

# Dažnio bei aktyviųjų galių automatinio valdymo kokybė ir paslaugų apskaita

**Albertas Nargėlas,**

**Andrius Žasytis**

*Kauno technologijos universitetas,  
K. Donelaičio g. 73,  
LT-44029 Kaunas  
El. paštas: a.zasytis@post.skynet.lt*

Automatinis generacijos valdymas – tai pagrindinis veiksnys, leidžiantis operatyviai vykdyti sistemų tiek pirminį, tiek antrinį reguliavimą. Jo apskaitos mechanizmai yra būtina sąlyga ir svarbiausias veiksnys, skatinantis naudoti bei plėtoti šią paslaugą. Be aiškios ir tikslios apskaitos metodikos gamintojai negali prognozuoti paslaugos rentabilumą ir tampa nuostolinga tiekti automatinio generacijos valdymo paslaugą elektros energijos rinkoje, nes tai susiję su generuojančių šaltinių papildomomis kuro ir įrenginių išlaidomis. Pateikiama metodika automatinio generacijos valdymo paslaugai apskaičiuoti.

**Raktažodžiai:** automatinis generacijos valdymas, tarpsteminiai srautai, tarpsteminės paslaugos

## ĮVADAS

Restruktūrizuotoje elektros energetikos sistemoje atskiras energijos gamintojas gali pasirinkti, ar jam būti generacijos valdymo (pvz., dažnio reguliavimo paslaugų) tiekėju ir gauti už tai mokesť, ar likti konkurenciniu elektros energijos tiekėju bei siekti pelno ir mokėti už generacijos valdymą kitiems.

Tiekėjas – generacijos valdymo dalyvis – tampa bendros geros kokybės prekės gamintoju. Narystė tiekiant generacijos valdymo paslaugas ilgainiui gali kisti ir turi būti atvira konkurenciniams sprendimams. Jei tam tikru laikotarpiu pasirodo, kad dalyvavimas generacijos valdyme yra mažiau pelningas nei dalyvavimas konkurencinėje energijos rinkoje mokant kitiems už pagalbinių generaciją, tiekėjas gali savo noru pakeisti savo pasiūlymo kainą ir apimtį.

Šie teiginiai gali būti taikomi ir apkrovų valdymui, kuris gali būti traktuojamas kaip papildomas generacijos valdymas.

Tačiau turi būti atsižvelgta į papildomus, kol kas neišspręstus elektros rinkos veikimo veiksnus, susijusius su paslaugų ir kontraktų pažeidimų apmokėjimais.

Elektros energetikos sistemos būklė vertinama analizuojant sistemos dažnio ir tarpsteminį srautų nuokrypį. Kiekviena energetikos sistema naudoja sau pritaikytą vertinimo kriterijų interpretavimą. Pagrindinius kriterijus sistemos būklės vertinimui pagal dažnio / galios priklausomumą būtų galima skirstyti į sistemos būklės vertinimo (CPS – *Control Performance Standards*), reguliavimo indikatorius (RHI – *Regulating Help Indicator*), reguliavimo trajektorijos sekimo

indikatorius (IRTT – *Indicator of Regulating Trajectory Tracking*) [1]. CPS kriterijus labiausiai vartojamas Amerikoje, tuo tarpu RHI ir IRTT – Europoje. Kiekviena energetikos sistema nustato jai taikomas nejautrumo zonų ribas sistemos būklės vertinimui. Iš principo kriterijai pakankamai analogiški ir palyginami tarpusavyje.

Kiti kriterijai labiau apibūdina sistemos nuokrypį nuo normalios būsenos laike priklausomybes. Pagal NERC [2] kitus kriterijus galima skirstyti į 2 indikatorius: A1 – sistemos paklaida turi sumažėti iki 0 per 10 min, A2 – kiekvieno 10 min periodo vidutinis nuokrypis yra mažesnis už nustatytą sistemai. Taigi sistemos valdymo kokybė analizuojama pasirinkto laikotarpio periodiškumu.

## PAGALBINIŲ PASLAUGŲ APSKAITOS PRINCIPAI

Norvegijos elektros energetikos sistemoje, kurios pagrindą sudaro vidutinės galios manevringos hidroelektrinės, naudojama toliau aprašyta pagalbinių paslaugų apmokėjimo metodika [2].

**Dažnio reakcija įskaitant besisukantį rezervą.** Numatyta dažnio reakcija 2 500 MW/Hz (pagal Šiaurės šalių įsipareigojimus užtektų 2 000 MW/Hz), kuri užtikrina galimybę padengti nenumatytą apkrovos kaitą. Apskritai visų blokų statiškumo koeficientas yra 6 % ir generatoriai kasdien praneša apie savo agregato faktinę dažnio reakciją. Dažniausiai būna dažnio reakcijos kiekio perteklius. Jeigu jo nėra, Statnett

(Norvegijos perdavimo sistemos operatorius) gali reikalauti sumažinti kai kurių blokų statiškumo koeficientą iki 2 %. Dažnio reakcijos perteklius gali būti parduotas kaimyninėms energetikos sistemoms. Kiekvienas generatorius nurodo šio pardavimo dienos kainą. Kiekvius nustato Statnett pagal sistemos darbo būklę ir sutartus Nordel apribojimus, kurie lygūs 30 % nacionalinių įsipareigojimų.

Kiekvienas generatorius gauna metinį užmokestį už dažnio reakcijos įnašą. Užmokestis yra lygus  $11\,000 \text{ NOK} \times \text{MW/Hz} \times P_{\text{inst}}$ , įvertintas metiniu vidutiniu darbo laiku. Papildomai kiekvienas generatorius gauna proporcingą pajamų dalį už išorinius pardavimus.

Reguliuavimo galia, MW/Hz, apskaičiuojama pagal formulę:

$$RG = \frac{P_N}{ks \times \frac{f_N}{100}} \quad (1)$$

Pvz., jei  $P_N = 100 \text{ MW}$ ,  $f_N = 50 \text{ Hz}$ ,  $ks = 6 \%$ ,  $RG = 100 / (6 \times 50 / 100) = 33,3 \text{ MW/Hz}$ .

**Greiti galios rezervai.** Reikalaujami greiti galios rezervai normaliai bus reguliuojančios galios rinkos dispozicijoje. Už tai atsako Statnett išsaugodamas juos bet kuriuo laiko momentu. Jei to nėra, Statnett gali reikalauti, kad generatorius tam tikram laikotarpiui susilaikytų nuo pasiūlymų dieninei momentinei rinkai (spot market), kartu pateikdamas reikalaujamą greitą galios rezervą. Normaliai laiko periodas yra viena diena. Galios rezervo poreikis ribojamas iki 8 % nuo generatoriaus instaliuotos galios.

Apmokėjimas už nurodytą galios rezervą lygus 22 % nuo atitinkamo rajono momentinės rinkos kainos, padaugintos iš galios rezervo ir laiko trukmės. Jei galios rezervas buvo aktyvuotas, tai papildomai apmokama už pagamintą energiją, ekvivalentiškai kaip rajono reguliuojančios galios kaina, padauginta iš išmatuotos energijos.

