzdevumi.....	11
1.3. Promocijas darba zinātniskā novitāte	12
1.4. Izmantotās metodes un rīki.....	13
1.5. Promocijas darba praktiskā nozīme.....	13
1.6. Promocijas darba aizstāvējamās pamattēzes	13
1.7. Autora personiskais ieguldījums veiktajos pētījumos	14
1.8. Pētījumu rezultātu aprobācija	14
1.9. Promocijas darba forma, struktūra un saturs	17
2. Viedās atslodzes pēc frekvences sistēmas izstrāde.....	18
2.1. Ievads.....	18
2.2. Viedo tīklu (skaitītāju) pieejas pielietošana pretavāriju automātikas sistēmā.....	19
2.3. Pētījuma piemērs	21
2.4. Secinājumi	23
3. Atslodzes pēc frekvences sistēmas lielās energoapvienībās.....	25
3.1. Ievads.....	25
3.2. Atslodze pēc frekvences kā līdzeklis dziļa frekvences krituma novēršanai.....	26
3.3. Galvenie automātiskās atslodzes pēc frekvences sistēmas parametri	26
3.4. Frekvences izmaiņas rakstura analīzes mērķis energosistēmas avārijas situācijas laikā	27
3.5. Frekvences izmaiņas rakstura analīze dažādiem AAF algoritmiem.....	29
3.6. Secinājumi	35
4. Ierosmes sistēmas parametru ietekme uz energosistēmas stabilitāti.....	36
4.1. Ievads.....	36
4.2. Stabilitātes analīzes metodoloģija	36
4.3. Ķeguma HES ierosmes sistēmas apraksts	37
4.4. PSS parametru ietekme uz regulēšanas procesa dinamiku.....	38

4.5.	Ierosmes sistēmas optimizācija	39
4.6.	Adaptīva pieeja ierosmes sistēmas regulēšanai	42
4.7.	Secinājumi	45
5.	Rotējošo rezervju sadale, izmantojot spēļu teoriju	46
5.1.	Ievads.....	46
5.2.	Problēmas nostādne	47
5.3.	Piedāvātā primārās rezerves sadales metode	50
5.4.	Ienākuma sadalīšanas pieeja.....	52
5.5.	Pētījuma piemērs	53
5.6.	Iespējamā ikgadējā ienākuma skaitliskā aprēķina piemērs	56
5.7.	Secinājumi	57
6.	Rekomendācijas turpmākam darbam	58
	Literatūras saraksts	59
	Pielikumi.....	69

Izmantoto terminu un saīsinājumu skaidrojums

AAF	Automātiskā atslodze pēc frekvences
AE	Apvienotā energosistēma
ARI	Automātiskā rezerves ieslēgšana
EEK	Energosistēmas efektivitātes kritēriji
ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators of Electricity)	Eiropas tīklu pārvades sistēmas operatoru organizācija
HES	Hidroelektrostacija
IPS/UPS (Interconnected Power Systems/Unified Power System)	Krievijas un bijušo Padomju Savienības valstu Vienotā energosistēma
PA	Pretavāriju automātika
PSS (Power System Stabilizer)	Energosistēmas stabilizators
RA	Releju aizsardzība
TEC	Termoelektrocentrāle
V-AAF	Viedā automātiskā atslodze pēc frekvences
VM	Viedā mērīšana (Smart Metering)

Izmantoto attēlu saraksts

Att. 2.1. Apvienoto enerģorajonu vienkāršota shēma ar viedo mērīšanas sistēmas tehnoloģiju.....	19
Att. 2.2. Frekvences izmaiņas raksturs pie dažāda tipa atslodzes automātikas.....	21
Att. 2.3. Frekvences izmaiņas raksturs kaskādes tipa avārijas situācijas gadījumā.....	23
Att. 3.1. Energosistēmas frekvences izmaiņa AAF darbības laikā.....	27
Att. 3.2. Sinhronie apgabali Eiropā.....	28
Att. 3.3. Vienas AAF-I pakāpes modeļa struktūra.....	28
Att. 3.4. frekvences izmaiņas raksturs pie 5% (1) un 10% (2) aktīvās jaudas deficīta.....	30
Att. 3.5. Frekvences izmaiņas raksturs pie 10.8% aktīvās jaudas deficīta.....	30
Att. 3.6. Frekvences izmaiņas raksturs pie 26.7% aktīvās jaudas deficīta.....	31
Att. 3.7. Frekvences izmaiņas raksturs pie 5% (1), 10% (2) un 15% (3) aktīvās jaudas deficīta	32
Att. 3.8. Frekvences izmaiņas raksturs pie 5% (1), 7.5% (2) un 8.9% (3) aktīvās jaudas deficīta Baltijas valstīs	33
Att. 3.9. Frekvences izmaiņas raksturs pie 26.7% (1) un 27.5% (2) aktīvās jaudas deficīta	34
Att. 3.10. Frekvences izmaiņa laikā trešajam modelēšanas gadījumam (abas sistēmas darbojas ar dažādu frekvenci)	34
Att. 4.1. Vienkāršota ierosmes sistēmas shēma.....	36
Att. 4.2. Spriegums UG, aktīvā jauda PG un slodzes leņķis δ uz Ķeguma HES kopnēm trīsfāžu īsslēguma laikā.....	37
Att. 4.3. Ierosmes sistēmas APB-СДПІІ bloku diagramma	38
Att. 4.4. Vienkāršots Ķeguma HES modelis	38
Att. 4.5. Mērķa funkcijas A2 izmaiņas dažādiem koeficientu variantiem īsslēguma laikā	41
Att. 4.6. Ķeguma HES ģenerators sprieguma izmaiņa atkarībā no regulēšanas koeficientu kombinācijas	41
Att. 4.7. Ķeguma HES ģenerators frekvences izmaiņa atkarībā no regulēšanas koeficientu kombinācijas	42
Att. 4.8. Apvienoto elektrostaciju vienkāršota shēma.....	43

Att. 4.9. Mērķa funkcijas A2 izmaiņas dažādiem koeficientu variantiem īsslēguma laikā	43
Att. 4.10. Ķeguma HES ģenerators sprieguma izmaiņa atkarībā no regulēšanas koeficientu kombinācijas.....	43
Att. 4.11. Ķeguma HES ģenerators frekvences izmaiņa atkarībā no regulēšanas koeficientu kombinācijas.....	45
Att. 5.1. Apvienoto energosistēmu vienkāršota diagramma.....	47
Att. 5.2. Primārajā frekvences regulēšanā iesaistīto apvienoto elektrostaciju vienkāršota shēma.....	50
Att. 5.3. Jaudas indikatoru parametru struktūra.....	51
Att. 5.4. Spēlētāju ienesīgums dažādās situācijās.....	54
Att. 5.5. AE kopējā ģenerētā jauda dažādās situācijās.....	55
Att. 5.6. Spēlētāju ģenerētā jauda dažādās situācijās.....	56
Att. 5.7. Spēlētāju minimālā aktīvās jaudas ģenerācijas vērtība dažādās situācijās.....	56
Att. 5.8. Spēlētāju primārā rezerve dažādās situācijās.....	57

Izmantoto tabulu saraksts

Tabula 2.1. Tīkla stāvoklis.....	22
Tabula 4.1. Ķeguma HES ierosmes sistēmas optimizācijas izpētei izmantotie koeficientu varianti	40
Tabula 5.1. Spēlētāju parametri pirms optimizācijas.....	53
Tabula 5.2. Ienesīgums dažādās situācijās un ienākuma sadalījuma rezultāti.....	54

1. Darba vispārējais raksturojums

1.1. Darba aktualitāte

Tādi energosistēmas faktori, kā ekonomiskas efektivitātes un drošuma paaugstināšana, ietekmes uz vidi un ilgtspējas problēmas samazināšana kopīgi strādājošām enerģiju ražojošām un patērējošām sistēmām iegūst īpašu aktualitāti sakarā ar elektroenerģētikas sistēmu dinamisku attīstību un sarežģīšanu, pilsētu pieaugumu, jaunu infrastruktūru parādīšanos. Iepriekšminēti faktori nepieļauj pat īslaicīgus energoapgādes pārtraukumus [1-5]. Par šo nopietno faktu liecina daudzu energosistēmu liela mēroga avārijas, kas rada milzīgus zaudējumus un pat cilvēku upurus. Tiek novērots enerģijas ražošanas izdevumu pieauguma tendence. Pat attīstīto valstu miljoniem iedzīvotājiem elektroenerģija vēl arvien nav pieejama. Ražošanas efektivitātes paaugstināšanas mērķis un elektroenerģijas sadale noved līdz energosistēmu restrukturizācijas un tirgus noteikumu izmantošanas rīku pielietošanai [6-10]. Taču eksistē dilemma starp drošumu, ietekmi uz vidi, ilgtspēju un efektivitāti. Savukārt, lai paaugstinātu energosistēmas ilgtspēju apmierinoša līmeņa ir nepieciešamas būtiskas izmaksas.

Dažādu veidu rezervju, pretavāriju automātikas sistēmas uzturēšana, līnijas caurlaides spējas paaugstināšana, aparatūras pārbaude un atjaunošana, atjaunojamo enerģijas avotu būvniecība pieprasa lielas izmaksas. Ekonomiskās efektivitātes, drošuma un ietekmes uz vidi un ilgtspējas rādītāju (šo rādītāju kopu tālāk sauksim par energosistēmas efektivitātes kritērijiem (EEK)) apmierinoša līmeņa uzturēšanas uzdevums tiek risināts nepārtraukti mainīgos nosacījumos. Sen zināms, ka energosistēmu funkcionēšanas nosacījumu izmaiņu procesi attīstās ar ātrumu, kas aptver ievērojami plašu laika diapazonu. No viļņu procesiem, kas attīstās laikā, kuru mēra mikrosekundēs un līdz jaunu jaudu ievadīšanas procesiem un patēriņam, kad procesu norises laiks var ilgt gadiem. Atkarībā no energosistēmu funkcionēšanas nosacījumu izmaiņu ātruma mainās arī EEK līmeņa sasniegšanas rīki. Ātru procesu rašanās gadījumā cilvēks nespēj pieņemt atbilstošu, racionālu vadības lēmumu. Vadības iedarbība tiek ģenerēta automātiski. Izskatot lēnos procesus, pamatotu lēmumu pieņemšanai ir iespējams veikt sarežģītus aprēķinus, procesu modelēšanu, jo var nerēķināties ar laiku, kurš ir nepieciešams aprēķinu sagatavošanai un veikšanai. Dotajā promocijas darbā aprobežojamies ar ātriem norisināšanās procesiem, kad lēmumi par vadības iedarbes ģenerēšanu tiek pieņemti ar automātikas līdzekļiem. Lielu tehnisko un ekonomisko efektu dod viedo tīklu tehnoloģijas izmantošana energosistēmas vadībā [11-14]. Enerģētikā, tāpat kā citos inženierijas virzienos, svarīgu vietu ieņem informācija. Attiecīgi ar informācijas

tehnoloģijas attīstību, rodas iespēja pilnveidot dažādus enerģētikas virzienus. Viedo tīklu tehnoloģijas izmantošana, dod iespēju saņemt nepieciešamu informāciju pretavārijas automātikai. Promocijas darbā tika sintezēta un analizēta viedā vadības sistēmas automātika.

Tirgus nosacījumu ieviešana energosistēmu operatīvās vadības režīmiem praksē izraisa pretrunas starp centieniem nodrošināt pretrunīgus EEK. Piemēram, tiecoties paaugstināt ekonomisko efektivitāti, var nonākt līdz rekomendācijām palielināt pieļaujamās līniju transformatoru, augstsprieguma līniju un citu iekārtu pārslodzes, kas samazinās statiskās, dinamiskās un termiskās stabilitātes nosacījumu izpildes rezerves, var rekomendēt izmantot tikai fosilo kurināmo, kas vēl palielinās enerģijas ražošanas ietekmi uz vidi.

Var apgalvot, ka mūsdienīgas energosistēmas vadība notiek risinot optimizācijas daudzkritēriju uzdevumus. Vadībai vienlaicīgi ir vismaz četri mērķi:

1. ekonomiskās efektivitātes paaugstināšana;
2. drošuma līmeņa paaugstināšana;
3. ietekmes uz vidi samazināšana;
4. ilgtspējas palielināšana.

Šo mērķu sasniegšanai ir veltīti ļoti daudz darbu un izstrādāti daudzi rīki. Ievērojamu ieguldījumu šajā virzienā ienesa arī Latvijas zinātnieki: Jānis Bubenko, Venjamins Fabrikants, Jēkabs Kuzmins, Jānis un Voldemārs Putniņi, Jānis Gerhards, Zigurds Krišāns, Jēkabs Barkāns, Antans Sauhats, Vladimirs Čuvičins, Anatolijs Maņitko, Kārlis Brinkis, Vilnis Krēslīņš. Enerģētikas problēmu sarežģītība un tehnisko resursu ierobežotība, iespējams, bija par iemeslu tam, ka vairākums no 20. gadsimtā veiktajiem zinātniskajiem darbiem aprobežojas ar stipri vienkāršotām optimizācijas uzdevumu nostādņēm. Parasti no nosauktajiem mērķiem tika izvēlēts viens vai divi, bet pārēji tika pārvesti ierobežojumu klasē.

Dotajā darbā izvirzītais mērķis virzīts uz vienlaicīgu visu nosaukto mērķu sasniegšanu un, tādejādi, ir aktuāls. Šādai problēmas nostādnei par pamatu kalpo jauna energosistēmas un patērētāju vadības metožu un rīku kopa, kuru, sākot no 21. gadsimta, sauc par Viedo tīklu (Smart grid) tehnoloģijām. Daļa no šīm tehnoloģijām kļuva par apskatāmā promocijas darba pētījumu objektu [15-33].

1.2. Darba mērķis un uzdevumi

Darba mērķis ir energoapgādes efektivitātes un drošuma līmeņa paaugstināšana, ietekmes uz vidi samazināšana un ilgtspējas nodrošināšana. Lai sasniegtu uzstādīto mērķi, darbā atrisināti šādi uzdevumi:

1. Veikts viedo tīklu tehnoloģiju un to izmantošanas virzienu analītiskais apskats [1-13, 34-42].
2. Sintezēts centralizētas frekvences atslodzes automātikas algoritms un shēma. Jaunā algoritma un shēmas pamatā izmantotas viedo tīklu tehnoloģijas.
3. Pamatota jauna frekvences regulēšanas metode. Metode izmanto vairāku ģeneratoru koalīciju. Pierādīta iespēja iegūt papildus ienākumus, kuru sadalei piedāvāta Šeiplija vektora pieejas izmantošana.
4. Šeiplija vektora komponentu aprēķiniem sintezēta un pārbaudīta specializēta programmatūra (Matlab/Simulink vidē).
5. Jaunās frekvences regulēšanas metodes pārbaudei izvēlēti piemēri ar 3 un 5 ģeneratoru (staciju) piedalīšanos. Aprēķināti papildus ienākumi energosistēmai ar parametriem, kas tuvi Latvijas energosistēmai.
6. Veikta hidroģeneratoru stabilitātes analīze un sintezēta specializēta programmatūra stabilizatoru iestatījumu izvēlei.
7. Veikta frekvences avāriju norises analīze lielām apvienotām energosistēmām ar dažādiem frekvences atslodzes automātikas darbības principiem.

1.3. Promocijas darba zinātniskā novitāte

1. Pamatots pilnīgi jauns frekvences atslodzes automātikas algoritms un shēma. Pierādīta algoritma efektivitāte frekvences avāriju likvidācijas gaitā.
2. Sintezēta pilnīgi jauna energosistēmas frekvences regulēšanas metode. Metodes pamatā ir izmantota vienlaicīgi jaunā matemātiskā metode (kooperatīvo spēļu teorija un Šeiplija sadalījums) un viedo tīklu tehnoloģijas.
3. Sintezēti energosistēmas frekvences atslodzes automātikas un centralizētās ģeneratoru rezerves modeļi, tie realizēti Matlab/Simulink vidē un veikta modeļu un programmu verifikācija.
4. Pierādīta centralizēto (izmantojot viedo tīklu tehnoloģijas) energosistēmas frekvences regulēšanas automātiku efektivitāte, iespēja saņemt papildus ienākumus un palielināt drošuma līmeni.
5. Hidroģeneratoru stabilitātes analīzei sintezēti un pārbaudīti modeļi un to realizācijas algoritmi.

1.4. Izmantotās metodes un rīki

1. Izmantots Matlab/Simulink programmatūru komplekss.
2. Energosistēmas elementu modelēšanai izmantoti diferenciālie vienādojumi un to atrisināšanas metodes realizētas Matlab/Simulink vidē.
3. Izmantoti spēļu teorijas paņēmieni, pirmkārt, Šeiplija sadalījums.

1.5. Promocijas darba praktiskā nozīme

1. Piedāvātā frekvences regulēšanas metode var tikt izmantota Latvenergo un privāto Latvijas elektrisko staciju konkurentsipējas paaugstināšanai un var dot ekonomisko efektu simtos tūkstošos latu.
2. Neskatoties uz to, ka piedāvātās frekvences atslodzes automātikas realizācija prasa būtiskus ieguldījumus un koordināciju ar kaimiņvalstu enerģosistēmām, var apgalvot, ka realizācijas iespējas un efektivitāte pieaugs tuvākā nākotnē līdz ar sakaru kanālu un viedo tehnoloģiju apjoma pieaugšanu enerģosistēmās.
3. Frekvences avāriju modelēšanas rezultāti tika izmantoti Eiropas Savienības finansētajā projektā ICOEUR Eiropas Savienības un Krievijas enerģosistēmu apvienošanas iespēju analīzei un nepieciešamo pasākumu izstrādei.
4. Modernas frekvences atslodzes automātikas ieviešana var būt realizēta pakāpeniski (pamatots ar aprēķiniem). Šī iespēja ir ļoti svarīga, lai nodrošinātu automātikas modernizāciju.
5. Ķeguma hidroelektrostacijas (HES) stabilizatoru iestatījumu izvēles metodika var būt izmantota ģeneratoru stabilitātes līmeņa paaugstināšanai.

1.6. Promocijas darba aizstāvējamās pamattēzes

Pierādīts, ka, izmantojot viedo tīklu tehnoloģijas, ir iespēja izveidot:

1. Jaunu enerģosistēmas frekvences regulēšanas metodi, kura, pateicoties ģenerējošo kompāniju koalīcijas dibināšanai un viedo tīklu tehnoloģiju pielietošanai, nodrošina efektīvu ģeneratoru vadību un papildus ekonomisko efektu.

2. Jaunu energosistēmas frekvenču avāriju novēršanas un likvidācijas automātiku, kura, izmantojot ātrdarbības sakaru kanālus un viedo mērījumu sistēmu, nodrošina avāriju attīstīšanās novēršanu un seku likvidāciju.
3. Veikt lielo energosistēmu apvienošanas analīze no frekvences automātikas efektīvas darbības nodrošināšanas iespēju viedokļa. Pierādīta problēmu esamība un to atrisināšanas iespējas.
4. Optimizēt HES stabilizatoru iestatījumu izvēles metodiku ģeneratoru stabilitātes līmeņa paaugstināšanai.

1.7. Autora personiskais ieguldījums veiktajos pētījumos

Aizstāvējamo pamattēžu fundamentu sastāda idejas, kuras tika radītas ciešā sadarbībā ar profesoriem Vladimiru Čuvičinu un Antanu Sauhatu. Aizstāvējamais promociju darbs var būt uzskatīts kā profesoru ilggadējas darbības turpinājums.

Ideju pārbaude, energosistēmas procesu simulācija un modeļi, nepieciešamās programmatūras, skaitliskie eksperimenti un to analīze, rekomendācijas efektīvai pielietošanai pieder personiski promocijas darba autoram.

1.8. Pētījumu rezultātu aprobācija

Pētījumu rezultāti apspriesti 9 starptautiskās konferencēs:

1. The 6th International Conference on Electrical and Control Technologies – ECT2011, “The Influence of Excitation System's Parameters to the Power System Stability”, Kaunas, Lithuania, 5.04-6.04.2011.
2. The 10th International Conference on Environment on Electrical Engineering (EEEIC2011), “Optimization of Excitation System Parameters for Kegums Hydro Power Plant of Latvia”, Rome, Italy, 8.05-11.05.2011.
3. The 7th International Conference on Electrical and Control Technologies – ECT2012, „Application of Smart Grid Technologies in Emergency Automation”, Kaunas, Lithuania, 3.05-4.05.2012.
4. The 3rd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation System, „Smart Load Shedding System”, Aalborg, Denmark, 25.06-28.06.2012.