Ypač greiti galios rezervai, aktyvuojami per 2–5 min, gali turėti specialią kainą tam tikrais momentais. Nuo 1997 m. Statnett sudaro individualius dvišalius kontraktus su tiekėjais, siūlančiais šias paslaugas. Vėliau šis produktas gali būti įtrauktas į bendrąjį pagalbinių paslaugų kontraktą.

Greitus ar ypač greitus galios rezervus gali siūlyti dideli vartotojai (pramonės apkrovos). Apmokėjimas gali būti individualiai sutartas, atsižvelgus į apkrovos charakteristikas ir galimus atjungimo trukmės ribojimus.

**Apkrovos sekimas.** Gerindamas apkrovos sekimą apkrovos šuolinio didėjimo ar mažėjimo metu, Statnett numato sudaryti individualius kontraktus su keletu didelių generatorių. Tikimasi, kad generatoriai šių periodų metu padidins galią per 15 min vietoj vienos valandos ir šitaip išlygins nepageidaujamus galios balanso skirtumus. Sukaupus patirtį, tai bus galima traktuoti kaip papildomą paslaugą, kuri gali būti apibrėžta ir apmokėta pagal susitarimą ir įtraukta į bendrą paslaugų tiekimo kontraktą.

**Reaktyvioji galia.** Reaktyviosios galios generacijos, kaip automatinio įtampos valdymo funkcijos, nenumatoma apmokėti. Tai taikytina rankiniam reaktyviosios galios gamybos valdymui, išskyrus atvejus, kai  $\text{tg}\varphi$  viršija  $-0,2$  ir  $+0,4$  ribas. Mokestis 20 NOK už Mvar.

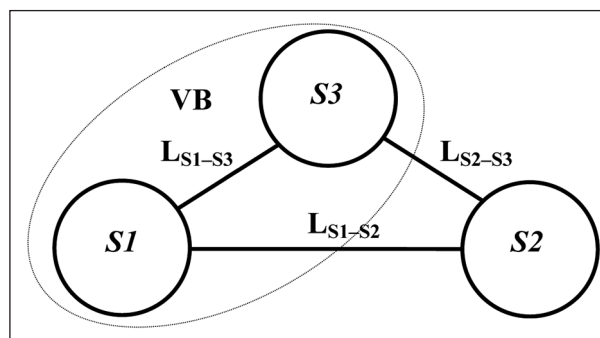
**Sistemos apsaugos schemos (priešavarinė automatika).** Automatinis dažnio sumažinimas laikomas naudinga generacijos ir vartojimo pusėms ir jų nėra apmokamas. Sisteminės apsaugos schemos, stabdančios kaskadinę avarijos plitimą atsijungus linijoms ir reikalaujančios blokų atjungimo, yra visos perdavimo sistemos eksploatacijos gerinimo priemonė. Generatoriai, dalyvaujantys šiose schemose, yra apmokami.

Apmokėjimas yra 50 000 NOK už pirmą atjungimą, 70 000 NOK už antrą atjungimą ir 100 000 NOK už trečią ar tolesnį atjungimą per vienerius kalendorinius metus.

Svarbu pažymėti, kad nurodytos apmokėjimo reikšmės sutartos tarp Statnett, generatorių bei vartotojų atstovų ir yra vienodos visiems dalyviams.

## SISTEMOS MODELIS

Tyrimui panaudota KTU Elektros sistemų katedroje sukurta automatinio generacijos valdymo (AGV) sistemų modeliavimo metodika. Modeliavimo tikslas – pademonstruoti įvairių AGV veikimo algoritmų ypatumus bei savybes ir išaiškinti jų panaudojimo skirtingose energetikos sistemose galimybes. Tai turėtų padėti suformuluoti technines sąlygas bei reikalavimus AGV įtaisams. Modelio struktūrinė schema parodyta 1 pav. Schemoje pažymėta: S1, S2, S3 – skirtingos energetikos sistemos,  $L_{S1-S2}$ ,  $L_{S2-S3}$ ,  $L_{S1-S3}$  – apibendrintos linijos, jungiančios atitinkamas sistemas. Sistemos S1 ir S3 sudaro valdymo bloką (VB). Turint omenyje, kad šiame darbe pirmenybė



1 pav. Jungtinės sistemos modelio struktūrinė schema

teikiama decentralizuotam generacijos valdymui, procesai nagrinėjami vienos sistemos S1 požiūriu.

Laikoma, kad VB galia sudaro 10 % S2 galios. S2 stabilizuoja dažnį, o VB – tarp sisteminius (saldo) srautus ir gali padėti stabilizuoti dažnį. Nagrinėjami nuokrypių kitimo procesai, kai apkrova kurioje nors sistemoje pakinta ( $\Delta A = \pm 0,1$  s. v.). Ši sąlyga (didelis galios nuokrypis) nevisiškai atitinka tikrovę, tačiau naudojant tiesinį modelį galima tikėtis, kad procesų kreivės gana adekvačiai atspindės procesų savybes ir esant mažiems apkrovos nuokrypiams. Modeliavimo metu buvo keičiami valdymo algoritmai esant tiems patiems valdymo įtaisų parametrų. Toks modeliavimas nevisiškai atspindi AGV būdų galimybes, tačiau jau minėta, kad svarbiausias procesų tikslas – suformuluoti pagrindines technines sąlygas AGV įtaisams, veikiantiems elektros rinkos sąlygomis.

Energetikos sistemų AGV modeliuojami tradiciniu metodu atskiriems VR. Kiekvienas valdymo rajonas valdomas pagal proporcinį ir integruojantį poveikį, išreiškiamą formule:

$$\Delta Q_{VR} = -\beta_{VR} \times RVP_{VR} - \frac{1}{T_{VR}} \times \int RVP_{VR} \times dt; \quad (2)$$

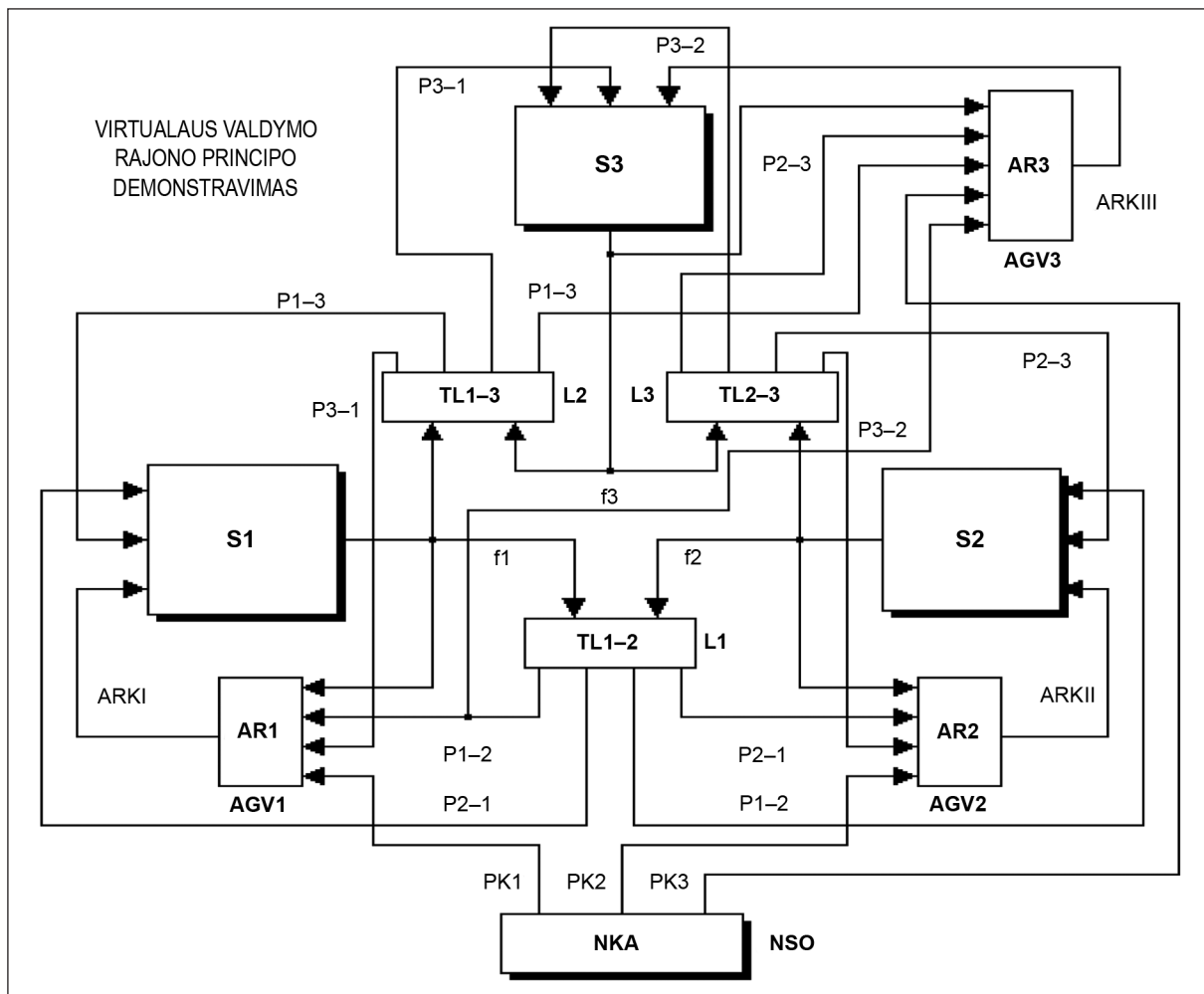
čia  $\Delta Q_{VR}$  – manipuliavimo dydis, pagal kurį daromas poveikis antriniame reguliavime dalyvaujantiems generatoriams (reguliavimo metu jis artėja prie nulio);  $\beta_{VR}$  – proporcinio reguliavimo dalies koeficientas;  $RVP_{VR}$  – rajono valdymo paklaida;  $T_{VR}$  – integravimo laiko pastovioji.

Rajono valdymo paklaida apskaičiuojama pagal formulę:

$$RVP_{VR} = \Delta P_{VR} + k_{sVR} \times \Delta f. \quad (3)$$

$\Delta P_{VR}$  – valdymo rajono aktyviosios galios (tarp sisteminių linijų suminių galių) nuokrypis;  $k_{sVR}$  – koeficientas, apibūdinantis valdymo rajono dalyvavimo dažnio reguliavime apimtį;  $\Delta f$  – jungtinės sistemos dažnio nuokrypis.

Tam tikrų EES elementų tiesiniai modeliai sudaryti panaudojus literatūroje aprašytą metodiką [3–5]. Modeliavimui naudojamas programinis paketas MATLAB/SIMULINK. Modeliai pagal galimybes supaprastinami ir atskiros grandys sujungiamos į stambesnius blokus. Pagal literatūros duomenis, nagrinėjant dažnio reguliavimo procesus, nereikia vertinti grandžių, kurių laiko pastovioji mažesnė nei viena sekundė. Modelio parametrus galima keisti ir jie yra parodomi atskirų sistemų blokų grandžių schemose.



2 pav. Trijų sistemų automatinio generacijos valdymo modelio schema

2 pav. parodyta procesų tyrimui panaudoto AGV modelio, reguliuojančio dažnį bei aktyviasias galias ir realizuojančio elektros rinkos kontraktus, pagrindinė schema. Modelis sudarytas pagal 1 pav. parodytą struktūrinę jungtinės sistemos schemą. Jis pritaikytas sistemos dažnio ir aktyviųjų galių valdymo procesų tyrimui. Modelis yra universalus: jį naudojant galima modeliuoti pirminio dažnio reguliavimo, tradicinio antrinio dažnio reguliavimo ir naujus elektros rinkos sąlygojamus procesus.

Modelyje parodytos trys elektros energetikos sistemos S1, S2, S3, apibendrintos tarpsteminės linijos (TL1–2, TL1–3, TL2–3), antriniai dažnio reguliatoriai (AR1, AR2, AR3) ir nepriklausomas sistemos operatorius (SO).

Sistemų modelių išėjimuose yra dažniai ( $f_1$ ,  $f_2$  ir  $f_3$ ). Į jų įėjimus siunčiami antrinio reguliavimo kanalų (ARKI, ARKII ir ARKIII) signalai, atitinkantys valdymo paklaidas, ir apibendrintų tarpsteminėlių linijų atitinkamos faktinės galios (P2–1, P1–3; P1–2, P2–3; P3–1, P3–2), kurių ženklai (indeksų tvarka) priklauso nuo perduodamos aktyviosios galios krypties.

Į tarpsteminėlių linijų įėjimus tiekiami atitinkamų sistemų dažniai. Jų išėjimuose yra tarpsteminėlių galių faktinės skirtingų ženklų reikšmės, duodamos į atitinkamų sistemų bei antrinių reguliatorių modelius.

Į antrinių reguliatorių įėjimus tiekiami atitinkami dažniai, faktinės tarpsteminės galios ir sistemos operatoriaus signalas, t. y. kontraktais nustatytos tarpsteminės galios (PK1, PK2, PK3). Išėjime yra antrinio reguliavimo signalas. Jau minėta, kad šis signalas atitinka valdymo paklaidą ir, nusistovėjęs galių pusiausvyrai, yra lygus nuliui.

SO periodiškai (pvz., kas valandą) gauna informaciją apie sudarytus kontraktus ir siunčia signalus į antrinius reguliatorius.

Prieš tai SO tikrina kontraktų realizavimo technines galimybes ir nustatytais momentais pradeda juos realizuoti.

## AGV PASLAUGOS APSKAITOS PRINCIPAI

Atsiskaitymui už reguliavimo paslaugas galima naudoti reguliavimo paslaugų indikatorius (tarpsteminės galios ir dažnio nuokrypių priklausomybę), kurie parodo, ar sistema naudoja, ar teikia reguliavimo paslaugas.