5. 10th International Scientific Conference "Control of Power Systems 2012 (CPS2012), „Development of Smart Underfrequency Load Shedding System”, High Tatras, Slovakia, 15.05-17.05.2012.
6. 12th International conference on Environment and Electrical Engineering, “Coexistence of different load shedding algorithms in interconnected power system”, Wroclaw, Poland, 5.05-8.05.2013.
7. PowerTech2013 conference, „Underfrequency Load Shedding in Large Interconnection”, Grenoble, France, 16.06-20.06.2013.
8. PowerTech2013 conference, „Spinning Reserve Allocation Using Game Theory”, Grenoble, France, 16.06-20.06.2013.
9. The 2014 International Conference on Circuits, Systems, and Control, “Problems of fast frequency variation control in interconnected power systems”, Interlaken, Switzerland, February 22-24, 2014

Divās konferencēs (12th International conference on Environment and Electrical Engineering un 10th International Scientific Conference "Control of Power Systems 2012") divi darbi “Development of Smart Underfrequency Load Shedding System” un “Coexistence of different load shedding algorithms in interconnected power system” atzīti par labākajiem un apbalvoti ar attiecīgām balvām.

Frekvences regulēšanas metodika un frekvences atslodzes automātikas shēma apspriesta ar „Latvenergo” un „Siltumelektroprojekts” vadošajiem ekspertiem.

Pētījumu rezultāti publicēti 14 starptautiskajos izdevumos:

1. N.Gurovs, **R.Petričenko**, „Sinhronā ģeneratora stabilitātes paaugstināšana ar ierosmes sprieguma regulēšanas metodi”, RTU zinātniskie raksti. 4. sēr., Energētika un elektrotehnika. - 26. sēj., 76-80 lpp. (*EBSCO, ProQuest, Versita, VINITI*).
2. V.Chuvychin, N. Gurov, **R. Petrichenko**, “Optimization of Excitation System Parameters for Kegums Hydro Power Plant of Latvia”, The 10th International Conference on Environment on Electrical Engineering (EEEIC), 8-11 May 2011, Rome, Italy. (*IEEE Xplore, Elsevier's EI Compendex, IET's Inspec, SCOPUS, Thomson Reuters' Web of Science*).
3. V. Chuvychin, **R. Petrichenko**, “Application of Smart Grid Technologies in Emergency Automation”, The 7th International Conference on Electrical and Control

- Technologies 3-4 May 2012, Kaunas, Lithuania, p.135-138 (*indeksēts ISSN 1822-5934*).
4. V. Chuvychin, **R. Petrichenko**, “Smart Load Shedding System”, The 3rd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation System, 25 - 28 June 2012, Aalborg, Denmark, p.64-71 (ISBN 978-1-4673-2022-1, *IEEE Xplorer and EI Compendex*).
 5. V.Chuvychin, N. Gurov, **R. Petrichenko**, A. Dambis “The Influence of Excitation System’s Parameters to the Power System Stability”, “Journal of Energy and Power Engineering” ISSN 1934-8975, USA, vol.6, Nr.7., July 2012 p. 1146-1152 (*EBSCO, CSA, CEPS, OCLC, SummonSerials Solutions*).
 6. V. Chuvychin, **R. Petrichenko**, “Development of Smart Underfrequency Load Shedding System”, “Journal of Electrical Engineering”, Slovakia, VOL. 64, NO. 2, 2013, p.123-127 (*ISSN 1335-3632, Thomson-Reuters SCIE, Scopus Elsevier, INSPEC, IET and ADS Harvard, last impact factor 0.278*).
 7. **R. Petrichenko**, V. Chuvychin, A. Sauhats, “Coexistence of different load shedding algorithms in interconnected power system”, 12th International conference on Environment and Electrical Engineering, 5-8 May, 2013, Wroclaw, Poland (ISBN 978-1-4673-3058-9, *IEEE Xplorer*).
 8. A. Sauhats, V. Chuvychin, V. Strelkovs, **R. Petrichenko**, E. Antonov, “Underfrequency Load Shedding in Large Interconnection”, PowerTech2013 conference, Grenoble, France, 16-20 June 2013 (*IEEE Xplorer*).
 9. **R. Petrichenko**, A. Sauhats, V. Chuvychin, "Spinning Reserve Allocation Using Game Theory", PowerTech2013 conference, Grenoble, France, 16-20 June 2013 (*IEEE Xplorer*).
 10. **R. Petrichenko**, M. Kolcun, M. Novak, „The application of the combined method for selection of optimal excitation parameters”, The 7th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, Košice, Slovak Republic, 18-20 September, 2013.
 11. M. Novak, **R. Petrichenko**, I. Zicmane, “Modeling of excitation system influence to transient stability of power system using PSLF”, The 7th International Scientific Symposium on Electrical Power Engineering, Košice, Slovak Republic, 18-20 September, 2013.
 12. **R. Petrichenko**, A.Sauhats, V. Chuvychin, “Spinning reserve allocation using shapely method”, Riga Technical University 54th International Scientific Conference on

Power and Electrical Engineering, 14-16 October, 2013 (*EBSCO, ProQuest, Versita, VINITI*).

13. V. Chuvychin, A. Sauhats, **R. Petrichenko**, G. Bochkarjova, "Problems of fast frequency variation control in interconnected power systems", The 2014 International Conference on Circuits, Systems, and Control, Interlaken, Switzerland, 22-24 February, 2014(*SCOPUS, EBSCO, Scholar Google* etc). (is accepted).
14. A. Sauhats, E. Kucajevs, D. Antonovs and **R. Petrichenko**. Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power Systems, Chapter 14 "Dynamic Security Assessment and Risk Estimation", Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2014.

1.9. Promocijas darba forma, struktūra un saturs

Promocijas darbs tiek iesniegts aizstāvēšanai zinātnisko rakstu kopa formā. Darbu kopa sastāv no 16 zinātniskajām publikācijām, kuras ir sadalītas četrās grupās:

1. **Pirmā grupa** ir veltīta viedas frekvences avāriju automātikas sintēzei.
2. **Otrajā grupā** apvienoti raksti, kas virzīti lielo energosistēmu frekvences avāriju analīzei, to apvienošanas gadījumā.
3. **Trešajā grupā** tiek prezentēti raksti, kas veltīti sistēmas ģeneratoru stabilizatoru iestatījumu izvēlei.
4. **Ceturtajā grupā** tiek prezentēti raksti, kas veltīti rotējošās rezerves operatīvai vadībai, veidojot ģeneratoru koalīciju.

2. Viedās atslodzes pēc frekvences sistēmas izstrāde

2.1. Ievads

Energosistēmas avārijas situācijas laikā, ko izraisa ģenerējošās jaudas deficīts, pazeminās frekvence. Pazeminātās frekvences dinamikai ģenerācijas deficīta laikā energosistēmā ir ļoti dažāds raksturs. Tas ir atkarīgs no iedarbes lieluma, pretavāriju automātikas (PA) reakcijas, regulatora sistēmas un avārijas situācijas iemesliem [43-51].

Lieli sistēmas darbības traucējumi var izraisīt strauju frekvences kritumu, kas padara neiespējamu ātru regulatoru un tvaika katlu reakciju. Lai atjaunotu frekvenci, ir jāaktivizē slodzes atslēgšana vai rotējošās jaudas rezerves iesaistīšana. Ja regulatora darbība nevar aktivizēt rotējošās rezerves pietiekami ātri, lai atjaunotu sistēmu līdz tās normālai frekvencei, automātiskā atslodze pēc frekvences (AAF) kalpo, kā pēdējais līdzeklis sistēmas sabrukuma novēršanai [52].

Mūsdienu tradicionālā automātiskās atslodzes sistēma praktiski vairumā energosistēmās pie pazeminātas frekvences paredz slodzes daļas atslēgšanu bez laika aiztures vai ar nelielu laika kavējumu. Slodzes atslēgšanas pakāpju skaits (iestatījumi) un atslēdzamās slodzes vērtība ir atšķirīga dažādās energosistēmās. Dažās energosistēmās tiek izmantots frekvences izmaiņas ātrums kā papildus slodzes atslēgšanas faktors [53].

Esošai AAF automātikai ir trūkumi, kas ierobežo pretavāriju automātikas pielāgošanās spēju pazeminātas frekvences situācijas izmaiņai energosistēmā. AAF atslēgšanas frekvences iestatījumi ir izvēlēti dažām specifiskām avārijas situācijām, kas uzskatītas kā visiespējamākās konkrētai energosistēmai. Nav iespējams paredzēt visas situācijas, kas var rasties energosistēmā. AAF darbība būs efektīva tikai konkrētiem aprēķinātajiem avārijas gadījumiem. Atslēdzamās slodzes vērtības izvēle arī ir ļoti aktuāla problēma. Pārmērīgi atslēgta slodze var izraisīt paaugstinātas frekvences situāciju, kas dažkārt var izrādīties daudz bīstamāka par pazeminātu frekvenci [52-56].

Ir nepieciešams izveidot daudz sarežģītāku un adaptīvu automātiskās atslodzes pēc frekvences sistēmu. Problēma ir ļoti aktuāla, sevišķi ņemot vērā starpsistēmu savienojumu izveidošanu. Daudzos rakstos ir aprakstīti mēģinājumi attīstīt adaptīvas atslodzes pēc frekvences sistēmas, izmantojot frekvenci un frekvences izmaiņas ātruma parametrus. Tradicionālās AAF un dažu jaunizveidoto sistēmu trūkums ir tāds, ka atslēdzamās slodzes vērtības dažkārt nesakrīt ar aktīvās jaudas deficīta vērtību. Šis disbalances rezultātā var parādīties paaugstinātas frekvences vai frekvences uzkāšanās situācijas.

Ar strauju informācijas tehnoloģiju attīstību ir iespējams saņemt un apstrādāt lielu informācijas apjomu minimālā laikā.

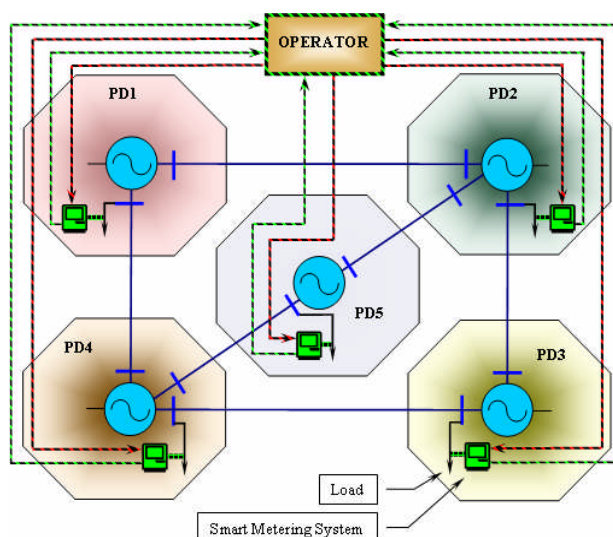
Šis informācijas saņemšanas, pārvades un apstrādes ātrums nepārtraukti palielinās. Tādējādi, daudzas zinātnes nozares, kas tika apturētas ierobežoto informācijas tehnoloģiju iespēju dēļ, sāk strauji attīstīties un pilnveidoties.

Tādējādi, jaunu informācijas tehnoloģiju pielietošana ļauj attīstīt viedu automātiskās atslodzes pēc frekvences sistēmu.

2.2. Viedo tīklu (skaitītāju) pieejas pielietošana pretavāriju automātiskas sistēmā

Šī paragrāfa mērķis ir parādīt viedo tīklu tehnoloģijas integrāciju pretavāriju automātiskā un izpētīt šādas automātiskas darbības procesu. Att. 2.1 ir parādīta vienkāršota energosistēmas shēma. Kā redzams no Att. 2.1, energosistēma sastāv no pieciem enerģorajoniem. Katrā enerģorajonā tiek ģenerēta un patērēta noteikta aktīvās jaudas vērtība. Enerģorajonus savieno elektropārvades līnijas.

Katrs rajons ir apgādāts ar interaktīvo mērīšanas ierīci (viedo skaitītāju) [17, 18, 57]. Mērīšanas ierīces interaktivitāte nozīmē informācijas saņemšanu par aktīvās jaudas patēriņu un ģenerāciju, kā arī pilnu slodzes vadību (slodzes atslēgšana un atjaunošana) [58, 59].



Att. 2.1. Apvienoto enerģorajonu vienkāršota shēma ar viedo mērīšanas sistēmas tehnoloģiju

Mērīšanas ierīces ir savienotas ar centrālo vadības iekārtu “Operator”, tādējādi, ir izveidota interaktīvā informācijas sistēma starp rajonu slodzi un pretavāriju automātiku [60, 61].

Katrs energorajons ir aprīkots ar jaudas deficīta aprēķinu bloku. Apskatīsim deficīta vērtības parādīšanos un tās noteikšanu.

Elektriskā jauda, ko ražo ģeneratori P_G , normalā darba režīma laikā vienmēr ir vienāda ar slodzes jaudu P_{Load} :

$$P_G = P_{Load} . \quad (2.1)$$

Kad energosistēmā parādās deficīts (piemēram, atslēdzoties daļai no ģenerējošās jaudas) rodas disbalance starp ģenerēto un patērēto jaudu:

$$\Delta P = P_G - P_{Load} . \quad (2.2)$$

Deficīta aprēķināšanai var izmantot rotora kustības vienādojumu:

$$\frac{T_J}{f_{nom}} \cdot \frac{df}{dt} = P_G - P_{Load} = \Delta P . \quad (2.3)$$

Vienādību (2.3) var pārveidot sekojoši [53, 62]:

$$\Delta P = T_J \cdot \frac{df}{dt} + \frac{\Delta f}{k_{gov}} + \Delta f \cdot k_{load} \quad (2.4)$$

kur $\Delta f = \frac{2 \cdot \pi \cdot f - 2 \cdot \pi \cdot f_0}{2 \cdot \pi \cdot f_0} ,$

T_J – rotora inerces laika konstante; P_G – ģenerators elektriskā jauda; P_{Load} – slodzes elektriskā jauda; k_{gov} – regulatora statisma koeficients; k_{load} – slodzes regulējošā efekta konstante; f – frekvence; f_0 - nominālā frekvence.

Tādā veidā informācijas centrs “Operator” saņem pilnu informāciju par faktisko aktīvās jaudas patēriņa stāvokli katrā energotrajonā un par radušās deficīta vietu un vērtību.

Automātikas darbības algoritms (sauksim to par vieno automātisko atslodzi pēc frekvences V-AAF) var būt parādīts dažos aprēķinu ciklos:

- A. Deficīta vērtības noteikšana;
- B. Deficīta vērtības un tās lokācijas iegaumēšana;

C. Apakšstaciju skaita aprēķins deficīta kompensēšanai;

D. Optimālā slodzes atslēgšanas varianta aprēķins.

Visi aprēķinu cikli ir prezentēti autora publikācijās.

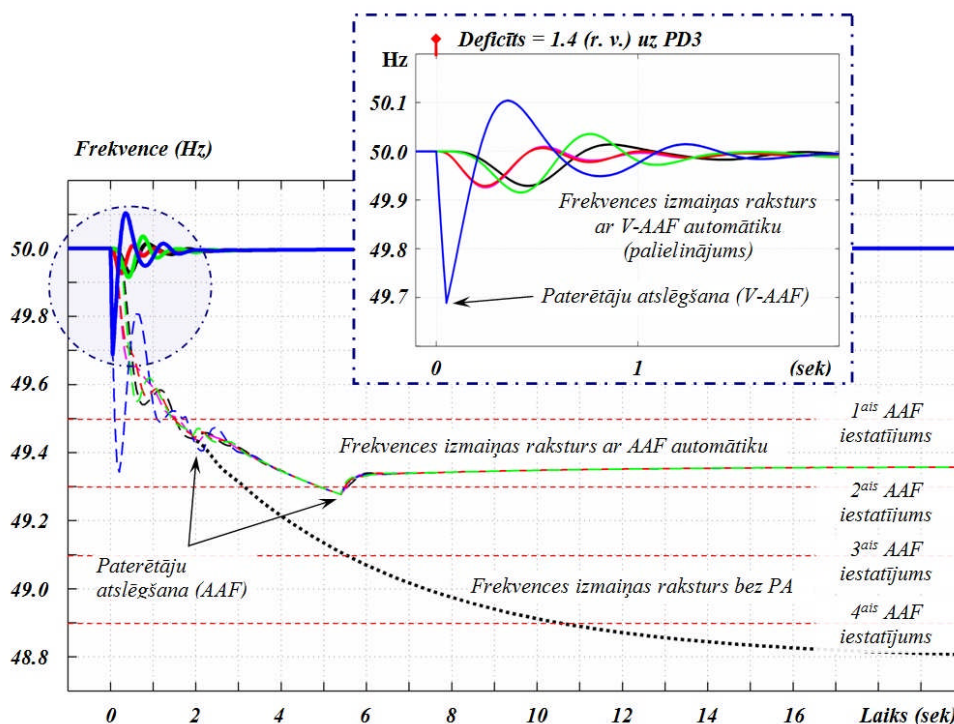
2.3. Pētījuma piemērs

AAF un V-AAF automātikas darbības rezultātu salīdzināšanai tika izstrādāts matemātiskais modelis, izmantojot Matlab Simulink programmu. Ir parādīts frekvences izmaiņas raksturs dažādu avārijas situāciju laikā [63, 64]. Energosistēmas parametri ir doti Tabulā 2.1 (Eksperiments A, B).

Eksperiments A.

Pieņemsim, ka regulatora statisms visās elektrostacijās ir vienāds ar 10%. Kā avārijas situācija trešajā energorajonā tika modelēts pēkšņš jaudas deficīts $\Delta P = 1.4$ (r. v.) laika momentā $t = 0.0$ (s). Elektropārvades līnijās ir fiksēta maksimālā pārvadāmās aktīvās jaudas vadītspēja (skat. Tabulu 2.1).

Att. 2.2 ir ilustrēts frekvences izmaiņas raksturs avārijas situācijā.



Att. 2.2. Frekvences izmaiņas raksturs pie dažāda tipa atslodzes automātikas

AAF un V-AAF salīdzinājums parāda jaunās piedāvātās automātiskas sistēmas priekšrocību. AAF sistēmas darbības laikā notiek frekvences uzkāšanās 49.36 Hz līmenī. V-AAF sistēmas darbības laikā ir novērota īslaicīga frekvences pazemināšanās līdz 49.69 Hz līmenim. Ir jāuzsver, ka V-AAF automātiskas precizitāte ir atkarīga no atslēgtās slodzes diskretuma katrā energorajonā. Slodzes atslēgšanas ātrums ir atkarīgs no jaudas slēdžu tipa. Šajā darbā ir pieņemts, ka tiek izmantoti gāzizolēti jaudas slēdži ar darbības laiku $t \sim 0,05$ (s).

Tabula 2.1. Tīkla stāvoklis

Eksperiments A, B					
<i>Energorajons</i>	<i>Ģenerācija [r.v.]</i>	<i>Slodze [r.v.]</i>	<i>Nepieejamā slodze [r.v.]</i>	<i>Pieejamā slodze [r.v.]</i>	<i>Elektropārvades līnijas maksimālā vadītspēja [r.v.]</i>
PD1	$P_{G1} = 1.0$	$P_{Load 1} = 1.5$	$P_{NotAvLoad1} = 0.00$	$P_{AvLoad1} = 1.50$	$P_{max1-2} = 0.71$
PD2	$P_{G2} = 1.0$	$P_{Load 2} = 1.0$	$P_{NotAvLoad2} = 0.00$	$P_{AvLoad2} = 1.00$	$P_{max2-5} = 1.25$
PD3	$P_{G3} = 1.5$	$P_{Load 3} = 1.5$	$P_{NotAvLoad3} = 0.00$	$P_{AvLoad3} = 1.50$	$P_{max2-3} = 0.97$
PD4	$P_{G4} = 1.5$	$P_{Load 4} = 0.5$	$P_{NotAvLoad4} = 0.00$	$P_{AvLoad4} = 0.50$	$P_{max3-4} = 0.97$
PD5	$P_{G5} = 2.0$	$P_{Load 5} = 2.5$	$P_{NotAvLoad5} = 0.00$	$P_{AvLoad5} = 2.50$	$P_{max4-1} = 0.97,$ $P_{max4-5} = 1.25$

Eksperiments B.