Reguliavimo paslaugų indikatorius gali būti nustatomas dviem sistemoms, t. y. valdymo rajonams ar valdymo blokam ( $i$  ir  $j$ ) naudojant (4) ir (5) lygtis:

$$\Delta f_i = F_i(\Delta P_{ij}), \quad (4)$$

$$\Delta f_j = F_j(\Delta P_{ji}). \quad (5)$$

Jose yra abiejų sistemų režimų ( $i$  ir  $j$ ) dydžiai:  $\Delta f_i, \Delta f_j$  – dažnio nuokrypiai;  $\Delta P_{ij}, \Delta P_{ji}$  – tarpsteminėlių galios srautų nuokrypiai. Srauto nuokrypis yra teigiamas, kai tam tikros galios elektros energija teka iš sistemos (neigiamas, kai tam tikros galios elektros energija teka į sistemą). Sistema (valdymo ra-

jonas) tiekia AGV paslaugas  $\Delta f_i$  ir  $\Delta P_{ij}$  ( $\Delta f_j$  ir  $\Delta P_{ji}$ ), kai ženklai yra skirtingi ( $\text{sign}(\Delta f_i, \Delta P_{ij}) < 0$ ), ir vartoja AGV paslaugas, kai ženklai sutampa ( $\text{sign}(\Delta f_i, \Delta P_{ij}) > 0$ ). Ši paslauga gali būti apibūdinama abiejų sistemų reguliavimo galia ( $RG_i$  ir  $RG_j$ ) ir išreiškiama (6) ir (7) lygtimis:

$$RG_i = -\Delta P_{ij} (\text{sign}(\Delta f_i, \Delta P_{ij})), \quad (6)$$

$$RG_j = -\Delta P_{ji} (\text{sign}(\Delta f_j, \Delta P_{ji})). \quad (7)$$

Reguliavimo galia kinta laike. Valdymo rajonas ( $i$  ar  $j$ ) tiekia reguliavimo paslaugą, kai ši galia teigiama, ir vartoja šią paslaugą, kai galia neigiama. Tuo pačiu momentu abiejų sistemų reguliavimo galios yra priešingų ženklų. AGV paslaugų apskaitai būtina nuolatinė reguliavimo galios registracija. Reguliavimo paslaugos kiekis lygus reguliavimo galios integralui tam tikru laiko periodu. Jis gali būti teigiamas ar neigiamas. Jei integralas (suma) yra teigiamas, valdymo rajonas tiekia reguliavimo paslaugos perteklių; jei suma neigiama, reguliavimo paslauga yra naudojama, ir jei ji lygi nuliui, tai reguliavimo paslaugų mainai tarp dviejų sistemų yra subalansuoti. Skaidri AGV paslaugų apskaita bei jų įkainojimas yra būtina sąlyga stimuliuojant šių paslaugų tiekimą ir jų išteklių plėtrą.

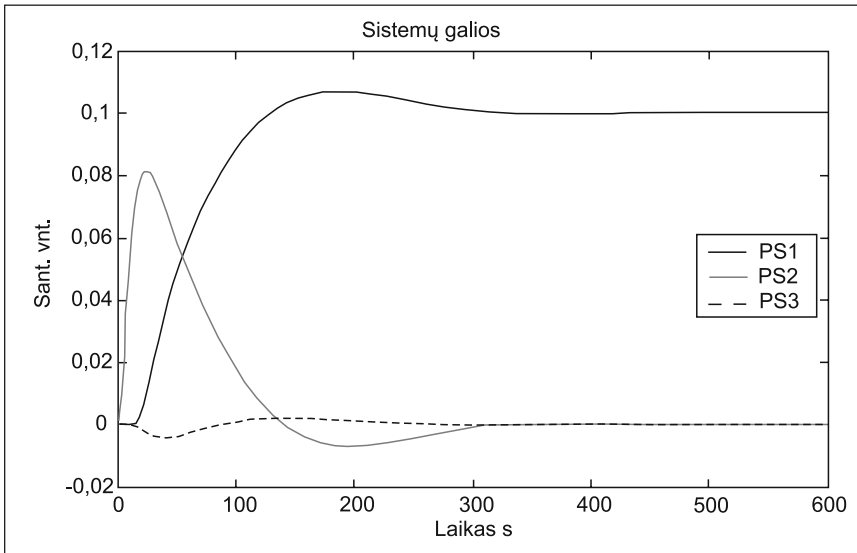
Pažymėtina, kad šiuo būdu nustatoma reguliavimo galia apima ir galių srautų pasikeitimus, kai generacija ir vartojimas nesubalansuojami valdymo rajono ribose arba neatkuriami nustatyta dažnio reikšmė. Tai atsitinka naudojant virtualaus rajono valdymo principą ar sutaptintą, esant galios deficitui.

Energetikos sistemų S1, S2, S3 reguliavimo paslaugos indikatorius kitimas, kai apkrova padidėja S1 sistemoje esant tradiciniam reguliavimui (3 pav.), parodytas 4 pav., o dažnio ir galios paslaugų apskaitos procesai – 5 pav. Jie rodo reguliavimo paslaugų mainus tarp šių sistemų.

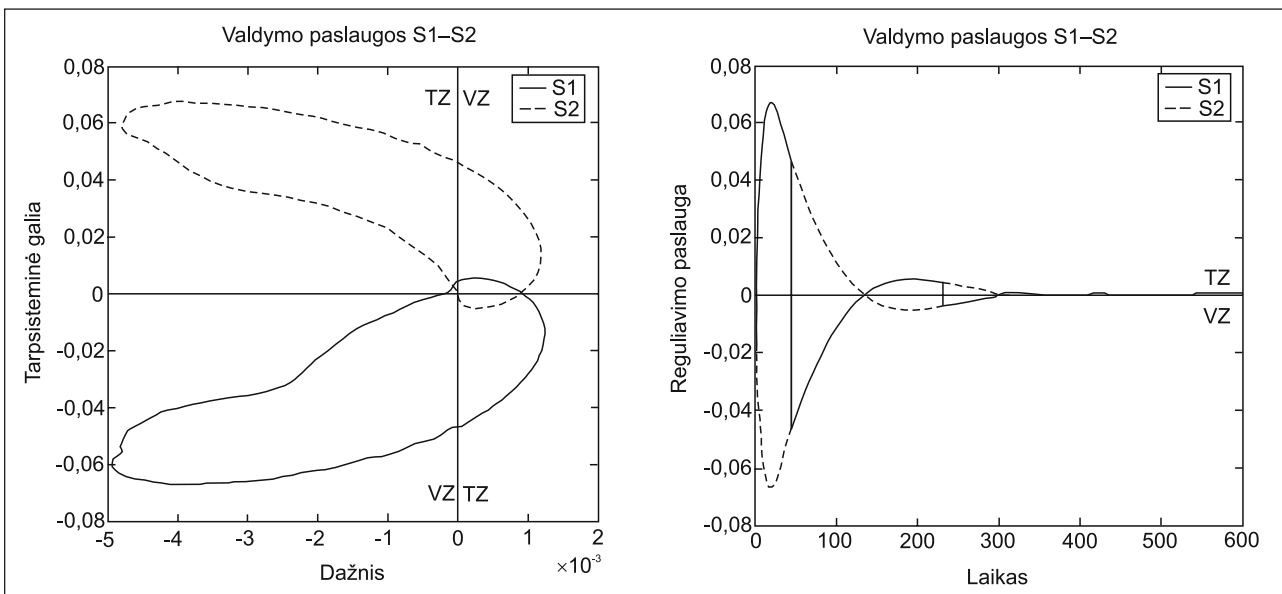
Energetikos sistemų S1, S2, S3 reguliavimo paslaugos indikatorius kitimas, kai apkrova padidėja S1 sistemoje esant VVR, kuriame dalį apkrovos padidėjimo (0,4 s. v.) S1 sistemoje reguliuoja S3 (6 pav.), parodytas 7 pav. Jie rodo reguliavimo paslaugų mainus tarp šių sistemų.

Energetikos sistemų S1, S2, S3 reguliavimo paslaugų indikatorius kitimas, kai apkrova padidėja S1 sistemoje esant S1 ir S3 sistemose P reguliavimui, o sistemoje S2 – f–P arba f reguliavimui (8 pav.), parodytas 9 paveiksle. Jie rodo reguliavimo paslaugų mainus tarp šių sistemų.

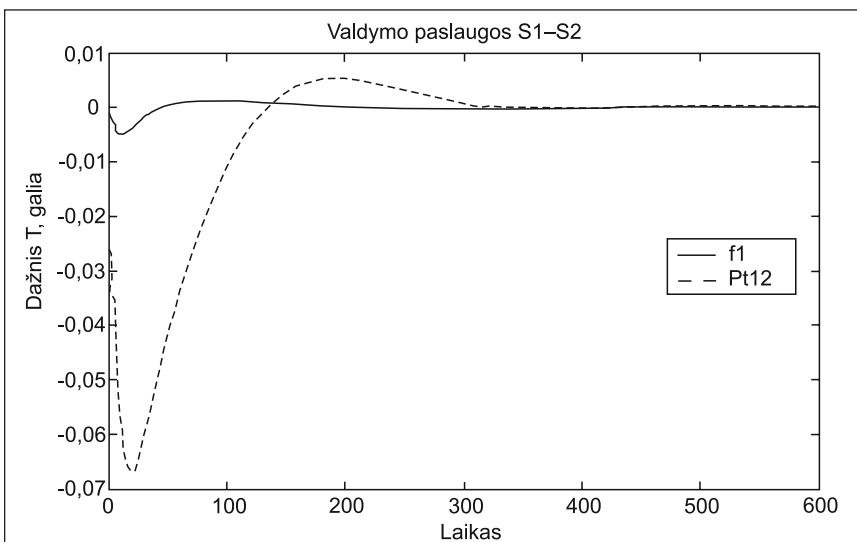
Kiekvieno paveikslėlio grafikai sudaryti skirtingiems reguliavimo būdams: 3–5 pav. – tradiciniam reguliavimui, 6 ir 7 pav. – VVR, kai dalį apkrovos pokyčio dengia S3, 8 ir 9 pav. – P reguliavimui. Kairėje paveikslėlių pusėje parodytas tarpsteminės galios nuokrypio priklausomumas nuo dažnio nuokrypio (indikatoriaus kitimo hodografas). Tam tikru momentu indikatorius gali būti reguliavimo paslaugos tiekimo (TZ) ar vartojimo (VZ) zonoje. Reguliavimo paslaugų tiekimo zonoje (TZ) galios ir dažnio nuokrypių ženklai yra priešingi; paslaugų vartojimo zonoje (VZ) jie sutampa.



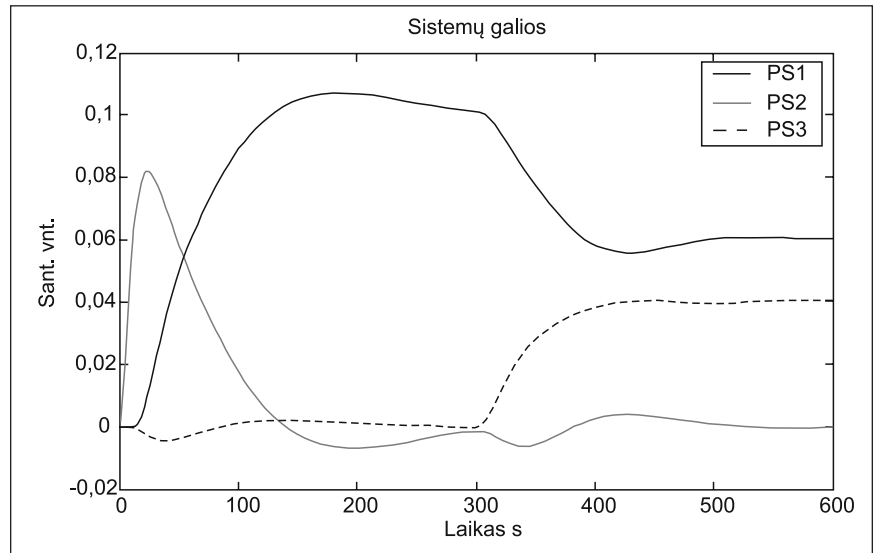
3 pav. Sistemų S1, S2, S3 galios esant tradiciniam reguliavimui



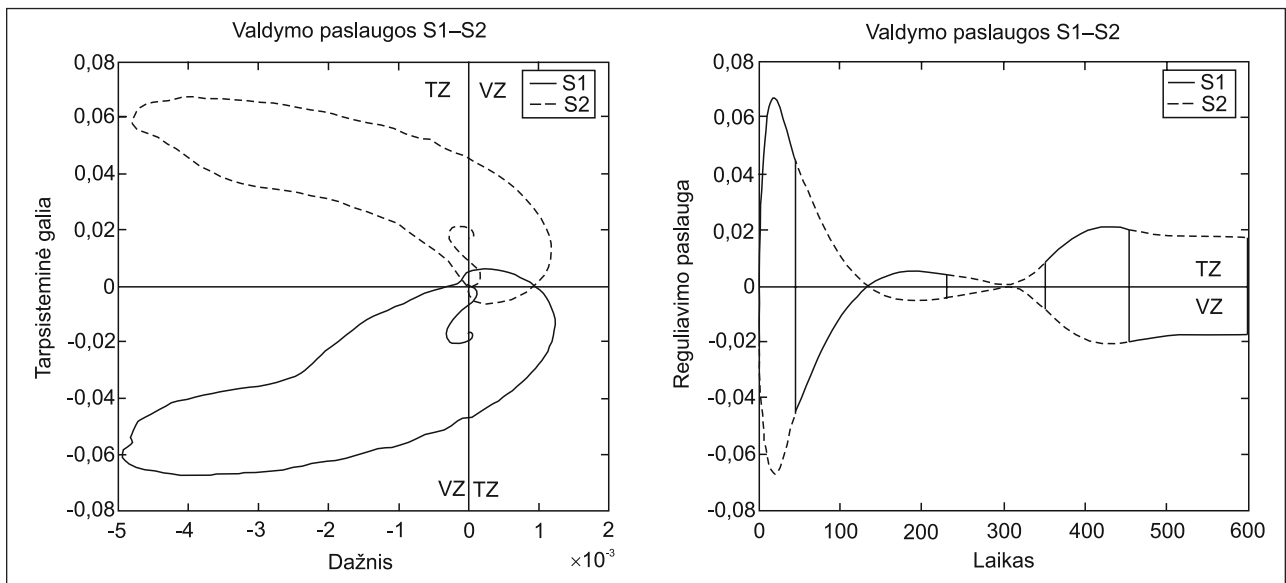
4 pav. Reguliavimo paslaugų indikatorių kitimo procesai tarp S1 ir S2 naudojant tradicinį reguliavimą