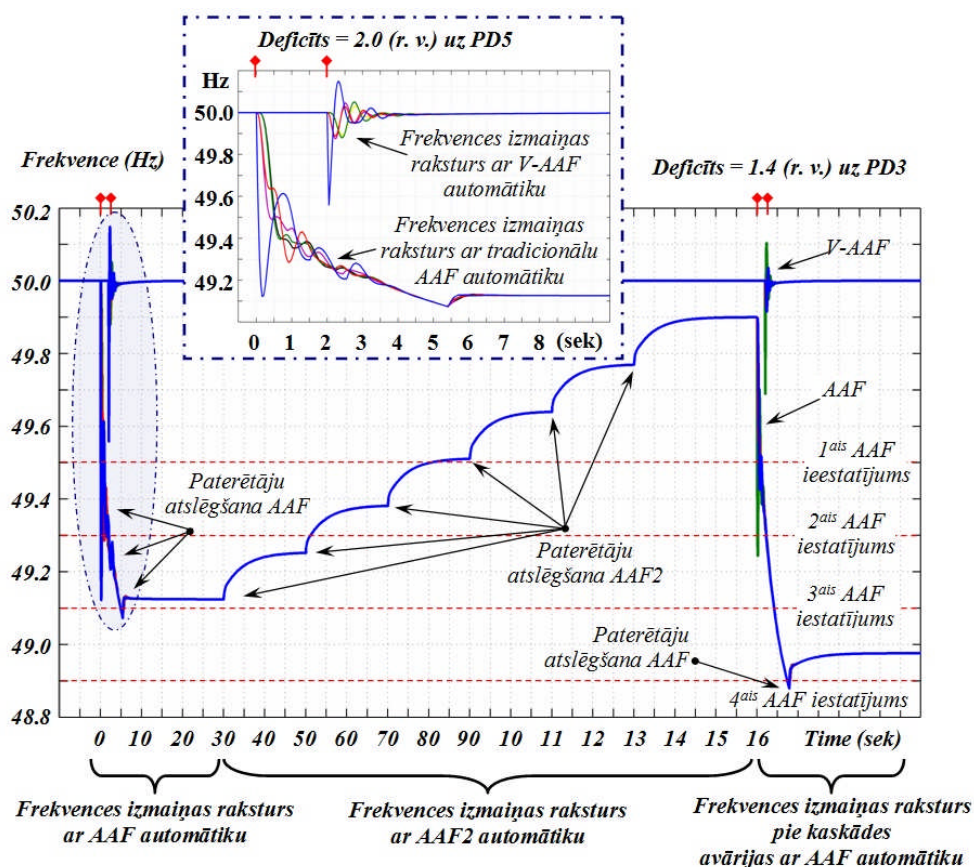
Piedāvātās automātiskas darbība tika testēta arī pie kaskādes veida avārijas situācijas. Kaskādes avārijas situācijas ir daudz bīstamākas un notiek diezgan bieži. Energosistēmas parametri ir doti Tabulā 2.1 (Eksperimentants A, B). Kā avārijas situācija tika modelēts pēkšņs jaudas deficīts piektajā un trešajā energorajonā laika momentā $t = 0$ (s) un $t = 160$ (s). Pieņemtās aktīvās jaudas deficīta vērtības attiecīgi ir 2.0 (r.v.) un 1.4 (r.v.). Att. 2.3 ir parādīts energosistēmas frekvences izmaiņas raksturs, izmantojot esošo pretavāriju automātiku AAF un piedāvāto pretavāriju automātiku V-AAF.

Sarkanās raustītās horizontālās līnijas norāda AAF iestatījumus. Frekvences vērtības AAF 1., 2., 3. un 4. iestatījumam attiecīgi ir 49.5, 49.3, 49.1 un 48.9 Hz. Kad frekvence šķērso AAF automātiskas iestatījuma vērtību, notiek atslodze. Apskatīsim frekvences izmaiņas raksturu, kad darbojas tradicionālā AAF. Kā redzams Att. 2.3, kad pirmais deficīts parādās laika momentā $t = 0$ (s), tika aktivizētas trīs atslodzes pakāpes. Šīs darbības laikā frekvence pazeminājās līdz 49.12 Hz un uzkārs šajā līmenī. Tālāk tika modelēta fekvences atjaunošana

(izmantojot tradicionālo AAF-2 automātiku). Pēc atjaunošanas frekvence uzkāpās 49.89 Hz līmenī.

Kad laika momentā $t = 160$ (s) parādās otra avārijas situācija, trīs jau atslēgtās pakāpes nevar tikt izmantotas atslodzei. Kā parādīts Att. 2.3, tika aktivizēta tikai AAF 4.pakāpe.

V-AAF darbības gadījumā netika novērots dziļš frekvences kritums. V-AAF automātika izvēlas optimālo atslēdzamās slodzes variantu pirmajā un otrajā aktīvās jaudas deficīta parādīšanās gadījumā. V-AAF darbības rezultātā frekvence nepazeminās zem 49.56 Hz līmeņa (pirmajā deficīta parādīšanās gadījumā). V-AAF automātikas darbības precizitāte ir labāka nekā tradicionālajai.



Att. 2.3. Frekvences izmaiņas raksturs kaskādes tipa avārijas situācijas gadījumā

2.4. Secinājumi

- Tradicionālās AAF trūkums ir tāds, ka atslēdzamās slodzes vērtība dažkārt nesakrīt ar aktīvās jaudas deficīta vērtību. Šīs disbalances rezultātā var parādīties paaugstinātas frekvences vai frekvences uzkāšanās situācija.

- Ir piedāvāta jauna atslodzes metode. Modelēšana frekvences izmaiņas rakstura analīzei tika veikta esošai un jaunai atslodzes sistēmai.
- V-AAF automātikas priekšrocības: piedāvātā atslodzes sistēma ir daudz efektīvāka pretavāriju automātikas sistēma nekā tradicionālā automātiskās atslodzes pēc frekvences sistēma; jaunā pretavāriju automātika ļauj novērst dziļu frekvences kritumu ģenerācijas deficīta situāciju laikā; lielas apvienotās energosistēmas gadījumā piedāvātais frekvences regulēšanas algoritms var tikt ieviests dažādos energorajonos atsevišķi.
- Ir aprakstīts atslēgtās slodzes atjaunošanas algoritms, kā arī tika apskatīta atjaunošanas modelēšana frekvences izmaiņas rakstura analīzei.

3. Atslodzes pēc frekvences sistēmas lielās energoapvienībās

3.1. Ievads

Pēdējos gados daudzi starptautiski projekti tika veltīti lielu elektropārvades tīklu apvienošanas problēmai Eiropā [65-70]. Tāda sistēma tika izveidota no nacionālajiem elektropārvades tīkliem, kas tika progresīvi apvienoti ar galveno mērķi sadalīt rezerves jaudas ģeneratoru atslēgšanas gadījumos. Viens liela elektropārvades tīkla piemērs ir iespējamais ENTSO-E sistēmas savienojums ar Baltijas valstu un Krievijas IPS/UPS sistēmām.

Ir daudzas problēmas, kas apgrūtina šādu apvienošanu:

- Sākotnējais energosistēmu apvienota darba periods parasti raksturojas ar relatīvi vājām starpsistēmu saitēm. Normālos darba režīmos būtu problēmas kontrolēt starpsistēmu jaudas plūsmas. Dažāda frekvences un aktīvās jaudas regulēšanas filozofija var izraisīt pa starpsistēmu līnijām pārvadītās jaudas svārstības.
- Frekvences regulēšanas metodes normālos un avārijas darba režīmos dažādās sistēmās ir atšķirīgas. Rodas savienojamības problēmas apvienotas energosistēmas darbam normalā un avārijas režīmos.
- Avārijas situāciju laikā, ko izraisa, piemēram, ģenerācijas daļas atslēgšana, parādās asinhronās gaitas rašanās iespējamība. Dažos gadījumos rodas salu režīms, kam nav obligāti jābūt starpsavienojumā.

Ļoti svarīgs uzdevums lielu energoapvienību operatoriem ir lielu elektropārvades sistēmu stabilitātes novērtēšanas metodes un līdzekļi. Šis paragrāfs parāda analīzes rezultātus vienai no problēmām – frekvences izmaiņas raksturs avārijas situācijas laikā apvienotajā ENTSO-E un IPS/UPS energosistēmā. Daudzās publikācijās ir aprakstīta energosistēmas uzvedība lielas ģenerētās un patērētās jaudu disbalances laikā, bet ir tikai daži raksti, kur tiek apskatīta energosistēmu apvienības uzvedība pie dažādām AAF automātikas metodēm. Dažādi automātiskās atslodzes pēc frekvences parametri katrā apvienotajā energosistēmā var izraisīt neselektīvu slodzes atslēgšanu, un, tādējādi, pazeminātas vai paaugstinātas frekvences avārijas situācijas.

Šis paragrāfs parāda frekvences izmaiņas rakstura analīzes rezultātus energosistēmas apvienībai ar dažāda tipa AAF automātiku.

3.2. Atslodze pēc frekvences kā līdzeklis dziļa frekvences krituma novēršanai

Energosistēmas avārijas situāciju laikā, ko izraisa ģenerējošās jaudas deficīts, var rasties frekvences pazemināšanās. Pazeminātas frekvences dinamikai energosistēmā ģenerējošās jaudas deficīta laikā var būt ļoti dažāds raksturs. Tas ir atkarīgs no traucējuma lieluma, pretavāriju automātikas un regulatoru sistēmas reakcijas [71-73].

Pakāpeniska slodzes pieauguma laikā vai pie negaidītām, bet mērenām pārslodzēm iekārtu regulatori jutīs ātruma izmaiņu un palielinās ieejas jaudu uz ģeneratoriem. Šeit tiek aktivizēta tā saucamā primārā un sekundārā frekvences regulēšana. Papildus slodze tiek uzņemta, izmantojot rotējošās rezerves no visu sinhroni ar sistēmu strādājošo ģeneratoru neizmantotās jaudas.

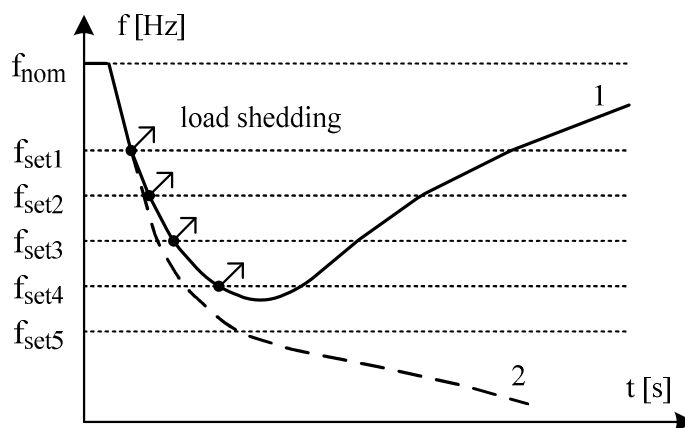
Smagi energosistēmas traucējumi var izraisīt strauju frekvences kritumu, kas padara neiespējamu ātru regulatoru un tvaika katlu reakciju. Ja regulatora darbība nevar aktivizēt rotējošo rezervi pietiekami ātri, lai atjaunotu energosistēmu līdz tās normālai darba frekvencei, automātiskā atslodze pēc frekvences kalpo kā pēdējais līdzeklis energosistēmas sabrukuma novēršanai.

Vairumā energosistēmu mūsdienu automātiskās atslodzes sistēma praktiski paredz slodzes atslēgšanu pie pazeminātas frekvences bez laika aiztures vai ar nelielu kavējumu [53, 55, 72-77]. Slodzes atslēgšanas pakāpju skaits un atslēdzamās slodzes vērtība ir atšķirīga dažādām energosistēmām. Dažās energosistēmās tiek izmantots frekvences izmaiņas ātrums kā papildus faktors slodzes atslēgšanai [7]. Adaptīva atslodzes sistēma ir aprakstīta publikācijā [9].

Kā tika minēts 2. paragrāfā, esošai AAF automātikai ir trūkumi, kas ierobežo avārijas vadības pielāgošanās spēju pazeminātas frekvences situācijas izmaiņai energosistēmā.

3.3. Galvenie automātiskās atslodzes pēc frekvences sistēmas parametri

Att. 3.1 ir parādīts frekvences izmaiņas piemērs automātiskās atslodzes pēc frekvences darbības laikā [78-80]. Punkts $f < f_{nom}$ atbilst aktīvās jaudas deficīta parādīšanās momentam energosistēmā. No šī momenta sākas frekvences kritums.



Att. 3.1. Energosistēmas frekvences izmaiņa AAF darbības laikā

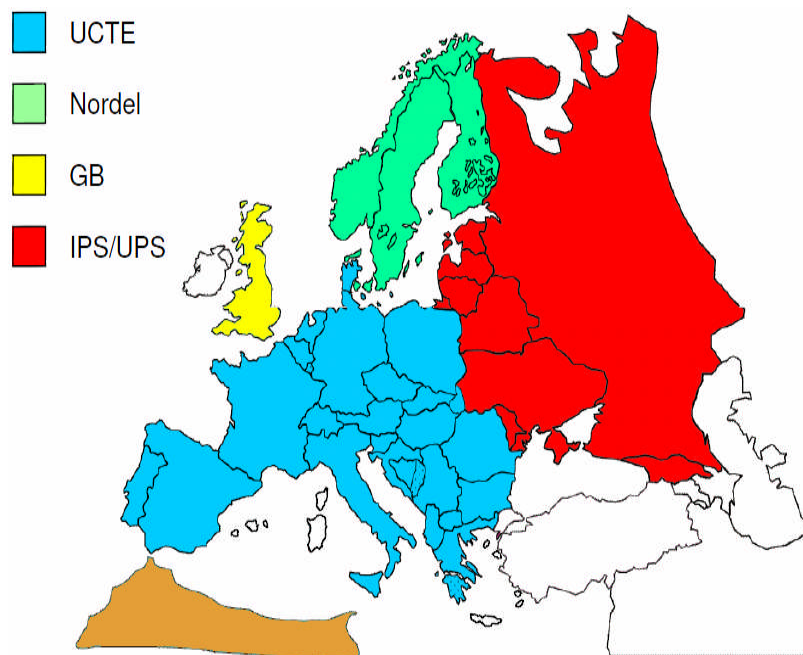
Kad energosistēmas frekvence sasniedz pirmā atslodzes iestatījuma līmeni f_{set1} , tiek atslēgta pirmā slodzes daļa. Nākamā slodzes daļa tiks atslēgta, kad frekvence sasniegs otro atslodzes iestatījumu f_{set2} .

Ar katru nākamo atslodzes pakāpi frekvences izmaiņas ātrums tiek samazināts, un pēc noteikta laika sākas frekvences paaugstināšanās. Šādu loģiku atslodzes darbībai pielieto vairumā energosistēmu uzņēmumos.

Bijušās PSRS vienotajā energosistēmā ir daudz uzlabotāka atslodzes pēc frekvences automātika, kas ir aprakstīta darbā. Pirmā sistēma ir ātrdarbīga automātiskā atslodze pēc frekvences ar dažādiem frekvences iestatījumiem, saukta AAF-I. Šīs sistēmas mērķis ir apturēt strauju frekvences kritumu. Otrā sistēma ir automātiskā atslodzes sistēma ar vienu frekvences atslēgšanas iestatījumu visām pakāpēm un dažādiem atslēgšanas laika kavējumiem, saukta AAF-II. AAF-II mērķis ir atjaunot frekvenci līdz līmenim, kas ir tuvu nominālās frekvences vērtībai.

3.4. Frekvences izmaiņas rakstura analīzes mērķis energosistēmas avārijas situācijas laikā

Lielu energoapvienību operatoru ļoti svarīgs uzdevums ir elektropārvades sistēmas stabilitātes novērtēšanas metožu un līdzekļu analīze. Darbā ir parādīti frekvences izmaiņas rakstura analīzes rezultāti avārijas situācijas laikā apvienotajā ENTSO-E un IPS/UPS energosistēmā (skat. Att. 3.2).

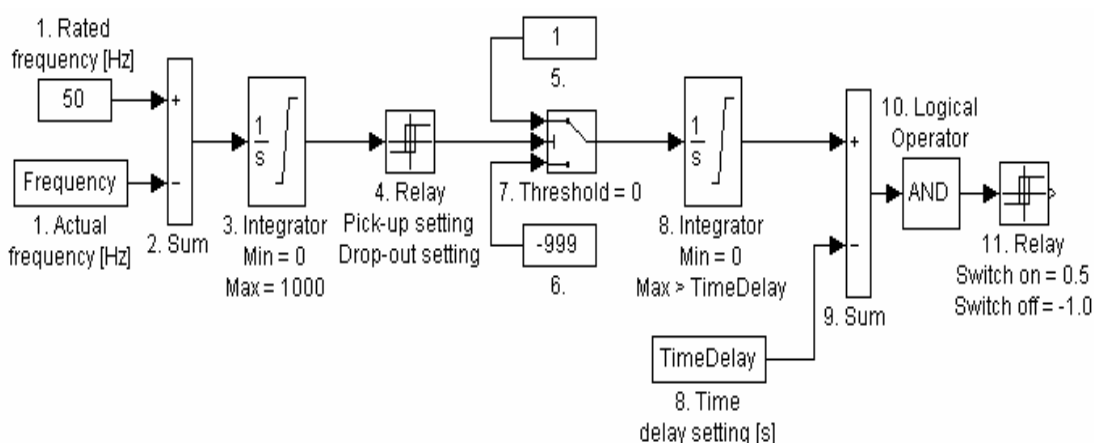


Att. 3.2. Sinhronie apgabali Eiropā

Dažādie automātiskās atsodzes pēc frekvences parametri katrā apvienotajā energosistēmā var izraisīt neselektīvu slodzes atslēgšanu un, tādējādi, pazeminātas vai paaugstinātas frekvences avārijas situācijas.

Tika izveidots pirmās kategorijas atslodzes pēc frekvences modelis, kas parādīts Att. 3.3.

Analīzes mērķis ir atrast darba režīmus, kas var izraisīt avārijas situācijas.



Att. 3.3. Vienas AAF-I pakāpes modeļa struktūra

3.5. Frekvences izmaiņas rakstura analīze dažādiem AAF algoritmiem

Kā tika minēts iepriekš, galvenais AAF uzdevums ir novērst sistēmas frekvences pazemināšanos. Šis paragrāfs atspoguļo automātiskās atslodzes pēc frekvences darbības efektivitātes analīzes rezultātus dažādām avārijas situācijām, ko izraisa ģenerācijas daļas atslēgšana. Šajā darbā ir prezentēta specifiskā ENTSO-E un IPS/UPS energosistēmu automātiskās atslodzes pēc frekvences struktūra. Šim nolūkam tika izveidots atbilstošs modelis frekvences izmaiņas rakstura modelēšanai, izmantojot Matlab/Simulink sistēmu.

Dažādās valstīs atslodzes algoritma parametri ir dažādi. Atslodzes sistēmas algoritma izveidošanai ir jāievēro zemāk minētās problēmas:

- augšējā frekvences iestatījuma līmeņa izvēle;
- intervālu starp tuvākajiem frekvences iestatījumiem izvēle;
- maksimālās slodzes jaudas, kas pievienota atslodzes sistēmai, noteikšana. Šī problēma tiek risināta atsevišķi katrai energosistēmai;
- nepieciešamā atslodzes pakāpju skaita noteikšana;
- atslodzes automātiskā releja atslēgšanas laika noteikšana.

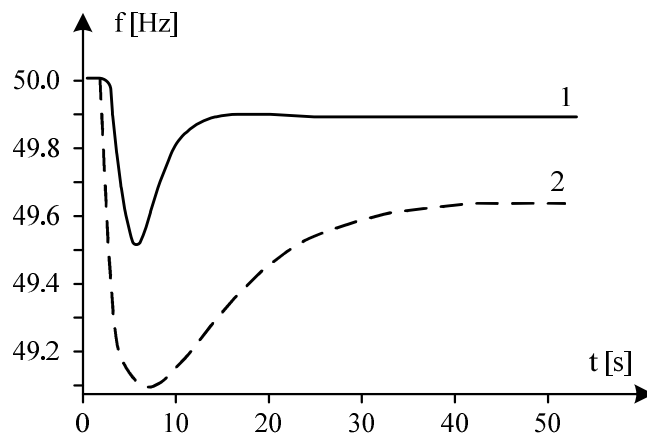
A. *Frekvences izmaiņas rakstura analīze ENTSO-E un Baltijas valstu energosistēmā automātiskās atslodzes pēc frekvences darbības laikā*

Apskatīsim frekvences izmaiņas raksturu, kad abas sistēmas ir savienotas ar stiprām elektropārvades saitēm.

Att. 3.4 ir parādīts frekvences izmaiņas raksturs sistēmai ar aktīvās jaudas deficītu, kas vienāds ar 5% un 10% no kopējās ENTSO-E energosistēmas ģenerācijas.

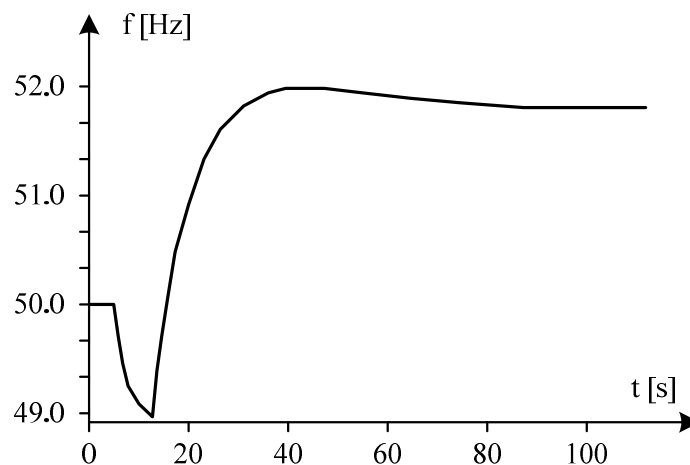
Pēc automātiskās atslodzes pēc frekvences darbības frekvence netiek atjaunota līdz tās nominālai vērtībai, tā kā kopējā ar AAF pakāpēm atslēgtā slodze ir divreiz mazāka par aktīvās jaudas deficītu abos gadījumos.

Tādējādi, otrajā gadījumā tika aktivizētas divas atslēgšanas pakāpes (49.5 un 49.3 Hz) ar 5% no atslēgtās slodzes. Slodzes pašregulējošais efekts tika pieņemts konstants un vienāds ar 2. Šis parametrs nodrošina vienmērīgu frekvences atjaunošanu līdz 49.6 Hz līmenim.



Att. 3.4. frekvences izmaiņas raksturs pie 5% (1) un 10% (2) aktīvās jaudas deficīta

Att. 3.5 tiek attēloti aprēķina rezultāti avārijas situācijai, ko izraisīja 10.8% ģenerācijas atslēgums ($P_{def} = 10.8\%$). Pēc AAF darbības parādās paaugstinātas frekvences situācija, tā kā kopējā ar AAF pakāpēm atslēgtā slodze ir divreiz lielāka par aktīvās jaudas deficītu energosistēmā. Trīs AAF pakāpes (49.5, 49.3 un 49.0 Hz) atslēdza 20% no slodzes. Tika novērota paaugstinātas frekvences situācija, kas ir ļoti bīstama energosistēmai. Šī modelēšana pierāda, ka ir iespējama AAF neselektīvas darbības varbūtība.

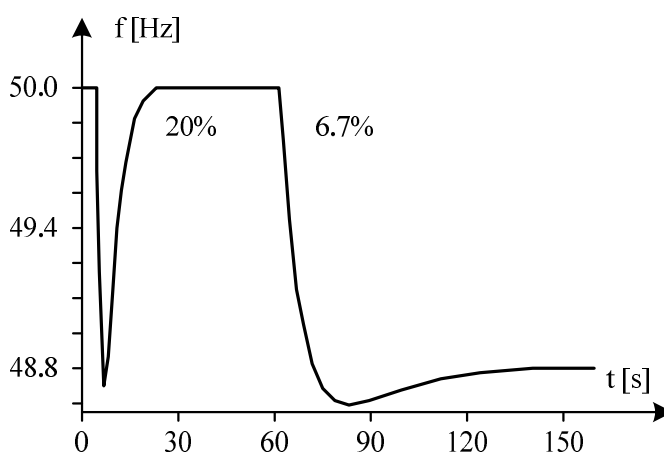


Att. 3.5. Frekvences izmaiņas raksturs pie 10.8% aktīvās jaudas deficīta

Ļoti bieži pazeminātas frekvences situācijai energosistēmā ir tā saucamais iteratīvais (kaskādes tipa) raksturs, kad pēc pirmā ģenerācijas atslēguma var tikt atslēgts otrais ģenerējošais avots.

Frekvences izmaiņas raksturs pie 20% jaudas deficīta un iteratīva aktīvās jaudas deficīta 6.7% apjomā ir parādīts Att. 3.6. Kaskādes veida notikuma laikā frekvences nostabilizēšanās

var notikt pie bīstami zema līmeņa, ko AAF var nepamanīt. Dažās profesionālās publikācijās šāda situācija tiek saukta kā “frekvences uzkāšanās”. Tas var notikt gadījumā, ja ar AAF atslēgtā aktīvā slodzes jauda nav pietiekama frekvences atjaunošanai līdz pieļaujamam līmenim. Apskatītajā gadījumā frekvence paliek 48.9 Hz līmenī.

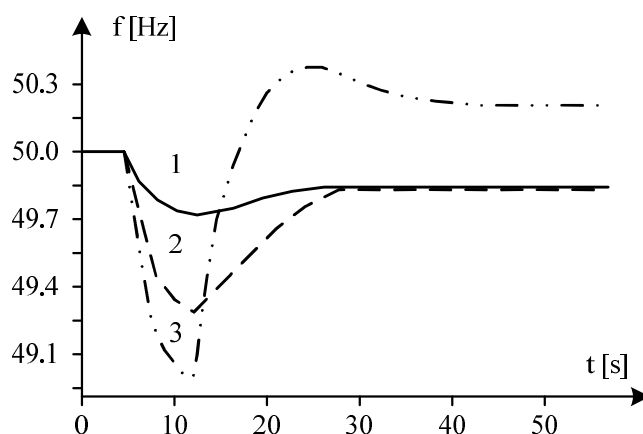


Att. 3.6. Frekvences izmaiņas raksturs pie 26.7% aktīvās jaudas deficīta

B. Frekvences izmaiņas raksturs Baltijas valstu un ENTSO-E apvienotajā enerģosistēmā AAF darbības laikā ar jaudas deficītu Baltijas valstu pusē vai ENTSO-E pusē

Apskatīsim frekvences izmaiņas raksturu, kad abas sistēmas ir apvienotas ar stiprām elektropārvades saitēm. Frekvences izmaiņa tika analizēta dažādām pazeminātas frekvences avārijas situācijām apvienotajā Baltijas valstu un ENTSO-E enerģosistēmā, kad jaudas deficīts ir ENTSO-E pusē. Apvienotās enerģosistēmas darbības laikā, kad aktīvās jaudas deficīts pēc tā vērtības pārsniedz ar AAF pakāpēm atslēgtās slodzes vērtību vienai no sistēmām, frekvence tiek atjaunota tuvu tās nominālajai vērtībai un paliek normālās pieļaujamās robežās. Frekvences uzkāšanās ir iespējama iteratīva gadījuma rezultātā.

Visiem apskatītajiem gadījumiem atslēgtā slodze ir izvietota, galvenokārt, deficītajā enerģoapvienības daļā. Att. 3.7 ilustrē frekvences izmaiņas raksturu, kad jaudas deficīts ir ENTSO-E pusē.



Att. 3.7. Frekvences izmaiņas raksturs pie 5% (1), 10% (2) un 15% (3) aktīvās jaudas deficīta

Kad aktīvās jaudas deficīts ir Baltijas valstu pusē, dažos apskatītajos gadījumos atslēgtā slodze ir izvietota normālajā, bet ne deficītajā apvienības daļā. Tas ir atšķirīgās atslodzes pēc frekvences automātikas filozofijas dēļ.

C. Frekvences izmaiņas rakstura analīze Baltijas valstu enerģosistēmā AAF darbības laikā

Apskatīsim atslodzes pēc frekvences darbības efektivitātes analīzes rezultātus dažādām avārijas situācijām, izmantojot kombinēto AAF modeli, kas pielietots Baltijas valstu enerģosistēmā.

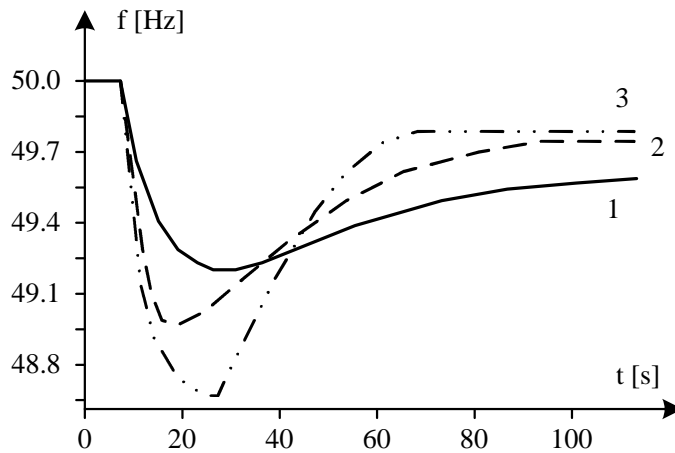
AAF-II kategorija tiek izmantota frekvences atjaunošanai pēc AAF-I darbības. Kamēr tiek atjaunota frekvence ar AAF-I un AAF-II palīdzību, tajā pašā laikā cenšoties atslēgt pēc iespējas mazāku slodzi, ir izmantota šo divu algoritmu darbības kombinācija.

Kombinētās AAF pakāpju skaits un to robežlielumu iestatījumi tika pieņemti kā piemērs vienai no Baltijas valstīm (Latvija). Šim AAF modelim ir 74 pakāpes un 11 robežlielumi ar kopējo atslēdzamo slodzi 66.9%.

Att. 3.8 ir parādīts frekvences izmaiņas raksturs pie 5% aktīvās jaudas deficīta (1). Pie tik mazas jaudas deficīta vērtības frekvences samazināšanās tika apturēta ar regulatora darbību.

Pie 7.5% (2) deficīta nostrādāja AAF-I viena pakāpe, bet atslēgtā slodze ir 2.5 reizes mazāka nekā deficīta vērtība, tādējādi, frekvence tika atjaunota tuvu tās nominālajai vērtībai, bet saglabājās pieļaujamā robeždiapazonā.

Gadījumā, kad jaudas deficīts enerģosistēmā ir vienāds ar 8.9% (3), nostrādāja viena AAF-I pakāpe un divas AAF-II pakāpes.



Att. 3.8. Frekvences izmaiņas raksturs pie 5% (1), 7.5% (2) un 8.9% (3) aktīvās jaudas deficīta Baltijas valstīs

Pētījumi parāda, ka kombinētās AAF-I un AAF-II pielietošana nepieļauj paaugstinātas un pazeminātas frekvences situācijas enerģosistēmā. Šī ir Baltijas valstu enerģosistēmas automātiskās atslodzes sistēmas priekšrocība.

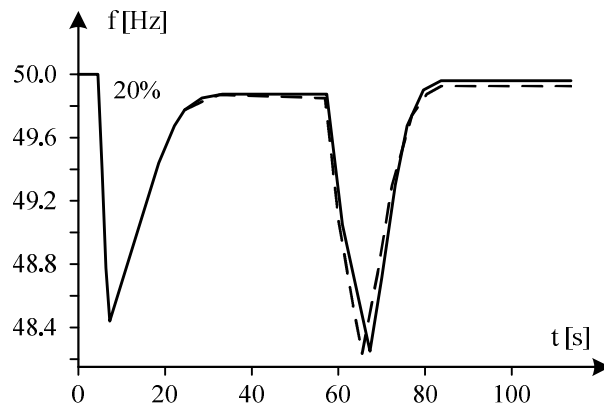
Iteratīvā gadījumā frekvence tiek atjaunota tuvu tās nominālajai vērtībai un paliek normālā pieļaujamā apgabalā. AAF-II modeļa pielietošana ļauj nodrošināt šādu precīzu darbību.

Tika aplūkoti vairāk nekā 20 dažādi jaudas deficīta varianti. Visos apskatītajos gadījumos maksimālā frekvences novirze pēc tās atjaunošanas ir robežās no -0.22 Hz līdz +0.023 Hz.

Frekvences izmaiņas raksturs pie 20% jaudas deficīta enerģosistēmā un pie iteratīviem notikumiem ar deficītu 6.7% (1) un 7.5% (2) ir parādīts Att. 3.9.

Iteratīvā gadījumā frekvence tiek atjaunota tuvu tās nominālajai vērtībai un paliek normālā pieļaujamā līmenī kombinētā AAF modeļa darbības rezultātā. Pie iteratīva deficīta darbojas AAF-II pakāpes kombinācijā ar AAF-I pakāpēm.

Izmantojot AAF kombinēto modeli, nav iespējamas paaugstinātas vai pazeminātas frekvences situācijas.



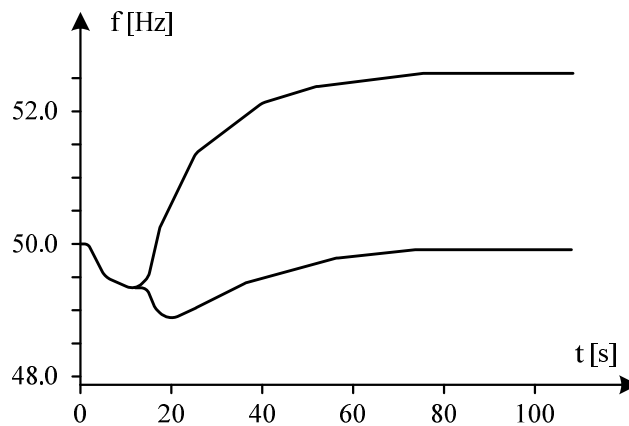
Att. 3.9. Frekvences izmaiņas raksturs pie 26.7% (1) un 27.5% (2) aktīvās jaudas deficīta

D. Apvienotās energosistēmas darbības modelēšana caur vājām starpsistēmu saites līnijām

Energosistēmu apvienotās darbības sākuma periods parasti raksturojas ar relatīvi vājām starpsistēmu elektropārvades saites līnijām.

Jo vairāk vienmērīgas vadības darbības tiek realizētas visā energosistēmā, jo labāk.

Att. 3.10 ilustrē 14% aktīvās jaudas deficīta gadījumu, kas izraisa asinhrono gaitu abās sistēmās ar dažādiem AAF tipiem vājo starpsistēmu saišu dēļ. Viena sistēma turpina darboties ar frekvenci, kas tuva nominālajai, bet otrā notiek frekvences paaugstināšanās līdz 54 Hz.



Att. 3.10. Frekvences izmaiņa laikā trešajam modelēšanas gadījumam (abas sistēmas darbojas ar dažādu frekvenci)

3.6. Secinājumi

- Autors izstrādāja metodi un modeļus frekvences izmaiņas rakstura analīzei pie dažādām deficīta vērtībām energosistēmā. Tika apskatīti divi gadījumi – kad deficīts ir dalāms un kad nedalāms ar AAF automātiku atslēdzamā slodzes vērtībā.
- Piedāvātā pieeja ļauj atklāt iespējamo paaugstinātas frekvences situāciju, kā arī uzskāršanās situāciju gadījumiem, kad deficīts nav dalāms slodzes vērtībā, kas tiek atslēgta ar AAF automātiku. Iteratīvas avārijas var izraisīt situācijas ar ievērojami paaugstinātu frekvenci vai frekvences uzskāršanos.
- Lai pasargātu energosistēmu no bīstamām paaugstinātas frekvences situācijām, ir jāizmanto specifiski automātikas algoritmi. Ir nepieciešama papildus vieda automātika frekvences atjaunošanai tuvu tās nominālajai vērtībai. Drošākam frekvences atjaunošanas procesam būtu vēlama vienota atslodzes pēc frekvences sistēmas filozofija.
- Tika atklātas frekvences regulēšanas problēmas, izmantojot dažādus pazeminātas frekvences avārijas situāciju piemērus apvienotajā Baltijas valstu un ENTSO-E energosistēmā, kad jaudas deficīts ir Baltijas vastu, kā arī ENTSO-E pusē.
- Deficīta izraisītu avārijas situāciju laikā apvienotajā energosistēmā automātiskā atslodze pēc frekvences tiek aktivizēta visās apvienībās. Frekvence tiek atjaunota un saglabājas normālā pieļaujamā līmenī visās apskatītajās pazeminātas frekvences vienreizējās avārijas situācijās. Frekvences uzskāršanās arī ir iespējama pie iteratīva deficīta.
- Dažādās AAF automātikas darbības filozofijas dēļ dažos apskatītajos gadījumos atslēgtā slodze ir izvietota, galvenokārt, normālajā, ne deficītajā apvienotās energosistēmas daļā.
- Paaugstinātas vai pazeminātas frekvences situācijas ir neiespējamas, izmantojot kombinēto AAF modeli.

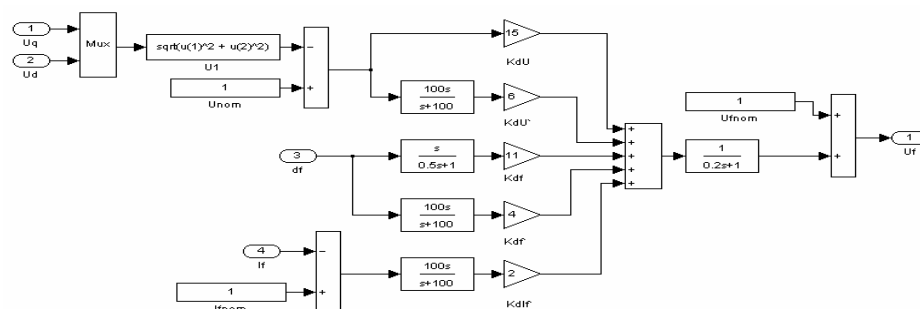
4. Ierosmes sistēmas parametru ietekme uz energosistēmas stabilitāti

4.1. Ievads

Patērētājiem piegādātās elektroenerģijas kvalitāte, kā arī drošums ir viens no galvenajiem energosistēmas veiksmīgas darbības parametriem. Jaudas svārstību slāpēšanas problēma energosistēmā tiek risināta, izmantojot energosistēmas stabilizatoru (PSS) kā papildus sprieguma regulēšanas kontūru. Energosistēmas stabilizators var tikt apskatīts kā viedā automātikas sistēma. Daudzi darbi tika veltīti šai problēmai [81-89]. Ķeguma hidroelektrostacija ir viena no trijām kaskādes HES uz upes Daugava. Pēdējās dekādēs notiek Latvijas energosistēmas iekārtu modernizācija. Ķeguma HES ierosmes sistēma ir novecojusī APB-CД ierosmes sistēma ar dažādiem stabilizācijas parametriem. Dažas citas elektrostacijas ir ar modernizētām ierosmes sistēmām. Tādējādi, Ķeguma HES ierosmes sistēmas parametri nav vairs optimāli. Paragrāfā tiek apskatīta Ķeguma HES ierosmes sistēmas parametru analīze. Optimāli parametri ļauj uzlabot jaudas svārstību slāpēšanu. Tiek piedāvāta iespējamā adaptīvā pieeja daudz efektīvākai svārstību slāpēšanai. Tika apskatītas trīs iespējamās ierosmes sistēmas. Pirmais modelis ir vienkāršots, kas dod iespēju analizēt ierosmes procesu. Otrais modelis ir daudz komplicētāka AIR-SDP1 sistēma. Trešais regulators ir balstīts uz jaudas deficīta noteikšanas pieeju.