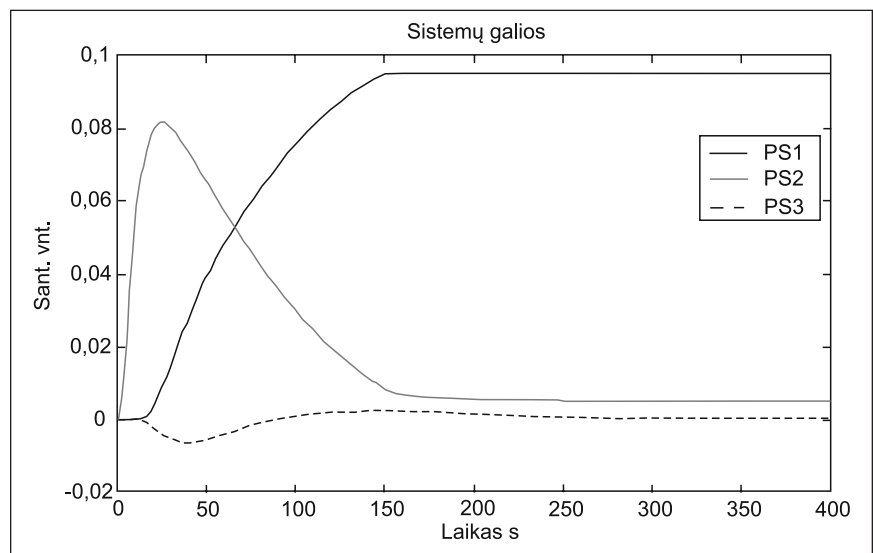
5 pav. Dažnio ir galios paslaugų apskaitimo procesas tarp S1 ir S2 naudojant tradicinį reguliavimą



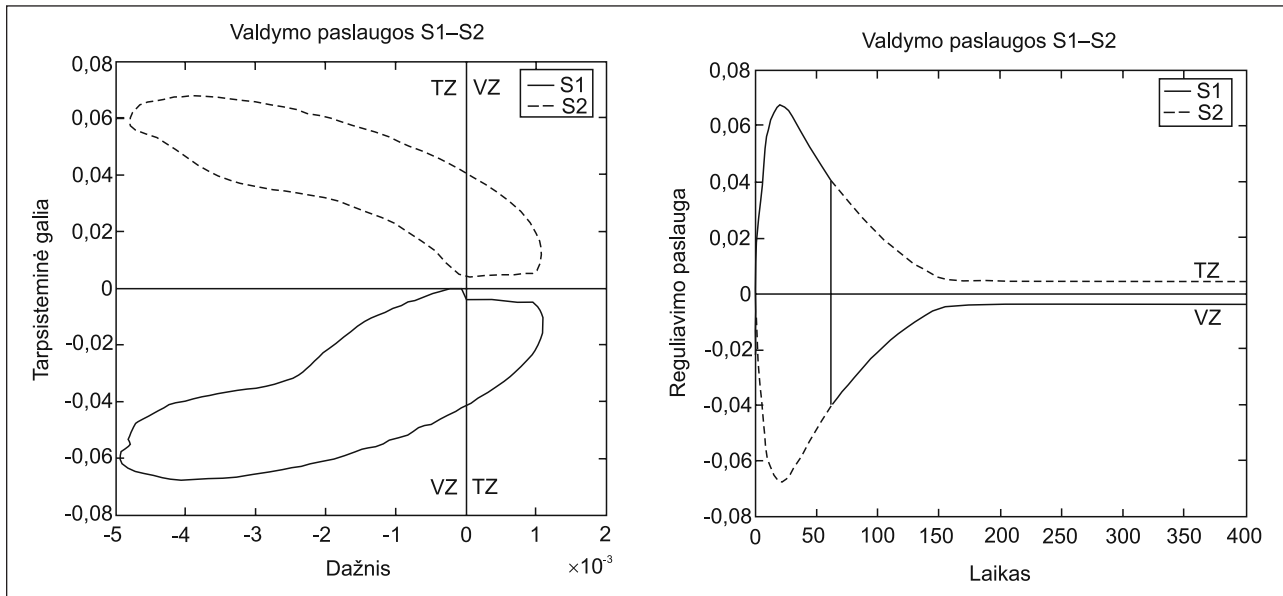
6 pav. Sistemų S1, S2, S3 galios esant VVR reguliavimui



7 pav. Reguliavimo paslaugų indikatorių kitimo procesai tarp S1 ir S2 naudojant VVR reguliavimą



8 pav. Sistemų S1, S2, S3 galios esant P reguliavimui



9 pav. Reguliavimo paslaugų indikatorių kitimo procesai tarp S1 ir S2 naudojant P reguliavimą

Toks grafikas naudingas stebint dažnio reguliavimo procesus, kai svarbu nustatyti momentinę reguliavimo paslaugų tiekimo būklę. Dešinėje grafikų pusėje parodytas reguliavimo indikatorių kitimas laike. Tai transformuoti tarpsteminė galia kitimo grafikai, kuriuose tam tikrais momentais pakeičiami galios ženklai. Šie grafikai rodo, kad apkrovai padidėjus VB (S1), jis pradžioje naudoja reguliavimo paslaugas, kurias tiekia S2; padidėjus apkrovai sistemoje S2 paslaugas teikia VB (S1, S3). Proceso metu paslaugos keičia ženklą (pereina iš VZ zonos į TZ zoną). Skirtingo ženklo paslaugų apimtys nėra vienoda, ir tai rodo, kad jų mainai tarp sistemų nėra ekvivalentiški. Tai priklauso nuo pasirinkto valdymo būdo ir sistemos parametrų. Pagal modeliavimo rezultatus sudaryta lentelė, kurioje pateikti reguliavimo paslaugų mainų tarp sistemų duomenys viso reguliavimo proceso metu. Joje yra trijų valdymo būdų rodikliai su įjungtais pirminiais regulatoriais ( $PR = 1$ ) ir be jų ( $PR = 0$ ) bei esant skirtingoms VB apkrovos statizmo reikšmėms ( $K_A = 2$  ir  $K_A = 4$ ). Suteiktos kitai sistemai reguliavimo paslaugos ir panaudotos kitos sistemos reguliavimo apimtys, taip pat apskaičiuotos jų aritmetinės bei absoliutinės reikšmės. Taip pat nurodytos minimalios ir

maksimalios dažnio nuokrypių reikšmės ( $\Delta f_{min}$  ir  $\Delta f_{max}$ ), apibūdinančios dažnio stabilizavimo kokybę.