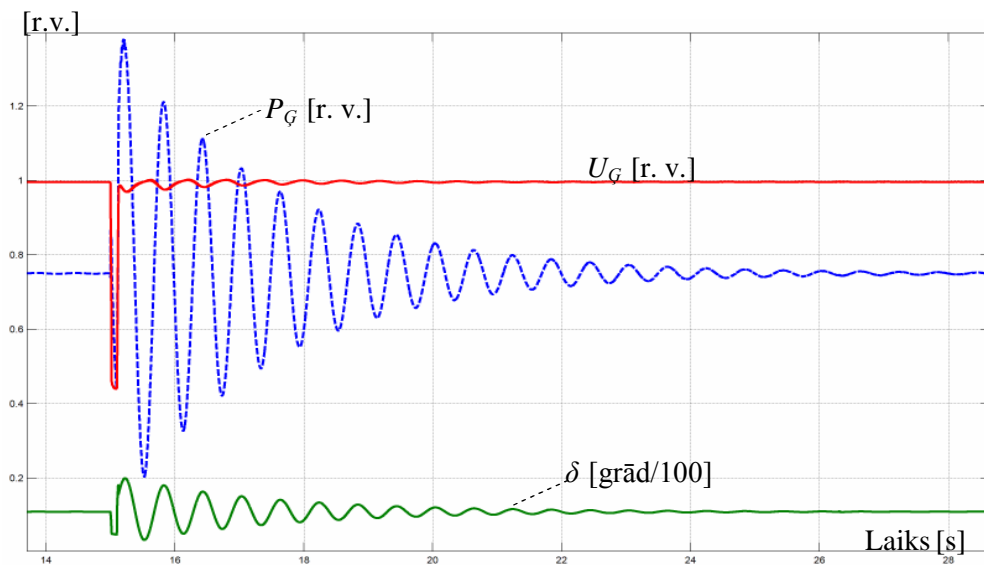
4.2. Stabilitātes analīzes metodoloģija

Ierosmes sistēmas dinamikas modelēšanai tika izmantota *Matlab Simulink* datorprogramma. Tika izveidots ierosmes sistēmas modelis, kas ļauj analizēt pārejas procesu stabilitāti traucējumu laikā pie Ķeguma HES [90-92]. Att. 4.1 ir parādīta vienkāršota ierosmes sistēmas shēma.



Att. 4.1. Vienkāršota ierosmes sistēmas shēma

Att. 4.2 ir attēloti spriegums U_G , aktīvā jauda P_G un slodzes leņķis δ uz Ķeguma HES kopnēm trīsfāžu īsslēguma laikā ar ilgumu 0.1 (s).



Att. 4.2. Spriegums U_G , aktīvā jauda P_G un slodzes leņķis δ uz Ķeguma HES kopnēm trīsfāžu īsslēguma laikā

4.3. Ķeguma HES ierosmes sistēmas apraksts

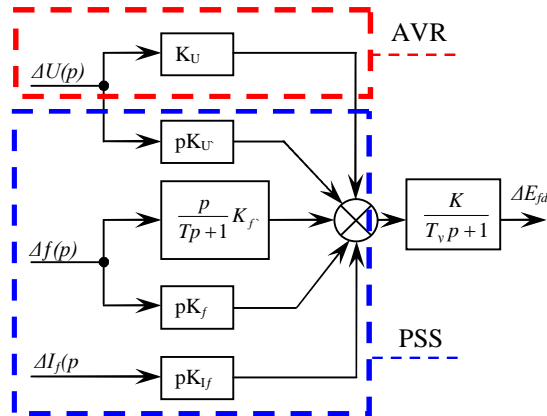
Ķeguma HES būvniecība tika pabeigta 1979.gadā. Kopš tā laika trīs 64 MW jaudas ģeneratori ir darbā. Ģeneratoru spriegums ir 13.8 kV. Ierosmes sistēma ir APB-СДПІ tipa, ražota bijušajā PSRS [93-96].

Ierosmes sistēmas pārvades funkcija:

$$U_{reg}(p) = \left(\Delta U(p)(K_U + pK_{U'}) + \Delta f(p) \left(\frac{pK_{\Delta f}}{T_p + 1} + pK_{f'} \right) + \Delta I_f(p)pK_{I_f} \right) \cdot \frac{K}{T_y p + 1} \quad (4.1)$$

kur $T=0.5s$, $T_y=0.2s$, $K=1$.

Att. 4.3 ir parādīta APB-СДПІ ierosmes sistēmas bloku diagramma.

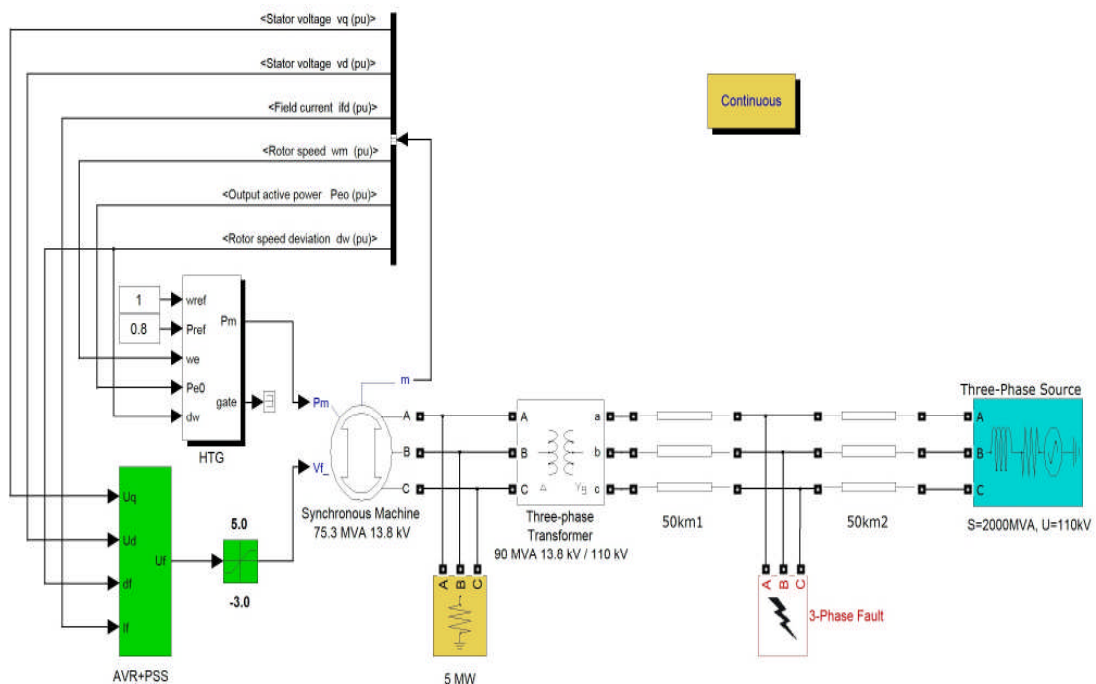


Att. 4.3. Ierosmes sistēmas APB-CДП1 bloku diagramma

4.4. PSS parametru ietekme uz regulēšanas procesa dinamiku

Vienkāršota “generators – sistēma” diagramma (Ķeguma HES un Sistēma) ir parādīta Att. 4.4.

Generators ir aprīkots ar standarta regulatoru un automātisko sprieguma regulatoru un pievienots bezgalīgas jaudas kopnēm caur trīsfāžu transformatoru un elektropārvades līniju. Aprēķinu modelis tika izveidots, izmantojot *Matlab Simulink* programmu.



Att. 4.4. Vienkāršots Ķeguma HES modelis [5]

Modelis ir aprīkots ar bloku, kas modelē īsslēgumu. Tas modelē trīsfāžu īsslēgumu uz zemi. Šis īsslēguma veids ir izvēlēts kā smagākais gadījums pārejas procesu izpētei.

Energosistēmas pārejas procesa dinamika tika pētīta trīsfāžu īsslēgumam uz zemi pie dažādiem īsslēguma ilgumiem. Šajā gadījumā īsslēguma ilgums ir 0.3 sekundes. Ilguma palielināšana izraisa asinhrono gaitu. Maksimālais īsslēguma laiks ir atkarīgs no slodzes vērtības energosistēmā [97]. Apskatāmajam gadījumam slodze ir attēlota kā HES pašpatēriņš. Slodzes palielināšana palielinās maksimālo īsslēguma ilgumu, bet tas neietekmēs ierosmes sistēmas optimizācijas procesu.

4.5. Ierosmes sistēmas optimizācija

Autora veiktās izpētes rezultāti parādīja, ka esošie ierosmes sistēmas parametri nav optimāli no jaudas svārstību slāpēšanas viedokļa. Tika apskatīta ierosmes sistēmas parametru ietekme uz jaudas slāpēšanu.

Sekojoša izteiksme tiek piedāvāta kā optimizācijas kritērijs [83]:

$$A = \alpha_1 \int_0^t |P_G(t) - P_{ref}(t)| dt + \alpha_2 \int_0^t |V_G(t) - V_{ref}(t)| dt + \alpha_3 \int_0^t |f_G(t) - f_{ref}(t)| dt \quad (4.2)$$

kur P_G apzīmē aktīvo jaudu, P_{ref} ir tās vēlamā vērtība; V_G un V_{ref} ir spaiļu spriegums un tā vēlamā vērtība, f_G apzīmē frekvenci, f_{ref} ir frekvences vēlamā vērtība.

Izteiksmē izmantoto lielumu vērtības (aktīvā jauda, spriegums un frekvence) ir dažādas. Tādējādi, viena parametra novirze vienmēr pārsniegs citas. Objektīvai optimizācijas sistēmas novērtēšanai ir iespējams sadalīt daudzkritēriju izteiksmi dažās vienkāršās izteiksmēs un analizēt katru atsevišķi. Vienkāršo izteiksmju salīdzināšana var noteikt rekomendācijas sistēmas optimizācijai. Optimizācijas kritēriji var būt:

$$A_1 = \int_0^t |P_G(t) - P_{ref}(t)| dt \rightarrow \min \quad (4.3)$$

$$A_2 = \int_0^t |V_G(t) - V_{ref}(t)| dt \rightarrow \min \quad (4.4)$$

$$A_3 = \int_0^t |f_G(t) - f_{ref}(t)| dt \rightarrow \min \quad (4.5)$$

No pārvades funkcijas (4.1) ir redzams, ka dažādiem koeficientiem regulēšanas raksturs ir atšķirīgs.

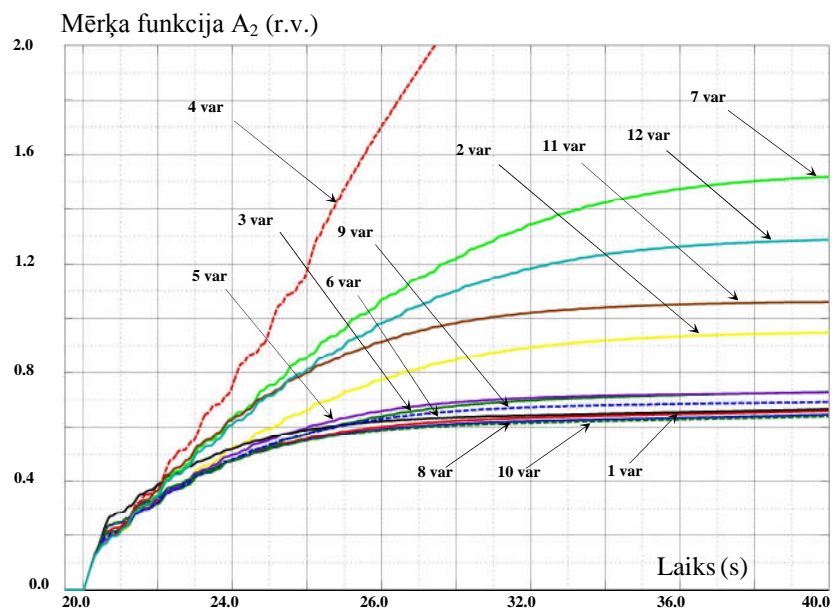
Tabulā 4.1 tiek ilustrēts piemērs koeficientu kombinēšanai, kas izmantoti ierosmes sistēmas optimizācijas izpētei. Att. 4.5 tiek attēloti ierosmes sistēmas optimizācijas rezultāti, kad optimizācijas kritērijs ir A2. Kad ir izvēlēti kritēriji A1 un A3, optimālais variants ir parametriem no variantā 6 un kritērijs A2 dod vislabākos rezultātus ar parametriem no variantā 10. Ir nepieciešams izvēlēties variantu prioritāti koeficientiem P , f un U vai izvēlēties kompromisa versiju.

Tabula 4.1. Ķeguma HES ierosmes sistēmas optimizācijas izpētei izmantotie koeficientu varianti

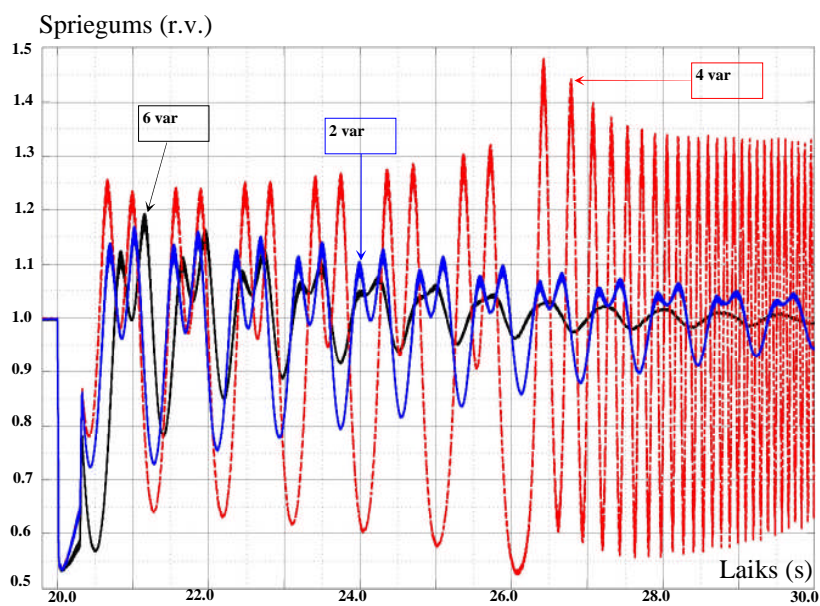
Nr	ΔU	$\Delta U'$	Δf	$\Delta f'$	$\Delta I'f$
1	15	6	11	4	2
2	25	8.5	11	4	2
3	15	8.5	14.4	4	2
4	50	6	11	5.5	2
5	25	6	14.4	5.5	2
6	15	6	11	4	3
7	50	8.5	11	4	3
8	15	8.5	14.4	4	3
9	25	8.5	14.4	4	3
10	15	8.5	11	5.5	3
11	50	6	14.4	5.5	3
12	50	8.5	14.4	5.5	3

Ierosmes sistēmas dinamikas modelēšana mērķu funkcijām A1 un A3 arī tika izpildīta, izmantojot līdzīgu metodi, kas aprakstīta literatūrā [79, 80].

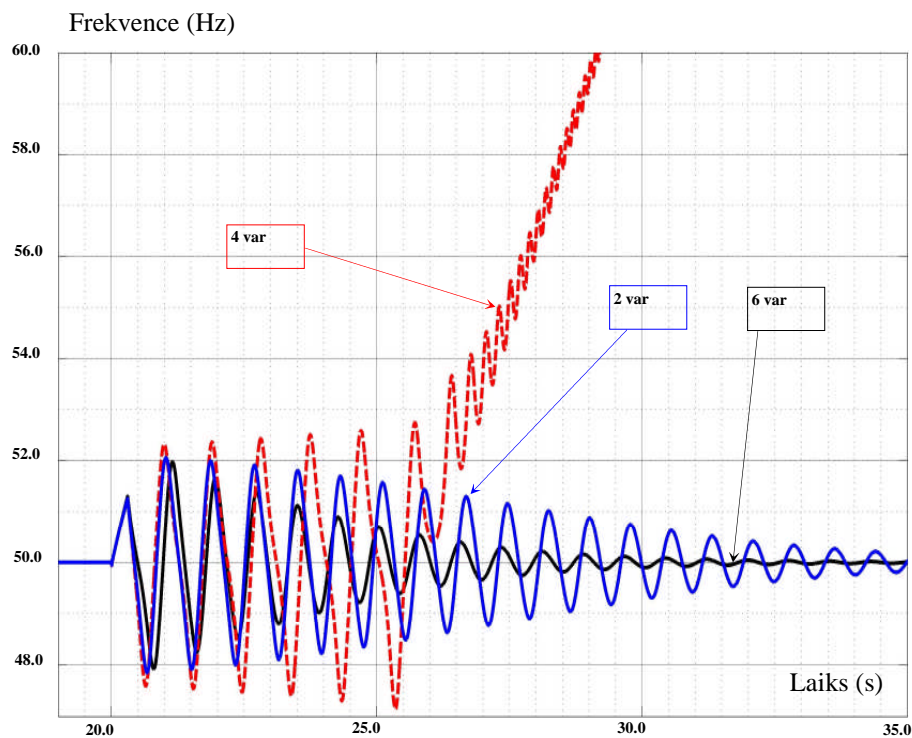
Att. 4.6 un 4.7 tiek parādīti parametru optimizācijas rezultāti. Pārejas procesi sprieguma un frekvences izmaiņām ir parādīti dažādiem optimizācijas parametriem. Varianta 4 koeficientu pielietošana izraisīs asinhronās gaitas režīmu. Labākais slāpēšanas gadījums ir novērots, pielietojot variantu 6.



Att. 4.5. Mērķa funkcijas A_2 izmaiņas dažādiem koeficientu variantiem īsslēguma laikā



Att. 4.6. Ķeguma HES ģenerators sprieguma izmaiņa atkarībā no regulēšanas koeficientu kombinācijas



Att. 4.7. Ķeguma HES ģenerators frekvences izmaiņa atkarībā no regulēšanas koeficientu kombinācijas

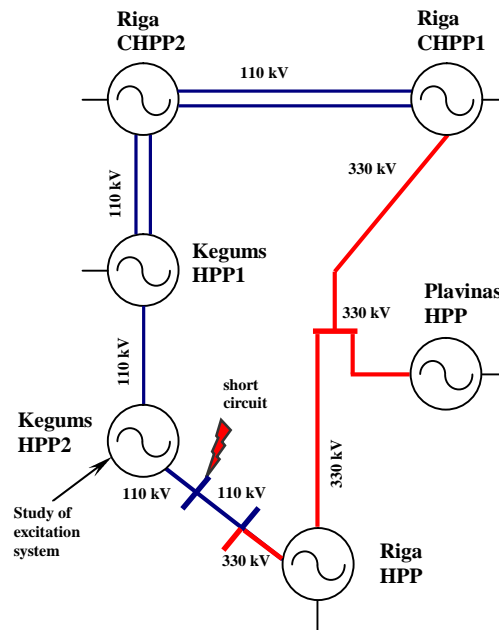
4.6. Adaptīva pieeja ierosmes sistēmas regulēšanai

Nākamais izpētes solis ir optimālo parametru izvēles pārbaude, kad tiek pētīta blakus esošas elektrostacijas ietekme. Latvijas elektropārvades sistēmas konstruktīva shēma attēlo matemātisko modeli, kas tika izveidots PSS/E programmā.

Att. 4.4 parādītā ierosmes sistēma tika integrēta Latvijas energosistēmas aprēķinu modelī.

Att. 4.8 ir parādīts pētāmais Latvijas energosistēmas tīkls. Dinamiskā rakstura praktiskai analīzei energosistēmas traucējumu laikā katra elektrostacija ir attēlota kā ekvivalents ģenerators.

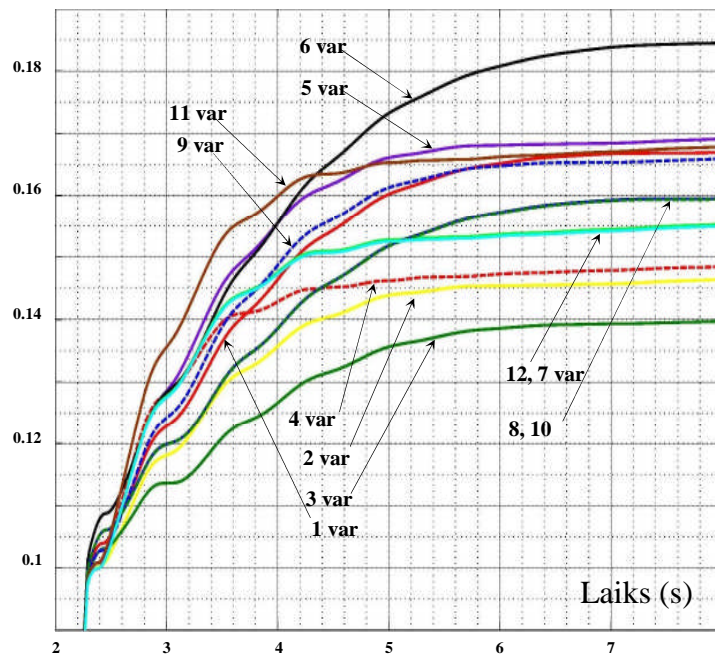
Optimizācijas kritērija meklēšana tika noteikta pie trīsfāžu īsslēguma uz zemi ar ilgumu 0.3 sekundes.