Teikiamų ir vartojamų paslaugų apimtys yra proporcingos tarpsteminėmis linijomis perduotam energijos kiekiui. Teigiamų ir neigiamų paslaugų skirtumas apibūdina nenumatytų energijos mainų apimtį. Absoliuti teigiamų ir neigiamų paslaugų suma apibūdina reguliavimo operacijų apimtį, kurias turi vykdyti sistemos generatoriai ir apkrova pagal savo statinę charakteristiką. Lentelės duomenys rodo, kad palankiausi valdymo rodikliai būtų naudojant tradicinį (sisteminės charakteristikos) dažnio ir galios srautų reguliavimo būdą. Naudojant P valdymo būdą, galėtų būti nepakankama dažnio stabilizavimo kokybė bei didelė valdymo operacijų apimtis. Tačiau žinotina, kad visų reguliavimo būdų valdymo kokybę ir rodiklius galima pagerinti optimizuojant AGV sistemos parametrus.

Čia pateikta metodika gali būti panaudota kuriant valdymo paslaugų matavimo įtaisus, tačiau tam reikia papildomų tyrimų. Tyrimo metodiką galima naudoti analizuojant AGV procesus ir formuluojant jai keliamus reikalavimus, kurie užtikrintų ekvivalentinius reguliavimo paslaugų mainus tarp atskirų sistemų.

Lentelė. Reguliavimo paslaugų mainų tarp sistemų duomenys (koeficientai)

PR	$K_A$	Teikiama paslauga	Vartojama paslauga	Paslaugų suma	Absoliuti suma	$\Delta f_{min}$	$\Delta f_{max}$
<b>Tradicinis P-f reguliavimas visose sistemose (S1, S2, S3)</b>							
1	2	2,6477	-4,3556	-1,7379	7,0034	-0,0044	0,00010
0	2	2,1604	-5,1322	-2,9718	7,2926	-0,0049	0,00013
1	4	2,9621	-3,9140	-0,9516	6,8761	-0,0038	0,00008
0	4	2,5730	-4,5275	-1,9545	7,1005	-0,0040	0,00010
<b>S1 ir S3 – P-f reguliavimas; S2 – f reguliavimas</b>							
1	2	7,4736	-3,0767	4,3969	10,5503	-0,0044	0,00060
0	2	7,6248	-2,8764	4,7484	10,5012	-0,0049	0,00070
1	4	7,4739	-3,2718	4,2021	10,7457	-0,0038	0,00060
0	4	7,4773	-3,1740	4,3033	10,6513	-0,0040	0,00065

## AGV KAŠTŲ ĮVERTINIMO PRINCIPAI

AGV kaštų nustatymas yra daugiaplanis uždavinys. Juos sudaro pradinės įrengimo ir nuolatinės eksploatacijos sąnaudos. Turi būti vertinamos AGV įrengimo bei ilgalaikio darbo sąnaudos. Veikiančiam generatoriui, kuris dalyvauja AGV, keletas veiksnių turi įtakos faktinėms sąnaudoms: efektyvumo praradimas, neekonomiška generatoriaus apkrova, prarastos energijos realizavimo lėšos, agregatų dėvėjimasis, vandens atsargų praradimas hidroelektrinėse. Parduodant reguliavimą turi būti įvertinta rezervų valdymo atsakomybė ir valdymas paliekamas perdavimo sistemos dispečeriams.

Blogas reguliavimas ir (arba) neadekvati generacijos dispečerizacija sukelia nenumatytus energijos mainus bei sinchroninio laiko paklaidas. Tai savo ruožtu reikalauja papildomo reguliavimo ir gali būti prarasta apmokama generatorių apkrova.

Daugelį šių kaštų sunku įvertinti kiekybiškai, tačiau surinkti duomenys rodo, kad sistemose, kurių galia 10 000–25 000 MW, AGV kaina sudaro milijonus JAV dolerių per metus.

Pageidautina, esant techninėms galimybėms, įvertinti apkrovos įtaką AGV poreikiams. Pirmiausia čia įvertinami staigūs apkrovos pokyčiai. Kai kurių apkrovų galia kinta nuo 3 iki 7 % nuo instaliuotos sistemos galios. Pavyzdžiui, Kolorado sistemoje (*Public Service Company of Colorado*), kurios apkrova lygi 3 300 MW, lankinių krosnių apkrova staigiai keičiasi nuo 0 iki 120 MW. Todėl reikalaujami reguliavimo išteklių šioje sistemoje kinta nuo 50 iki 500 MW. Lietuvos EES reikia sekti atskirų vartotojų apkrovos kaitos procesus. HAE panaudojimas reguliavimui nėra visais atvejais ekonomiškai efektyvus ir dėl to gali būti ribojamas atsižvelgiant į energijos kainą. Reguliavimo paslaugos turi būti skatinamos įtraukiant visus generatorius, tarp jų ir kombinuotojo ciklo elektrines. Būtina turėti reikiamus reguliavimo diapazonus daugeliui agregatų. Palaikant reguliavimo diapazonus padidėja energijos gamybos kaštai, nes neleidžiama agregatams veikti ekonomiškiausioje zonoje. Reguliavimo diapazono palaikymas turi įtakos veikiančių agregatų sudėties parinkimui. Pagal taisykles AGV turi pirmenybę, palyginti su ekonominiu apkrovų paskirstymu. Operatyviau reaguojantys agregatai dėl to gali nukentėti, nes reguliavimo metu jie pirmiausia išeina iš optimalios apkrovos zonos. AGV įtaisų reguliavimo galimybės apima techninius įrangos parametrus (reguliavimo diapazoną, reakcijos greitį) bei veikimo patikimumą. Tai iš elektrinių pareikalauja materialinių sąnaudų ir papildomų personalo pastangų atnaujinant, derinant ir bandant automatinio valdymo įtaisus. Reguliavimas spartina agregatų susidėvėjimą ir didina su tuo susijusias sąnaudas.

Naujosios Anglijos energetikos sistema (*New England Power Pool*) atliko reguliavimo kaštų nustatymo tyrimus. Parenkant reguliuojamų ir nereguliuojamų organinio kuro agregatų sudėtį (optimizuojant energijos gamybos kaštus) galima sutaupyti iki 1 300 JAV dolerių per valandą.