Att. 4.8. Apvienoto elektrostaciju vienkāršota shēma

Mērķa funkcijas A_2 izmaiņas dažādiem koeficientu variantiem ir ilustrētas Att. 4.9. Attēlā 4.9 ir redzams, ka parametri no varianta 3 ir visoptimālākie. Sliktākie pārejas procesa parametri ir variantiem 6 un 11.

Mērķa funkcija A_2 (r.v.)

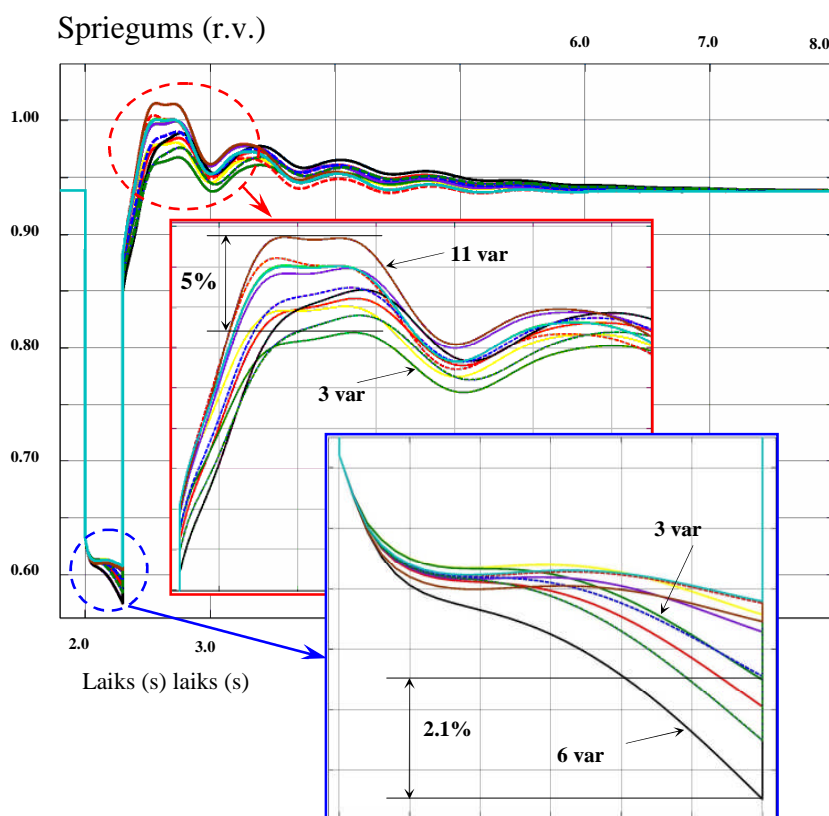


Att. 4.9. Mērķa funkcijas A_2 izmaiņas dažādiem koeficientu variantiem īsslēguma laikā

Sprieguma izpētes rezultāti uz Ķeguma HES sinhronā ģenerators kopnēm pārejas procesa laikā (Att. 4.10) parāda, ka pie varianta 6 parametriem ir ievērojams sprieguma kritums.

Pie varianta 11 parametriem sprieguma atjaunošanas momentā notiek redzama pārsniegšana (sprieguma paaugstināšanās). Savukārt, salīdzinot sprieguma paaugstināšanos pie varianta 3 un 11 parametriem, ir iespējams pārsniegumu samazināt par 5%.

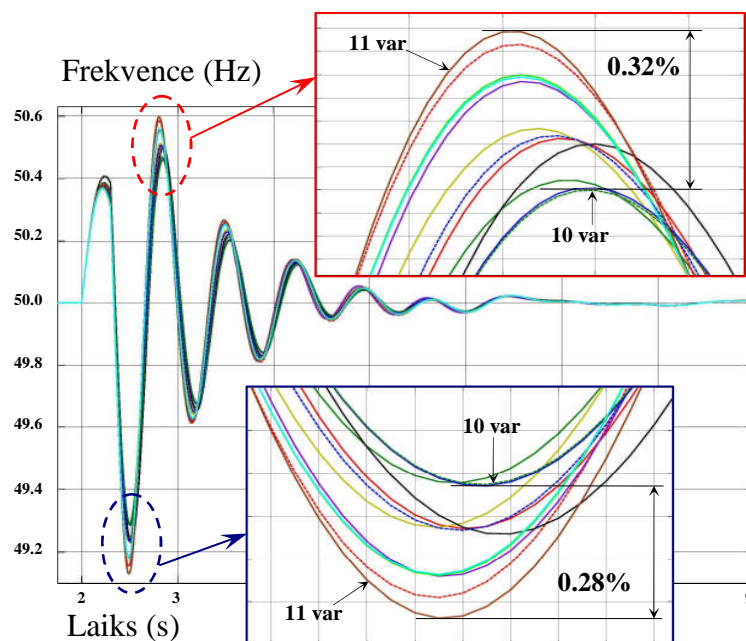
Izmantojot mērķa funkciju A1, varianta 10 parametri ir visoptimālākie, bet vissliktākie ir variantam 11.



Att. 4.10. Ķeguma HES ģenerators sprieguma izmaiņa atkarībā no regulēšanas koeficientu kombinācijas

Frekvences raksturlīknes dažādiem koeficientu variantiem ir parādītas Att. 4.11.

Varianta 10 izmantošana salīdzinājumā ar variantu 11 ļauj samazināt frekvences novirzi no nominālās vērtības (paaugstina slāpēšanu).



Att. 4.11. Ķeguma HES ģenerators frekvences izmaiņa atkarībā no regulēšanas koeficientu kombinācijas

4.7. Secinājumi

- Tika apskatīta PSS parametru ietekme uz regulēšanas procesa dinamiku.
- Tika izvēlēti optimālie parametri Ķeguma HES, izmantojot mērķa funkcijas. Pētījumi, kas veikti izmantojot vienkāršoto shēmu, parāda, ka kritēriji (3), (4), (5) ir iespējami sinhronā ģenerators izejas parametru slāpēšanas uzlabošanai un dažos gadījumos var novērst asinhronās gaitas režīmu.
- Tika apskatīta blakus elektrostacijas parametru ietekme no ierosmes sistēmas (regulēšanas) stabilitātes viedokļa.

Blakus elektrostacijas parametru ietekme ir ievērojama. Pētījumu rezultāti, kas tika veikti izmantojot Latvijas elektroapgādes sistēmas aprēķinu modeli, parāda, ka Ķeguma HES ierosmes sistēmas parametru optimizācija var paaugstināt stabilitāti un efektivitāti. Ir ilustrēta iespēja sinhronā ģenerators izejas parametru slāpēšanas paaugstināšanai. Piemēram, aktīvās jaudas amplitūdas samazinājums par 14.7% un par 27.0% pirmajā periodā.

5. Rotējošo rezervju sadale, izmantojot spēļu teoriju

5.1. Ievads

Bilances regulēšana starp ražoto un patērēto jaudu ir viens no svarīgākajiem energosistēmas normālā darba uzdevumiem. Tādi energosistēmas parametri kā frekvence un spriegums ir atkarīgi no energosistēmas jaudu bilances regulēšanas kvalitātes. Nepārtrauktas slodzes izmaiņas, ģenerējošo iekārtu un elektropārvades līniju atslēgumi izraisa tīkla disbilances režīmu [81].

Frekvences un aktīvās jaudas plūsmas regulēšanai nepieciešamās palīgiekārtas izpilda nozīmīgas funkcijas jebkuras energosistēmas darbam [98-101].

Ir veltīti daudzi raksti primārās un sekundārās jaudas rezerves regulēšanas analīzei energosistēmās [102, 103]. Galvenā daļa no tiem ir veltīti frekvences regulēšanas kvalitātes uzlabošanai – atjaunošanas līdz nominālai vērtībai paātrināšana. Tirgus apstākļu ieviešana energosistēmas vadības uzdevumos izmaina enerģijas izmaksu minimizācijas problēmas formulējumu un risinājumu pārejas režīmos.

Elektrostacijas, kas pieder dažādiem īpašniekiem, var piedalīties frekvences regulēšanas procesā. Šajā gadījumā katrs īpašnieks cenšas maksmizēt ienākumus. Lielāko kopējo ienākumu var gūt ar koordinētu visu elektrostaciju darbību. Šajā gadījumā parādās derīga labuma sadalīšanas problēma starp koalīcijas biedriem. Šī ir galvenā pieeja, kas aprakstīta darbā.

Aktīvās jaudas primārās rezerves vērtības izvēle ir atkarīga no kopējās ģenerētās aktīvās jaudas elektrotīklā. Primārās rezerves vērtības izvēle tiek koriģēta vienreiz gadā [81, 104].

Saskaņā ar ENTSO-E direktīvām apvienotajās energosistēmās (AE), kas ietver dažus dalībniekus, primārās rezerves vērtība tiek aprēķināta katrai energosistēmai (dalībniekam). Pēc tam, katrs energoapvienības dalībnieks izvēlas savas elektrostacijas primārai frekvences regulēšanai.

Gadījumā, kad sistēmas frekvence ir stabila, primārā rezerve netiek aktivizēta. Šī pakalpojuma cena ir diezgan augsta, un kompānijas sacenšas par tiesībām piedalīties primārās frekvences regulēšanas procesā. Bez frekvences regulēšanas kvalitātes nodrošināšanas ir vēl papildus izmaksu minimizēšanas problēma.

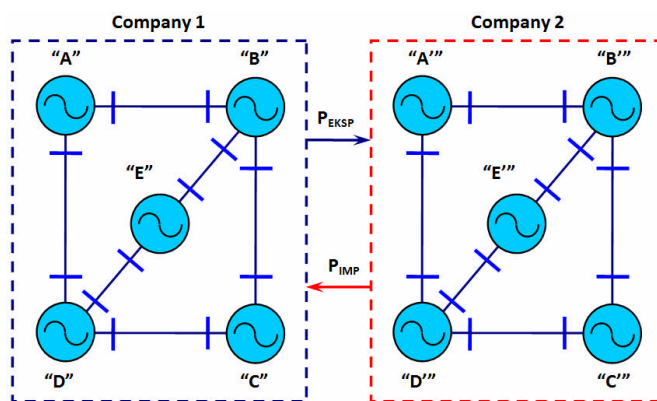
Ir jāatzīmē, ka liela apjoma atjaunojamās un izkliedētās enerģijas avotu izmantošana palielina iespējamību jaudas importa-eksporta līmeņa novirzēm no plānotā režīma. Šīs novirzes nosaka rotējošās rezerves palielināšanās tendenci.

Šajā paragrāfā ir apskatīts optimālas primārās rezerves sadales princips (ar mēķi minimizēt enerģijas izmaksas) energosistēmas primārās frekvences regulēšanas dalībniekiem.

Optimālai primārās rezerves sadalei jābalstās uz kopējā ienākuma noteikšanu dalībniekiem. Peļņas sadalījuma pieejai jābalstās uz kooperatīvas spēļu teorijas metožu pielietošanu [100-103]. Vairāki raksti piedāvā Šeiplija sadalījuma metodes pielietošanu izmaksu un/vai ienākumu sadalīšanas problēmas risināšanai starp dalībniekiem [109-118]. Šajā paragrāfā tiek pētīta kooperatīvās spēles pieeja frekvences regulēšanas uzdevumam, kas var uzlabot esošās frekvences regulēšanas metodes un rezultātā energosistēmu efektivitāti [98, 104, 119].

5.2. Problēmas nostādne

Ir apskatīta dažu energokompāniju darbība, kuru vienkāršota shēma ir parādīta Att. 5.1. Pieņemsim, ka katra kompānija satur vairākas elektrostacijas, kas darbojas tirgus apstākļos. Ģenerētās un patērētās enerģijas bilances uzturēšana pie nominālās frekvences un izmaksu minimizācijas ir galvenie energokompāniju kooperācijas mērķi [120].



Att. 5.1. Apvienoto energosistēmu vienkāršota diagramma

Pieņemsim, ka ģenerētās un patērētās jaudu bilance ir nodrošināta, kā arī darbojošos elektrostaciju konfigurācija un jaudas lielums ir noteikts enerģijas patēriņa prognozēšanas un enerģijas tirgus rezultātā katrā laika momentā t no plānotā laika perioda T .

Parādoties jaudu disbilancei, frekvence novirzās no nominālās vērtības. Šis jaudas deficīts ir jānovērš ar ātrdarbīgiem automātiskajiem regulatoriem.

Enerģijas importa-eksporta plānotā vērtība izmainās neplānotas disbilances kompensācijas rezultātā. Jāveic jaudas plūsmu pārdalīšana.

Jaudas ģenerācijas-patēriņa līmeņa stabilu noviržu korekcijai tiek izmantots īstermiņa tirgus mehānisms. Pēc izsoles tiek noteikti jauni iestatījumi energoapgādes kompānijām.

Ir dažādi veidi, kā nodrošināt paralēli strādājošu AE jaudas rezervi. Viena no visbiežāk pielietotajām metodēm ir balstīta uz AE kopējās nepieciešamās rezerves sadalījumu proporcionāli plānotai katras energosistēmas jaudai [98, 104].

Minētais gadījums un uzlabojuma metode ir apskatīta zemāk, kā arī ir piedāvāts AE optimāla primārās rezerves sadalījuma problēmas risinājums (pie specifiskiem noteikumiem, kas rodas laika momentā t_i).

A. Iespējamās metodes AE rotējošās rezerves sadalījuma noteikšanai

Pieņemsim, ka energosistēma sastāv no piecām elektrostacijām. Apskatīsim divas iespējamās metodes rotējošās rezerves sadalījumam:

1 – piecas elektrostacijas darbojas neatkarīgi, atbalstot noteiktu daļu (rezervējot) no plānotās jaudas (klasiskā metode);

2 – visas piecas elektrostacijas tiecas uz visienesīgāko darbību un izmaksu minimizāciju.

Pieņemsim, ka darbojas piecas elektrostacijas - S_1, S_2, S_3, S_4, S_5 . Katras stacijas jauda ir P_1, P_2, P_3, P_4, P_5 . Ražošanas izmaksu vērtības - C_1, C_2, C_3, C_4, C_5 . Katra stacija nodrošina rezervi p_1, p_2, p_3, p_4, p_5 , ar ražošanas izmaksām - c_1, c_2, c_3, c_4, c_5 .

Rezultējošās izmaksas E_{RS} ir:

$$E_{RS} = \sum_{i=1}^5 (P_i \cdot C_i + p_i \cdot c_i) \cdot \Delta t, \quad (5.1)$$

Pieņemsim, ka ģeneratoriem ir jānodrošina apvienotās energosistēmas plānotā jauda P_Σ , kā arī iespējamās nejaušas jaudas novirzes p_Σ visiem i no $C_i < C_{i+1}$ un $c_i < c_{i+1}$. Pieņemsim, ka jaudas noviržu biežums $f_{ij}(p_{ij})$ ir zināms katram laika momentam t .

Mērķis ir nodrošināt jaudu līdzsvaru:

$$\sum_{i=1}^5 P_i + p_i = P_\Sigma + p_\Sigma, \quad (5.2)$$

laikā t ar minimālu E_{RS} laika intervālā Δt .

Izvēloties ģeneratoru jaudas P_i un rezerves p_i , ir nepieciešams ņemt vērā daudzus tehniskus ierobežojumus, kas ir atkarīgi no: patērētāju siltuma un elektriskajām slodzēm, siltuma un elektriskā tīkla darba režīma, hidroelektrostaciju ūdenskrātuves ūdens līmeņiem.

Lai ievērotu šos ierobežojumus, ir nepieciešama nosacījuma (5.3) izpilde:

$$\{P_{ij}, p_{ij}\} \ni A, \quad (5.3)$$

kur A ir energosistēmas atļauto stāvokļu domēns. Rotējošās rezerves izvēles uzdevums var tikt formulēts sekojoši:

$$\{P_{ij}^*, p_{ij}^*\} = \arg \min \sum_{j=1}^N \left(\sum_{i=1}^n P_{ij} \cdot C_{ij} + E_{ij}(c_R) \right) \cdot \Delta t, \quad (5.4)$$

ar nosacījumu izpildi (5.2) un (5.3), kur

$$E_{ij}(c_R) = \int_0^{p_{ij}^{max}} p_{ij} \cdot c_{ij} \cdot f_{ij}(p_{ij}) dp_{ij}, \quad (5.5)$$

$E_{ij}(c_R)$ - i -tās elektrostacijas rotējošās rezerves izmaksu matemātiskā cerība j -tajā laika intervālā Δt .

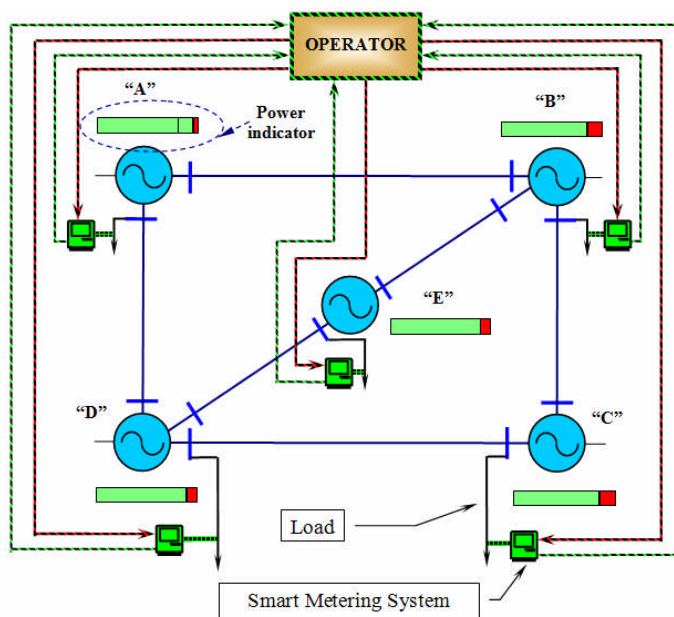
P_{ij}^* , p_{ij}^* - apskatīto elektrostaciju optimālā jauda (nodrošinot minimālas izmaksas).

Pieņemsim, ka:

1. pielietotās rezerves varbūtība ir zema. Tādējādi, izteiksme (5.4) var tikt vienkāršota, izdzēšot no izteiksmes integrāli;
2. elektrostaciju jaudu P un izstrādes izmaksu C optimizācijas process un rezultāti ir zināmi.

B. Optimālas rotējošās rezerves vadības problēmas tehniskā realizācija

Bez apskatītās relatīvi komplicētās matemātiskās problēmas optimālo vērtību P_{ij}^* un p_{ij}^* atrašanai, optimizācijas problēmas praktiskai realizācijai ir nepieciešama informācijas un organizācijas tehnoloģiju pielietošana, kas nodrošinātu iestatījumu regulēšanu noteiktiem ģeneratoriem. Vienkāršota AE ģeneratoru jaudas rezerves vadības shēma ir parādīta Att. 5.2.



Att. 5.2. Primārajā frekvences regulēšanā iesaistīto apvienoto elektrostaciju vienkāršota shēma

Tehniska pieeja avārijas frekvences regulēšanai AE tika apskatīta publikācijā [14]. Šī pieeja var tikt pielietota arī frekvences regulēšanas rezervju izvēlei. Datu savākšanas sistēmai ir jāiegūst informācija par energosistēmas faktisko stāvokli (ģeneratoru un patērētāju elektriskās un siltuma jaudas, tīkla konfigurācija, gaisa temperatūra un ūdens līmenis rezervuārā) plānotajam periodam T .

Izmantojot saņemto informāciju un elektrostaciju modeļus vai to kombināciju, ir iespējams noteikt un atrisināt optimālās vadības problēmas [102, 103, 121].

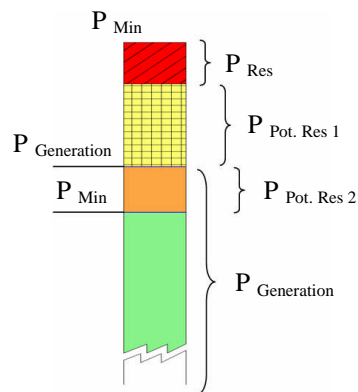
Pieņemot, ka iepriekšminētās problēmas tika risinātas ar zināmām metodēm, koncentrēsimies uz papildus ienākuma gūšanas un sadalīšanas problēmu.

5.3. Piedāvātā primārās rezerves sadales metode

Šīs metodes mērķis ir aprēķināt primārās rezerves visienesīgāko sadalījumu starp elektrostacijām (energorajoniem), kas ir iesaistītas primārās frekvences regulēšanā. Apskatīsim piedāvātās metodes darbību, izmantojot Att. 5.2 parādītās energosistēmas piemēru.

Attēlā 5.2 ir parādīti indikatori ar galvenajiem elektrostacijas darba režīma parametriem. Attēlā 5.3 ir parādīts palielināts jaudas indikatora attēls. Attēlā 5.3 ir parādīti sekojoši elektrostacijas parametri:

- maksimālā iespējamā ģenerācija (P_{Max});
- primārās rezerves vērtība (P_{Res});
- ģenerētā aktīvā jauda ($P_{generation}$);
- minimālais ģenerācijas līmenis (P_{Min}) (tehniskais ierobežojums);
- potenciāli iespējamā rezerve 1 ($P_{Pot.Res 1}$);
- potenciāli iespējamā rezerve 2 ($P_{Pot.Res 2}$).



Att. 5.3. Jaudas indikatoru parametru struktūra

Aprakstīsim dažus parametrus. Parametrs P_{Min} ir tehniskais ierobežojums. Tas nozīmē iespējamās ģenerācijas minimālo vērtību. Vērtība P_{Min} ir atkarīga no tehniskajiem nosacījumiem vai no ekonomiskiem iemesliem. Ir iespēja šo parametru iestatīt.

Parametri $P_{Pot.Res 1}$ un $P_{Pot.Res 2}$ ir daļas no potenciāli iespējamās rezerves:

$$P_{Pot.Res} = P_{Pot.Res 1} + P_{Pot.Res 2} \quad (5.6)$$

Savukārt:

$$P_{Pot.Res 1} = P_{Max} - P_{Res} - P_{generation} \quad (5.7)$$

$$P_{Pot.Res 2} = P_{generation} - P_{Min} \quad (5.8)$$

Uzskatot, ka AE ir jaudas balance, pieņemsim, ka $P_{Pot.Res 1} = 0$, $P_{Pot.Res} = P_{Pot.Res 2}$.

Lai saņemtu informāciju, kā arī nodrošinātu elektrostacijas pilnu primārās rezerves regulēšanu, ir jāpielieto interaktīvā informācijas sistēma VM – viedā mērīšana [60, 61, 121]. VM sistēma pārsūta tehniskos un ekonomiskos datus uz vadības centru.

Tehniskā informācija satur iepriekš minētos parametrus $P_{generation}$, P_{Max} , P_{Min} . Ekonomiskā informācija satur katras elektrostacijas faktiskās elektrības ražošanas izmaksas un ģenerētās aktīvās enerģijas pašreizējo pārdošanas cenu.

Tīkla primārās jaudas rezerves pārdalījums jāveic informācijas un vadības centram “operator”. Ņemot vērā procesu komplikētību, “operator” ir jārealizē ar IT tehnoloģijām. Apskatīsim informācijas un vadības centra algoritma soļus:

- a) algoritms sarindo visus spēlētājus (enerģorajonus) pēc ienesīguma vērtības, no mazākā uz lielāko ienesīgumu (kā piemēru skatīt Tabulas 5.1, 2.kolonnu);
- b) algoritms aprēķina visas iespējamās primārās rezerves sadalījuma kombinācijas starp spēlētājiem un aprēķina visienesīgāko variantu. Variantu analīzes laikā var tikt saņemti sākotnējie dati spēlētāju koalīcijas izveidošanai.
- c) algoritms aprēķina ienākuma sadalījumu starp spēlētājiem;
- d) “operator” ģenerē vadības signālus, lai izmainītu primārās rezerves regulēšanas iekārtas iestatījumus katram spēlētājam.

5.4. Ienākuma sadalīšanas pieeja

Augstāk minētā algoritma punkts c) ir visinteresantākais, tāpēc ka ienākuma sadalīšana ir viens no svarīgākajiem elektroenerģijas tirgus jautājumiem. Divu spēlētāju koalīcijas gadījumā, ienākuma sadalījums ir vienādi sadalīts starp spēlētājiem (50%/50%).

Taču, trīs, četru vai piecu spēlētāju koalīcijas gadījumā parādās taisnīgas ienākumu sadales problēma. Tādējādi, ja optimālais variants ir koalīcija no vairāk nekā diviem spēlētājiem, ienākuma sadalījums tiek veikts, izmantojot Šeiplija vektoru [105-108].

Pieņemsim, ka i -tais spēlētājs gūst ienākumu, kas vienāds ar šī spēlētāja ieguldījuma vidējo vērtību visām koalīcijām:

$$\phi_i(v) = \sum_{S \subseteq N} \frac{(|S|-1)!(n-|S|)!}{n!} (v(S) - v(S \setminus \{i\})) \quad (5.9)$$

Skaitlis $v(S) - v(S \setminus \{i\})$ ir i -tā spēlētāja ieguldījums, kad tas pievienojas koalīcijai $S \setminus \{i\}$, bet svara koeficients

$$\frac{(|S|-1)!(n-|S|)!}{n!}$$

var tikt interpretēts kā koalīcijas $S \setminus \{i\}$ formēšanas varbūtība.

Kooperatīvās spēles Šeiplija vērtība ir vektors:

$$\phi(v) \stackrel{def}{=} (\phi_1(v), \dots, \phi_n(v))^T \quad (5.10)$$

5.5. Pētījuma piemērs

Lai aprakstītu primārās frekvences regulēšanas faktisko stāvokli, apskatīsim vienkāršotu energosistēmas piemēru, kas sastāv no piecām elektrostacijām. Katra elektrostacija ir iesaistīta regulēšanā un ir spējīga uzturēt primāro rezervi. Kā tika minēts, primārās rezerves vērtība paliek nemainīga vismaz vienu gadu [98, 104].

Var būt divi rotējošās rezerves pielietošanas gadījumi:

Jaudas reserve var tikt izmantota ar zemu varbūtības vērtību;

Jaudas reserve var tikt izmantota ar augstu varbūtības vērtību.

Šeit ir apskatīta zema jaudas rezerves pielietošanas varbūtības vērtība, kas ir daudz ienesīgāka no labuma sadalīšanas pieejas viedokļa [122]. Ir jāatzīmē, ka rotējošās rezerves pielietošanas gadījums “a” atbilst reālai apvienotas energosistēmas darbībai.

Tagad apskatīsim piedāvātās automātikas darbību izmantojot specifisku piemēru. Pieņemsim, ka sākotnējās elektrostaciju jaudas ir zināmas, kā arī cenas, rezerves utt. Frekvences regulēšanas rezerve ir noteikta ar sistēmas operatoru un vienāda ar 4% no maksimālās ģenerētās jaudas P_{Max} . Sākotnējie parametri, kas nepieciešami aprēķiniem, ir parādīti Tabulā 5.1.

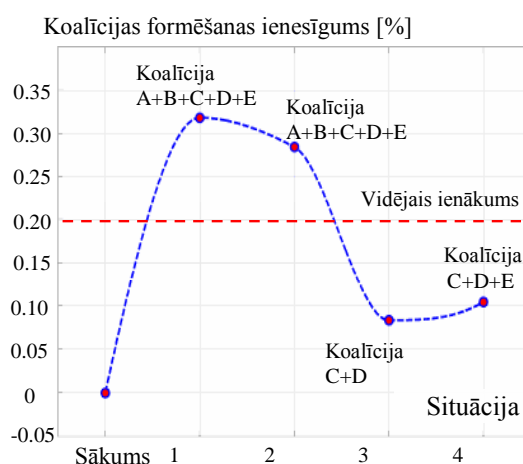
Energosistēma darbojas normālā darba režīmā, kad ģenerētā un patērētā aktīvās jaudas ir vienādas (sākotnējā situācija): $P_{generated} = P_{Load} = 6.2$ (r.v.).

Tabula 5.1. Spēlētāju parametri pirms optimizācijas

Spēlētājs	C Cost Price (r. v.)	P Max (r. v.)	P Min (r. v.)	P Res (%)	P Pot. Res. (%)	P Generation (%)
“A”	0.9	1.500	1.410	4.00	0.67	94.66
“B”	0.8	1.400	1.334	4.00	0.43	95.57
“C”	0.7	1.300	1.238	4.00	0.15	95.38
“D”	0.6	1.200	1.132	4.00	1.67	96.00
“E”	0.5	1.100	1.046	4.00	0.36	95.45
Σ		6.5		4.00		95.38
Sākotnējā situācija						

$C_{cost\ price}$ – ģenerētās jaudas izstrādes izmaksu vērtība (r.v.).

Pieņemsim, ka elektroenerģijas pārdošanas cena ir vienāda ar 1.1 (r.v.). Algoritms aprēķina spēlētāju visu iespējamo kombināciju ienesīgumu. Mūsu gadījumā, izmantojot Tabulā 5.1 dotos pamata parametrus un izmantojot izteiksmes (5.9) un (5.10), algoritms aprēķina (Att. 5.4 situācija 5.1), ka labākais variants būs visu spēlētāju koalīcija (“A+B+C+D+E”) ar kopējo neto ienākumu vienādu ar 0.0076 (r.v.).



Att. 5.4. Spēlētāju ienesīgums dažādās situācijās

Piedāvātās optimizācijas rezultātā primārās rezerves regulēšanas funkcija ir pārkārtota no daudz efektīvākas elektrostacijas uz mazāk efektīvu (ar augstākām ražošanas izmaksām). Kopējā primārās rezerves vērtība nav mainīta.

Maksimālais papildus ienākums parādās gadījumā, kad primārā rezerve nebija aktivizēta specifiskā laika intervālā. Izmantojot izteiksmes (5.9) un (5.10), ir iespējams aprēķināt ienākumu sadalījumu starp spēlētājiem. Sadalījuma rezultāti ir parādīti Tabulā 5.2.

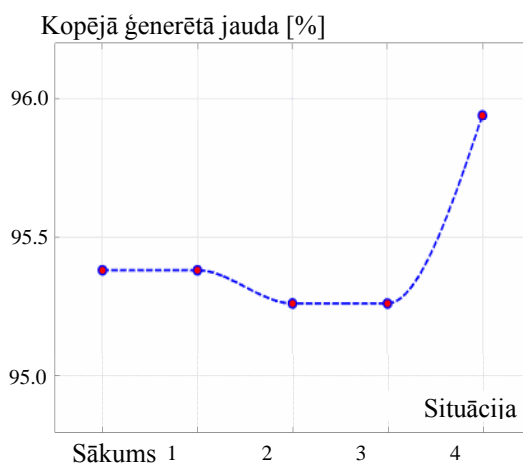
Tabula 5.2. Ienesīgums dažādās situācijās un ienākuma sadalījuma rezultāti

Situācijas numurs	1	2	3	4
Koalīcijas papildus ienākums (r.v.)	0.0076	0.0068	0.0020	0.0025
Spēlētāja labums (%)				
“A”	35.74	31.37	0.00	0.00
“B”	10.61	12.60	0.00	0.00
“C”	5.26	18.63	50.00	46.66
“D”	18.86	23.28	50.00	36.66
“E”	29.52	14.12	0.00	16.66

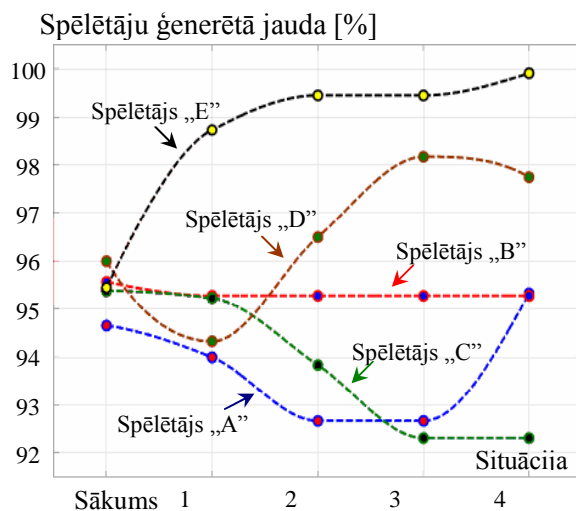
Tādi parametri kā elektroenerģijas pārdošanas cena, $C_{Cost Price}$, P_{Max} paliek nemainīgi. Ir jāatzīmē, ka pēc katra optimizācijas procesa sākotnējā AE rotējošās rezerves vērtība netika izmainīta.

Izmantojot aprēķinu rezultātus, tika konstruētas sekojošas raksturlīknes:

- 1) Att. 5.4 ir parādīts optimālās koalīcijas ienesīgums, kas veidojas atbilstoši spēlētāju neatkarīgai darbībai dažādu situāciju laikā. Katrs optimizācijas punkts parāda koalīciju formēšanu (vai nav nekādas darbības).
- 2) Att. 5.5 ir parādītas AE ģenerētās jaudas izmaiņas citās situācijās.
- 3) Att. 5.6 ir parādītas spēlētāju ģenerētās jaudas izmaiņas citās situācijās. Citiem vārdiem, līknes var tikt izmantotas kā vadības signāli elektrostaciju (spēlētāju) regulatoru iestatījumu izmainīšanai.
- 4) Att. 5.7 ir parādītas spēlētāju minimālās jaudas izmaiņas. Līknes var tikt izmantotas kā vadības signāli.
- 5) Att. 5.8 ir parādītas spēlētāju rotējošās rezerves izmaiņas atkarībā no situācijas. Tāpat kā Att. 5.7 līkņu gadījumā, arī šīs līknes var tikt izmantotas kā vadības signāli.



Att. 5.5. AE kopējā ģenerētā jauda dažādās situācijās



Att. 5.6. Spēlētāju ģenerētā jauda dažādās situācijās

5.6. Iespējamā ikgadējā ienākuma skaitliskā aprēķina piemērs

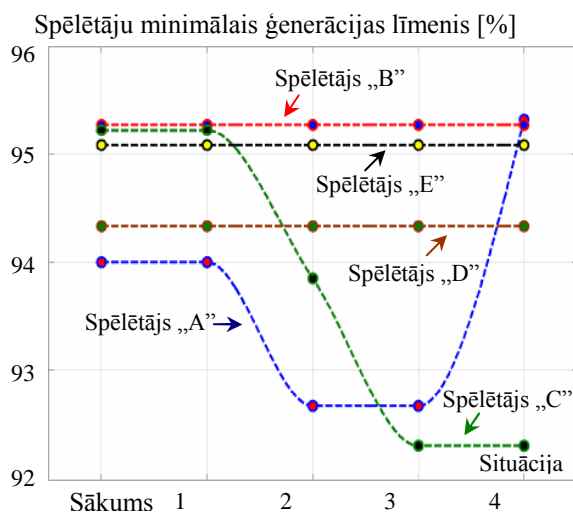
Piedāvātās metodes izmantošanas priekšrocības vizuāla demonstrācija ir papildus ienākuma praktisks aprēķins, izmantojot enerģosistēmas parametru nosauktās vērtības.

Atbilstoši Att. 5.4 vidējā papildus ienākuma vērtība var būt aptuveni vienāda ar 0.2%. Pieņemsim, ka enerģosistēmas vidējā jauda ir vienāda ar 1000 MW un vidējā elektroenerģijas cena ir vienāda ar 50€/MWh.

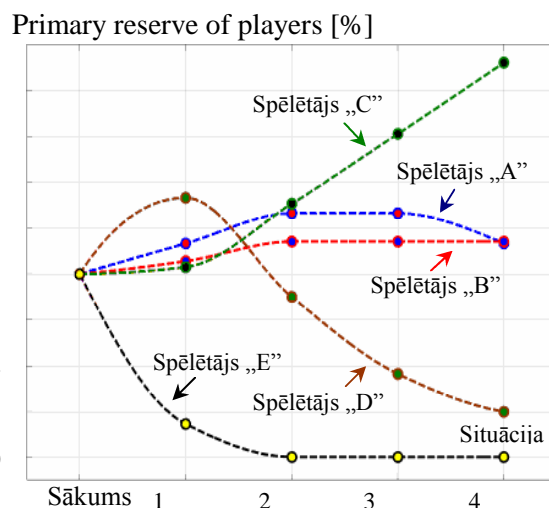
Šajā gadījumā papildus ikgadējais ienākums ir:

$$\frac{1000(MW) \cdot 50(\text{€} / MWh) \cdot 8760(h) \cdot 0.20(\%)}{100(\%)} = 876000(\text{€}) \quad (5.11)$$

Šāds papildus ienākums nosegs atbilstošas vadības sistēmas izveidošanas izmaksas.



Att. 5.7. Spēlētāju minimālā aktīvās jaudas ģenerācijas vērtība dažādās situācijās



Att. 5.8. Spēlētāju primārā rezerve dažādās situācijās

5.7. Secinājumi

- Primārās rezerves optimāls sadalījums var tikt balstīts uz kooperatīvās spēles teorijas metodi.
- Ir jāizmanto piedāvātais algoritms, kas ņem vērā primārās frekvences regulēšanas dalībnieku tehniskos ierobežojumus un ekonomiskos aspektus.
- Papildus ienākuma praktisko aprēķinu rezultāti pierāda spēļu teorijas metodes pielietošanas iespējamību optimālai frekvences regulēšanas rezervju sadalīšanai.
- Energosistēmas matemātiskais modelis ar piedāvāto aprēķinu algoritmu var tikt realizēts, izmantojot datorprogrammu Matlab Simulink [80].

6.Rekomendācijas turpmākam darbam

6.1. Automātiskā rezerves ieslēgšana (ARI):

Tiek analizēta konkrētiem nosacījumiem uz noteiktas shēmas. Acīmredzot, dažāda veida ierosām būs savs regulēšanas koeficientu kopums. Tādējādi, ierosmes adaptīvas sistēmas jautājums paliek būtisks.

6.2. Dotais pētījums ietver adaptīvas sistēmas AAF izpētīšanu, tomēr ir nepieciešama šo jautājumu turpmāka izpēte.

6.3. V-AAF:

6.3.1. Shēma, kurā tika integrēta V-AAF automātika, sastāv ne vairāk kā no pieciem energorajoniem. Ir ieteicams detalizētāk apskatīt lielu energosistēmu. Tāpat ir jāņem vērā elektropārvades līniju caurlaides iespēja un citi parametri. Tātad, dotā problēma kļūst par daudzkritēriālu uzdevumu.

6.3.2. Šī automātika ir balstīta uz "Smart Metering" tehnoloģiju. Iegūstot vajadzīgos datus saskaņā ar iepriekšminēto tehnoloģiju, ir iespējams realizēt ne tikai V-AAF pretavārijas automātiku, bet arī vairākas citas pretavārijas automātikas un releju aizsardzības (RA).

6.3.3. Ir jāņem vērā finanšu komponentu. Tādējādi, ir nepieciešams ņemt vērā 6.3. punktu.

6.4. Peļņas sadalījums, izmantojot Šeiplija vektoru:

6.4.1. Disertācijas darbā ir apskatīts piemērs, pēc kura ir balstīta programma ne vairāk kā 5 koalīcijas dalībniekiem. Tiek plānots izmantot Šeiplija-Nejmana formulu n -tam spēlētāju skaitam.

6.4.2. Peļņas sadale ņem vērā termoelektrocentrāles (TEC) tehniskos parametrus. Tiek plānots izskatīt ģenerācijas visus veidus (HES, koģenerācijas stacijas, mazās ģenerācijas stacijas, nepastāvīgas ģenerācijas stacijas, tādas kā vēja turbīnas, saules paneļi utt.).