## LES PAGALBINIŲ PASLAUGŲ ĮKAINOJIMO IR APMOKĖJIMO GALIMYBĖS

Dabar LES praktiškai apmoka tik tai lėtus rezervus. Už dažnio reguliavimą, kurį vykdo Rusijos EES, nemokama. Šių klausimų sprendimas reikalauja papildomų studijų bei analizės. Reikia pripažinti, kad LES pagalbinių paslaugų pasirinkimas gali būti per mažas. Todėl generacijos valdymo paslaugas gali tekti pirkti užsienyje ir gali iškilti daug neaiškumų jas apmokant. Dažnio reguliavimas yra monopolinė Rusijos EES paslauga, kurios kaina laikui bėgant gali būti neapibrėžtai didinama. LES gali tekti atsilyginti kaimyninėms energetikos sistemoms (pirmiausia Rusijos EES) už Kruonio HAE agregatų paleidimą. Tai rodo, kad nedelsiant reikia modernizuoti elektrinių pirmines dažnio ir galios reguliavimo sistemas ir diegti AGV, kad kuo sparčiau būtų galima įdiegti ekvivalentinį pasikeitimą pagalbėmis paslaugomis su kaimyninėmis sistemomis. Reikia itin svarstyti galimybes pirkti pagalbines paslaugas iš stambių elektros energijos vartotojų. Iš pradžių už paslaugas galima atsiskaityti jas apytikriai įkainojant pagal jų apimtį (pvz., galios keitimo diapazoną) ir trukmę (darbo laiką).

Šiuos klausimus ateityje būtina išsamiai nagrinėti atsižvelgiant į naujausias Lietuvos energetikos strategijos perspektyvas ir faktinę raidą.

## IŠVADOS

1. Sisteminių paslaugų ir AGV įkainojimo analizė leidžia teigti, kad pagalbines paslaugas galima traktuoti kaip atskirus elektros energijos rinkos produktus.

2. Pagrindiniai AGV paslaugos apmokėjimo metodikos principai nesiskiria nuo elektros energijos rinkos apmokėjimo už energiją principų, tačiau, esant skirtingai AGV administravimo struktūrai, būtina AGV paslaugos rinką atskirti nuo elektros energijos rinkos.

3. Pagrindinės AGV paslaugos kaštų dedamosios susijusios su investicijomis į reguliavimo sistemas, šių sistemų eksploatacija, generuojančio šaltinio ekonomiškumo sumažėjimu bei naudos praradimu dėl nevisiško generuojančiojo šaltinio panaudojimo, todėl nėra sudėtinga gana tiksliai įvertinti AGV kaštus. Tikslus kaštų įvertinimas reikalauja papildomo atskirų šios paslaugos tiekėjų, veikiančių vienoje rinkoje, sąnaudų įvertinimo.

4. AGV paslaugos apskaitos galimybių tyrimas rodo, kad esant tiek virtualiam valdymo rajonui, tiek sutaptintam valdymo rajonui tinka tas pats AGV paslaugos apskaitos būdas, o AGV paslaugos tiekimo apimtis galima nustatyti matavimo ir apskaitos prietaisų pagalba.

5. Kadangi galima nustatyti AGV paslaugos kaštus bei vykdyti šios paslaugos apskaitą, papildomo tyrimo reikalauja AGV paslaugos kainodara.



**Žymėjimas**

A – sistemos apkrova,  
 AGV – automatinis generacijos valdymas,  
 AR – antrinis dažnio reguliatorius,  
 EES – elektros energetikos sistema,  
 HAE – hidroakumuliacinė elektrinė,  
 LES – Lietuvos energetikos sistema,  
 NERC – North American Electric Reliability Council,  
 NOK – Norvegijos kronos,  
 NORDEL – Association for Electricity Co-operation in the Nordic Countries,  
 PK – kondensacinių elektrinių galia,  
 PR – paslaugų rinka,  
 PSO – perdavimo sistemos operatorius,  
 SO – sistemos operatorius,  
 TL – tarpsteminė linija,  
 TZ – tiekimo zona,  
 VB – valdymo blokas,  
 VR – valdymo rajonas,  
 VVR – virtualus valdymo rajonas,  
 VZ – vartojimo zona.

Gauta 2011 07 01  
 Priimta 2011 08 08

**Literatūra**

1. Maruejols N., Margotin T., Trotignon M., Dupuis P. L., Tesseron J.-M., Member S. Measurement of the load frequency control system service: Comparison between American and European indicators. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2000. Vol. 15. N 4.
2. Larry R. Day „CPCRevisited“ *IEEE Computer Applications in Power*, October 1994.
3. Nathan Cohn, Auditing Control Performance of Interconnected Areas Utilizing the Components Concepts and its Decomposition and Evaluation Techniques, Part I: Audit technology and field tests. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1988. Vol. 3. N 2. P. 581–587.
4. Cohn N. Auditing control performance of interconnected areas utilizing the component concepts and its decomposition and evaluation techniques. Part II: Test results. *IEEE Transactions on Power Systems*. 1988. Vol. 3. N 2. P. 588–603.
5. Gjerde O., Glende I., Nilsen G., Nesse L. Coordination of power system operation in a competitive power market environment. *CIGRE Session*. 28 August – 3 September 1994. Paper 39–204. P. 1–8.
6. Gross G. Analysis of load frequency control performance assesment criteria. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2001. Vol. 16. N 3. P. 520–525.

7. Gross G., Lee J. W. Closure of „Analysis of load frequency control performance assesment criteria“. *IEEE Transactions on Power Systems*. 2002. Vol. 15. N 2. P. 531–531.
8. Bakken B. H., Petterteig A., Nystadt A. K. Ramping as an ancillary service. *Proceedings of the 13th Power System Computation Conference*. Trondheim, June 28 – July 2, 1999. P. 395–401.
9. Bouyraaman Y. *Analysis of the International Control Energy Markets in Terms of the Integration of Renewable Energy*. 2011. [http://www.yassin-bouyraaman.com/Publications/Publication\\_Bouyraaman.pdf](http://www.yassin-bouyraaman.com/Publications/Publication_Bouyraaman.pdf)
10. Ummels B. C., Kling W. L., Gibescu M., Paap G. C. Development of a simulation model for secondary control performance assessment with significant wind power in a market environment. *Proceedings of the 16th PSCC*. Glasgow, Scotland, July 14–18, 2008.

Albertas Nargėlas, Andrius Žąsytis

### **AUTOMATIC CONTROL OF ACTIVE POWER AND FREQUENCY AND THE ACCOUNTING OF INTERSYSTEM SERVICES**

#### *Summary*

Automatic generation control (AGC) is the most actual factor in the primary and secondary control of interconnected systems. Its accounting is an integral part of realizing and developing any form of power system control. Without a concrete AGC accounting methodology it is impossible to calculate the profitability of such system implementation in case the necessary regulation power and fuel consumption or equipment wearout are unknown. In the paper, the methodology of AGC accounting is analysed, with calculating the power amounts needed for regulating the internal system or possibly for selling them to neighbouring power systems.

**Key words:** automatic generation control, tie line flows, secondary control market

Альбертас Наргелас, Андриус Жаситис

### **АВТОМАТИЧЕСКАЯ РЕГУЛИРОВКА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ЧАСТОТЫ И УЧЁТ МЕЖСИСТЕМНЫХ УСЛУГ**

#### *Резюме*

Автоматическая регулировка активной мощности – один из важнейших факторов качественной реализации первичного и вторичного регулирования энергетических систем. Механизм учета регулирования – самая важная ступень в использовании и развитии услуги. Без ясного и точного учёта невозможно прогнозировать рентабельность, и автоматическое регулирование становится убыточным.

В статье предложена методика учёта данных услуг.

**Ключевые слова:** автоматическая регулировка генерации, межсистемные потоки, межсистемные услуги