Literatūras saraksts

1. "Workshop on Technology, measurement, and standards challenges for the smart grid", The renewable and sustainable Energy Institute, summary report, Boulder, Colorado, March 2013
2. Trevor MORGAN, "Smart Grids and Electric Vehicles: Made for Each Other", Summit of the International Transport Forum, on Seamless Transport: Making Connections. Discussion Paper 02, 4 May 2012, Leipzig, Germany
3. http://www.ge-energyforourfuture.com/energy_sol/smart_grid.html
4. http://www.ibm.com/smarterplanet/us/en/smart_grid/ideas/
5. The Smart Grids Debate in Europe, Essential for the transformation of European energy system, deserving more attention and transparency, SEFEP working paper, November, 2012
6. "The smart Grid: An Estimation of the energy and CO2 benefits", U.S. department of Energy, revision 1, January 2010
7. <http://energy.gov/oe/technology-development/smart-grid>
8. Demystifying the Smart Grid Technology Days , Stuart Michie, Network Management, 9 May 2013, ABB
9. Magazine "European SmartGrids Technology Platform, Vision and Strategy for Europe's Electricity Networks of the Future", EUROPEAN COMMISSION Directorate-General for Research, Brussels, 2006
10. www.wikipedia.org
11. www.eurelectric.org
12. www.eprussia.ru/epr/148
13. Marko Delimar, "Smart Grid" prezentācija, IEEE Smart Grid World Forum, Brisele, Beļģija, 2-3 decembrī, 2010.
14. J. König, L. Nordström, „Assessing impact of ICT System Quality on Operation of Active Distribution Grids”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 2009

15. Sergio Bruno, Silvia Lamonaca, Massimo La Scala, Giuseppe Rotondo, Ugo Stecchi, „Load control through smart-metering on distribution networks”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 2009.
16. “Utility-scale smart meter deployments, plans, & proposals”, IEE Report, May 2012
17. “Smart Meters Programme, Delivery, Plan”, Department of energy and climate change, 10 May 2013
18. <http://www.centerpointelectric.com/cehe/smartmeters/>
19. Stephan Koch, Dominik Meier, Marek Zima, Martin Wiederkehr, Göran Anderson, „An Active Coordination Approach for Thermal Household Appliances – Local Communication and Calculation Tasks in the Household”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 2009.
20. Albert Molderink, Vinzent Bakker, Maurice G. C. Bosman, Johann L. Hurink, Gerard J. M. Smit, „Domestic energy management methodology for optimizing efficiency in Smart Grids”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 2009.
21. “Smart grids: best practice fundamentals for a modern energy system”, World Energy Council, London, United Kingdom, 2012, ISBN: 9780946121175.
22. Michel Houwing, Georgios Papaefthymiou, Petre W. Heijnen, Maria D. Ilić, “Balancing Wind Power with Virtual Power Plants of Micro-CHPs”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 2009.
23. Kathy Kowalenko, „The smart Grid: a Primer”, IEEE Spectrum Journal, decembris, 2010.
24. http://en.wikipedia.org/wiki/Smart_%28automobile%29
25. <http://www.smartusa.com/Downloads/smart-car-accessories-brochure.pdf>
26. F. Pilo, G. Pisano, G. G. Soma, „Advanced DMS to Manage Active Distribution Networks”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 2009.
27. Hubert Lemmen, “SMART Transmission System” prezentacija, IEEE Smart Grid World Forum, Brisele, Beļģija, 2-3 decembrī, 2010.
28. TWENTIES company, “Smart transmission system operation with high penetration pf wind” prezentacija, IEEE Smart Grid World Forum, Brisele, Beļģija, 2-3 decembrī, 2010.

29. Fangxing (Fran) Li, Wei Qiao, Hongbin Sun, Hui Wan, Jianhui Wang, Yan Xia, Pei Zhang, Zhao Xu, "Smart Transmission Grid: Vision and Framework", IEEE transactions on smart grid, 2010, 1949-3053.
30. "Sensor Technologies for a Smart Transmission System", Electric power research institute, white paper, December 2009.
31. D.E. Bakken, A. Bose, C.H. Hauser, D.E. Whitehead, G.C.Zweigle, "Smart generation and transmission with coherent, real-time data", Proc. IEEE 99(6):928-951, June 2011.
32. Dr. Jan Declercq, "Connecting variable energy resources" prezentācija, IEEE Smart Grid World Forum, Brisele, Beļģija, 2-3 decembrī, 2010.
33. <http://www.smartpowergeneration.com/>
34. "Firewall technology the next generation is the smart generation. How Application Intelligence and Control enables network security in the wake of Web 2.0, Cloud Computing and Mobility.", eBook, September 20, 2010.
35. Bakken, D.E. ; Bose, A. ; Hauser, C.H. ; Whitehead, D.E., "Smart Generation and Transmission With Coherent, Real-Time Data", Proceedings of the IEEE, Vol. 99 , Issue: 6, June 2011, p. 928 – 951., ISSN :0018-9219.
36. AEMO, "Multiple generation disconnection and under frequency load shedding"- Thursday 2nd July, 2009, Australian Energy Market Operator, 2009.
37. "Smart cities. Ranking of European medium-sized cities", Centre of Regional Science, Vienna UT, October 2007,
38. "Smart cities study: International study on the situation of ICT, innovation and Knowledge in cities", Published by: The Committee of Digital and Knowledge, Bilbao, 2001.
39. DI Mag. Michael Strebl, "SMART GRIDS Model Region Salzburg" prezentācija, IEEE Smart Grid World Forum, Brisele, Beļģija, 2-3 decembrī, 2010.
40. Marie Fossum, "Stockholm Royal Seaport – smart grid for a sustainable city project" prezentācija, IEEE Smart Grid World Forum, Brisele, Beļģija, 2-3 decembrī, 2010.
41. Prof. Nikos Hatziargyriou, "Smart Grid on Islands and Microgrids" prezentācija, IEEE Smart Grid World Forum, Brisele, Beļģija, 2-3 decembrī, 2010.

42. Āris Dandens, „Viedie tīkli – jauna iespēja elektrību tērēt efektīvāk un lētāk”, publikācija AS „Latvenergo” žurnālā „Ergo Forums”, Rīga, Latvija, № 6, decembris, 2010.
43. L. Koschejev, Control of emergency automation in power system, Energoatomizdat, 1989 (krievu valodā).
44. M. Berkovich, V. Gladishev, Power System’s automation, Energoatomizdat, 1991 (krievu valodā).
45. Warren C. „Load Shedding, Load Restoration and Generator Protection Using Solid-state and Electromechanical Underfrequency Relays”, New Switchgear Business Department, General Electric Company, Philadelphia.
46. Nesime Tatbul, ugur Cetintemel, Stan Zdonik, “Staying FIT:Efficient load shedding techniques for distributed stream processing”, VLDB’07, September 23-28, 2007, Vienna, Austria.
47. Shervin Shokooh, Tanuj Khandelwal, Farrokh Shokooh, Jacques Tastet, JJ Dai. “Intelligent load shedding need for a fast and optimal solution”, IEEE PCIC, Europe, 2005.
48. G.T. Heydt, “Solutions for crisis in electric power supply”, IEEE Comput.Appl.Power, vol. 14, no. 3, pp. 22-30, July, 2001.
49. P.M.Anderson, A.A.Fouad, Power System Control and Stability. Ames, IA:Iowa state Univ.Press, 1977.
50. J.Jung, C.C.Liu, S.L.Tanimato, V.Vital, “Adaptation in load shedding under vulnerable operating conditions”, IEEE Trans.Power Syst., vol.17, no 4, pp.1199-1205, November, 2002.
51. H.You, V. Vittal, Z.Yang, “Self-healing in power systems: an approach using islanding and rate of frequency decline-based load shedding”, IEEE Trans.Power Syst., vol. 18, no. 1, pp.174-181, February, 2003.
52. V. Chuvychin, N. Gurov, S. Venkata, R. Brown, “An adaptive approach to load shedding and spinning reserve control during underfrequency conditions”, IEEE Trans. Power Syst., vol. 11, no. 4, pp. 1805 – 1810, Nov. 1996.

53. V. Chuvychin, N. Gurov, S. Kiene, "Application of New Emergency Control Principle in Power Systems", Proceedings of IEEE PowerTech2009 Conference, Romania, Bucharest, 29 June – 2 July , 2009 – pp 1-6.
54. M. Larson, C. Rehtanz, "Predeictive frequency stability control based on wide-area phasor measurements", in Proc. 2002 IEEE Power Eng. Soc. Summer Meeting, Chicago, IL, Jul. 2002, vol. 1, pp. 233-238.
55. H. Seyedi, M. Sanaye-Pasand, "New centralized adaptive load-shedding algorithms to mitigate power system blackouts", IET Gener. Transm. Distrib., vol. 3, no. 1, pp. 99-114, Jan. 2009.
56. U. Rudez, R. Mihalic, "Analysis of Underfrequency Load Shedding Using a Frequency Gradient", IEEE Trans. Power Syst., vol. 26, no. 2, pp 565 – 575, Apr., 2011.
57. H. Nguyen, W.L. Kling, J.M.A. Myrzik, „Power Flow Management in Active Networkk”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 29 June – 2 July , 2009.
58. S. Bruno, S. Lamonaca, M. La Scala, G. Rotondo, U. Stecchi, „Load control through smart-metering on distribution networks”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 29 June – 2 July , 2009.
59. F. Pilo, G. Pisano, G. G. Soma, „Advanced DMS to Manage Active Distribution Networks”, IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Romania, 29 June – 2 July , 2009.
60. H. Lemmen, "SMART Transmission System" presentation, IEEE Smart Grid World Forum, Brussels, Belgium, 2-3 december, 2010.
61. O. Samuelsson, M. Hemmingsson, A. H. Nielsen, K. O. H. Pedersen, J. Rasmussen, "Monitoring of power system events at transmission and distribution level", IEEE Trans. Power Syst., vol. 21, no. 2, pp. 1007-1008, May, 2006.
62. L. Sterninson, Transient processes in power systems during operation of frequency and power, Moscow: Energy, 1975 (krievu valodā).
63. V. Chuvychin, R. Petrichenko, "Development of Smart Underfrequency Load Shedding System", 10th International Scientific Conference "Control of Power Systems 2012 (CPS 2012)" 15 - 17 May 2012, High Tatras, Slovakia, p.139-140.

64. V. Chuvychin, R. Petrichenko, "Development of Smart Underfrequency Load Shedding System", "Journal of Electrical Engineering", Slovakia, VOL. 64, NO. 2, 2013, p.123-127.
65. Seventh Framework Programme, Energy.7.2, Collaborative Project - Large-scale integrated project PEGASE: Pan European Grid Advanced Simulation and state Estimation, Grant agreement no.: 211407.
66. Collaborative Project ICOEUR: Intelligent Coordination of Operation and Emergency Control of EU and Russian Power Grids, Grant Agreement no.: 227122.
67. W.Taylor, "Northwest power pool transient stability and load shedding controls for generation-load imbalances", IEEE Trans.Power App.Syst., vol.PAS-100, no.7, pp.3486-3495, July, 1981.
68. P.M. Anderson, M.Mirheydar, "An adaptive method for setting underfrequency", IEEE Trans.Pow.Syst., vol.7, no.2, pp.647-655, May, 1992.
69. D.Prasetijo, "A new load shedding scheme for limiting underfrequency", IEEE Trans.ower Syst., vol.9, no.3, pp.1371-1378, August, 1994.
70. K.Abdel-Rahman, "Internet based wide area information sharing and its roles in power system state estimation", in Proc.IEEE Power Eng.Soc.Winter Meeting, Columbus, OH, Febraury, 2001.
71. D.Wong, "Eigenvalue analysis of very large power systems", IEEE Trans.Power Syst., vol.3, no.2, pp.472-480, May, 1988.
72. IEEE C37.117: Guide for the Application of Protective Relays Used for Abnormal Frequency Load Shedding and Restoration, 2007.
73. A.Beggini (editor), Handbook of power quality, Wiley, 2008.
74. ENTSO-E RG CE OH 2nd release – Policy 5: Emergency Operations, 08/2010.
75. Barkans J., Zalostiba D. Protection against Blackouts and Self-Restoration of Power Systems. RTU Publishing House, Riga, 2009.
76. W.A. Elmore, Protective relaying theory and Application, New York, NY: Marcel Deffker, Inc. 2004.

77. Chuvychin V., Gurov N., Strelkovs V., Adaptive underfrequency load shedding and underfrequency load restoration system, 2005 IEEE Power Tech, St.Petersburg, Russia, 2005.
78. N. Babich, I. Zhukov, *Circuit Technology of Computers*, MK - express, 2004, p.45.
79. S. Porshnev, *Matlab 7 basic of programming*, Binom-Press, 2011, 320 pp.
80. V. Djakonov, A. Penjkov, *Matlab and Simulink in Power Systems*, Hot-line Telecom, 2009, 816 pp.
81. Kundur P., *Power System Stability and Control*, New York: McGraw-Hill, 1994.
82. Elices A., Rouco L., Bourles H. and Margotin T., "Conversion of State Feedback Controllers to the Standard AVR+PSS Form", Proc. IEEE PowerTech Conference, Bologna-Italy, June 2003.
83. Murgas J., Miklovicova E. and Hnat J., "Optimization of Excitation System Parameters for Important Supply Sources of the Slovak Power System", 8th International Conference "Control of Power Systems '08", June 11 – 13, 2008, Strebsko Pleso, Slovak Republic.
84. J.Machowski, J.W.Bialek, S.Robak, J.R.Bumby, "Excitation control system for use with synchronous generators", IEE Proc.-Gener.Transm.Distrib., Vol.145, No.5,September, 1998.
85. IEEE Power Engineering Society, "IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability studies", IEE std.421-5-2005, IEEE New York, NY, USA, 2006.
86. M. Miskovic, M.Mirosevic, G.Erceg, "Load Angle Estimation of Synchronous Generator Using Dynamical Neural Networks", *Energija*, vol.58, No.2, pp.174-191, INSPEC, 2009.
87. B.Wang, L.JinJun, "A method of online analyzing excitation systems performance based on PMU measurements", 2011.
88. V.Slenduuhov, "Excitation systems of generators and their modeling" , Master thesis, Tallinn University of Technology, 2012
89. Chumakov N., Serebrjanij J., „Efficiency assesment of complex technical devices”, Moscow, „Sov.radio”, 1980 (krievu valodā).

90. V.Chuvychin, N. Gurov, R. Petrichenko, A. Dambis “The Influence of Excitation System’s Parameters to the Power System Stability”, The 6th International Conference on Electrical and Control Technologies 5-6 May 2011, Kaunas, Lithuania, p.179-183.
91. V.Chuvychin, N. Gurov, R. Petrichenko, “Optimization of Excitation System Parameters for Kegums Hydro Power Plant of Latvia”, The 10th International Conference on Environment on Electrical Engineering (EEEIC), 8-11 May 2011, Rome, Italy.
92. V.Chuvychin, N. Gurov, R. Petrichenko, A. Dambis “The Influence of Excitation System’s Parameters to the Power System Stability”, “Journal of Energy and Power Engineering” ISSN 1934-8975, USA, vol.6, Nr.7., July 2012 p. 1146-1152.
93. Jurganov A., Kozevnikov V., "Excitation control of synchronous generators", St.Petersburg, "Nauka", 1996 (krievu valodā).
94. D.Sumina, G. Erceg, T. Idzotic, “Excitation control of a synchronous generator using fuzzy logic stabilizing controller”, EPE 2005- Dresden, 2005.
95. S. Tesnjak, G.Erceg, R.Erceg, D.Klarin, Z.Komericki,” Excitation System of Synchronous Turbo Generator”, in Thermal Power Plant Features in the Meaning of electrical Power System Demands, HEP d.d., Zagreb, 2000.
96. D.Jolevski, “Excitation System of Synchronous generator”, University of Split, Faculty of Electrical Engineering, Mechanical Engineering and Naval Architecture, Split, 2009.
97. Gurovs N., Petričenko R., “The synchronous generator’s stability increase with exciting voltage’s regulation method”, Scientific Journal of RTU, Latvia, 4. series., *Energētika un elektrotehnika*. - 26. vol. (2010), p. 76-80.
98. *Load-Frequency Control and Performance*, UCTE Operation Handbook-Policy 1-, final version (approved by SC on 19 March 2009).
99. Song, Z. ; Goel, L. ; Wang, P., “Optimal spinning reserve allocation in deregulated power systems”, IEE Proceedings “Generation, Transmission and distribution”, vol. 152, issue 4, July, 2005, pp.483-488.
100. Thalassinakis, E.J. ; Dialynas, E.N., “A Method for Optimal Spinning Reserve Allocation in Isolated Power Systems Incorporating an Improved Speed Governor Model”, Journal “Power Systems, IEEE Transactions on “, vol. 22 , Issue: 4, November, 2007, pp.1629-1637, ISSN :0885-8950.

101. Mehdi Hejazian, Ali Peiravi, "Allocation of Spinning Reserve Cost Amongst Customers in Deregulated Power Systems", *Journal of American Science*, Vol.6, no.3, pp.129-138, 2010, ISSN: 1545-1003.
102. I. Umbrasko, R. Vorfolomejeva and A. Mahnitko, "Modeling of the Generating Company Behaviour in Energy and Reserve Market," in *Proc. 2012 IEEE The 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC2012)*, pp.1070-1074.
103. K.A. Papadogiannis and N.D. Hatziargyriou, "Optimal allocation of the primary reserve services in energy markets," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, pp. 652-659.
104. *The rules and recommendations for frequency and power flows regulation*, "SO UPS", JSC, 2007.
105. Lloyd S. Shapley. *A value for n-person games. In contribution to the Theory of Games*, Volume II, by H.W. Kuhn and A.W.Tucker, editors. *Annals of Mathematical Studies* v.28, pp. 307 -317. Princeton University Press.
106. N.N.Pisaruk, „Ievadsvārbūtības teorijā”, Minska, 2011, 217 lpp. (krievu valodā).
107. Theodore L. Turocy, Bernhard von Stengel. *Game Theory* , CDAM Research Report LSE-CDAM-2001-09, October 8, 2001.
108. Martin J. Osborne. *An Introduction to Game Theory*, University of Toronto, Toronto, Canada, 2000.
109. E. Faria, L.A. Barroso, R. Kelman, S. Granville, and M.V. Pereira. Allocation of Firm-Energy rights among hydro plants: An Aumann-Shapley approach. *IEEE Trans.*, vol.24(2), pp.:541-551, 2009.
110. A. Sauhats, J. Inde, G. Vempers, and V. Neimane. "On cogeneration strategies in the cities of North-Eastern europe," in *Proc. 2007 IEEE Power Tech Conf.*, pp. 645-650.
111. M. Bockarjova, M. Zima, and G. Andersson. "On allocation of the transmission network losses using game theory," in *Proc. EEM 2008 Electricity Market, 5th International Conference on European*, pp. 1-6.
112. A.G. Bakirtzis. Aumann-Shapley transmission congestion pricing. In *Power Engineering Review*, IEEE, pp.67-69, 2001.

113. P.A. Kattuman, R.J. Green, and J.W. Bialek. "A tracing method for pricing inter-area electricity trades," Cambridge Working Papers in Economics 0107, Faculty of Economics, University of Cambridge, June 2001.
114. X.J. Lin, C.W. Yu, and C.Y. Chung. "Pricing of reactive support ancillary services," in *Proc. 2005 IEEE Generation, Transmission and Distribution*, pp.616-622.
115. Shaheen S.Fatima, Michail Wooldridge, Nicholas R.Jennings. "A randomized method for the Shapley value for the voting game", Proc. of 6th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent System (AAMAS'07), May 14–18, 2007, Honolulu, Hawai'i, USA.
116. Shaheen S.Fatima, Michail Wooldridge, Nicholas R.Jennings. "An anytime approximation method for the inverse Shapley value problem", Proc. of 7th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent System (AAMAS 2008), May 12-16, 2008, Estoril, Portugal, p.935-942.
117. Alvin E.Roth, Robert E. Verrecchia, "The Shapley Value as Applied to Cost Allocation: A reinterpretation", *Journal of Accounting Research*, Vol.17, No.1, Spring, 1979, USA.
118. Junqueira, M. ; PSR, Rio de Janeiro ; da Costa, L.C. ; Barroso, L.A. ; Oliveira, G.C., "An Aumann-Shapley Approach to Allocate Transmission Service Cost Among Network Users in Electricity Markets", *Journal "Power System, IEEE transactions on"*, Vol. 22 , Issue: 4, 29 October, 2007.
119. M.H. Ranjbar, A.Pirayesh, H. Eighbalpour, "Optimal Spinning Reserve Allocation in Electricity Markets Using Cost/Benefit Analysis", in *Proc. PMAPS 2012 The 12th International Conference on Probabilistic Applied to Power Systems*.
120. R. Petrichenko, A. Sauhats, V. Chuvychin, "Spinning Reserve Allocation Using Game Theory", PowerTech2013 conference, Grenoble, France, 16-20 June 2013.
121. V. Chuvychin, R. Petrichenko, "Smart Load Shedding System," in *Proc. 2012 IEEE The 3rd International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG2012)*, pp.64-71.
122. R. Petrichenko, A.Sauhats, V. Chuvychin, "Spinning reserve allocation using shapely method", Riga Technical University 54th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering, 14-16 October, 2013.

PIELIKUMI