



VPP

Valsts pētījumu
programma

VPP “Enerģētika”
Projekts “FutureProof”
VPP-EM-INFRA-2018/1-0005



RTU

**ELEKTROTEHNIKAS UN
VIDES INŽENIERZINĀTŅU
FAKULTĀTE**

Latvijas energosistēmas risku novērtējums un rekomendācijas to mazināšanai

Nodevums D4.1

Pētījuma pasūtītājs: Ekonomikas ministrija

Pētījumu veica Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas institūts

Autori: vadošais pētnieks *Dr. sc. ing.* **Andrejs Utāns**, zinātniskais asistents doktorants *M. Sc.* **Dmitrijs Guzs**,
vadošā pētniece *PhD* **Zane Broka**, profesors *Dr. habil. sc. ing.* **Antans Sauhats** (projekta vadītājs)

06.12.2021.

Saturs

Attēlu saraksts.....	4
Tabulu saraksts.....	5
Ievads	6
1. Enerģētikas pārkārtošana un energosistēmu riski	7
1.1. Klimata izmaiņu problēma.....	7
1.2. Enerģētikas pārkārtošanas mērķi un problēmas.....	8
1.3. Enerģētikas pārkārtošana pasaulē un Baltijā	9
1.4. Energosistēmu riski	11
1.5. Energosistēmas risku novērtēšanas modeļu veidi.....	14
1.6. Nodaļas secinājumi.....	15
2. Energosistēmas drošums un stabilitāte.....	16
2.1. Potenciālie draudu avoti Baltijas energosistēmā.....	16
2.2. Energosistēmas galveno komponentu drošums	17
2.3. Dinamiskie modeļi.....	20
2.3.1. Frekvences stabilitāte	21
2.3.2. Dinamiskā stabilitāte un asinhronais režīms.....	21
2.4. Nodaļas secinājumi.....	23
3. Baltijas energosistēmas stabilitātes riski	24
3.1. Dinamiskie procesi Baltijas energosistēmā.....	24
3.2. Stabilitātes zuduma riski sistēmā bez SK	27
3.2.1. TEC-2 atslēgšanās izolētā režīmā.....	28
3.2.2. Īsslēgumi nozīmīgās pārvades līnijās.....	31
3.3. Stabilitātes zuduma riski sistēmā ar SK.....	33
3.3.1. Jauns potenciālais sistēmas atslodzes algoritms.....	34
3.3.2. Gadījumizpētes pirmā testpiemēru kopa	35
3.3.3. Gadījumizpētes otrā testpiemēru kopa	41
3.3.4. Imitācijas rezultātu novērtējums un salīdzinājums	44
Secinājumi un rekomendācijas	46

Attēlu saraksts

1.1. att. Galvenie izaicinājumi enerģijas pārkārtošanā.....	9
2.1. att. Baltijas valstu energosistēmas modeļa galvenie elementi.....	18
2.2. att. Ģeneratoru rotora leņķa novirze pēc traucējuma.....	22
2.3. att. Sprieguma un strāvas raksturlīknes asinhronā režīma laikā.....	22
3.1. att. Modelētās energosistēmas struktūra.....	25
3.2. att. Modelētās Baltijas energosistēmas shematisks attēlojums	27
3.3. att. Jaudas un frekvences raksturlīkne pēc Rīgas TEC-2 atslēgšanās.....	29
3.4. att. Elektroenerģijas ģenerācija Rīgas TEC-2 un hidroelektrostacijās 09.06.2020.....	30
3.5. att. Baltijas energosistēmas frekvences raksturlīkne Rīgas TEC-2 avārijas laikā 09.06.2020.....	30
3.6. att. Modelētā energosistēma ar Latvijas 330 kV tīklu.....	31
3.7. att. Ģeneratoru raksturlīknes īsslēguma gadījumā: sistēma pieslēgta (a) / atslēgta (b) no IPS/UPS	32
3.8. att. Ģeneratoru raksturlīknes īsslēguma gadījumā: sistēma pieslēgta (a) / atslēgta (b) no IPS/UPS	33
3.9. att. Piedāvātā atslodzes principa diagramma.....	34
3.10. att. Modelētās Baltijas energosistēmas shēma 1. testpiemēru kopai.....	35
3.11. att. SK pievadītā aktīvā jauda, scenārijs A ar jauno atslodzes metodi.....	37
3.12. att. Frekvences raksturlīknes, scenārijs A.....	37
3.13. att. SK pievadītā aktīvā jauda, scenārijs B ar jauno atslodzes metodi.....	38
3.14. att. Frekvences raksturlīknes, scenārijs B.....	38
3.15. att. SK pievadītā aktīvā jauda, scenārijs C ar jauno atslodzes metodi.....	39
3.16. att. Frekvences raksturlīknes, scenārijs C.....	39
3.17. att. SK pievadītā aktīvā jaudas, scenārijs D ar jauno atslodzes metodi.....	40
3.18. att. Frekvences raksturlīknes, scenārijs D.....	40
3.19. att. Modelētās Baltijas energosistēmas shēma 2. testpiemēru kopā.....	42
3.20. att. Frekvences raksturlīknes, scenārijs B.....	43

Tabulu saraksts

1.1. tab. Galvenie izaicinājumi enerģijas pārkārtošanā.....	10
1.2. tab. Galvenie elektroenerģijas avoti Baltijas valstīs.....	11
2.1. tab. Vienķēdes maiņstrāvas līniju atteižu statistika.....	19
2.2. tab. Augstsprieguma līdzstrāvas savienojumu atslēgšanās gadījumu skaits gadā.....	19
2.3. tab. Augstsprieguma līdzstrāvas kabeļlīniju komponentu atteižu statistika.....	20
3.1. tab. Galvenie energosistēmas modeļa parametri	28
3.2. tab. Energosistēmas modeļa parametri scenārijos, 1. testpiemēru kopa	35
3.3. tab. Tradicionālās atslodzes pie pazeminātas frekvences (UFLS) parametri, 1. testpiemēru kopa	36
3.4. tab. Rezultātu kopsavilkums 1. testpiemēru kopai	41
3.5. tab. Ģenerācijas jauda (MW) un citi modelētie parametri dažādos scenārijos 2. testpiemēru kopā.....	42
3.6. tab. Tradicionālās UFLS parametri, 2. testpiemēru kopa	43
3.7. tab. Rezultātu kopsavilkums, 2. testpiemēru kopa.....	43

Ievads

Projekta "Ilgtspējīga Latvijas enerģosistēmas attīstība un integrācija Eiropā (FutureProof)" nodevumā D4.1 atspoguļoti galvenie darba posma WP4 "Ilgttermiņa risku novērtējums" rezultāti. Analizēti enerģosistēmas riski, ko nosaka līdz šim notikušie un tuvā nākotnē sagaidāmie enerģētikas pārkārtošanas procesi, un īpaši detalizēti novērtēti tie riski, kas saistīti ar Baltijas enerģosistēmas plānotajām nozīmīgajām strukturālajām izmaiņām, proti, sinhronizāciju ar kontinentālās Eiropas elektrotīklu. Šie procesi nosaka nepieciešamību pēc jaunu tehnisku risinājumu izveides enerģosistēmas stabilitātes nodrošināšanai arī nākotnē, tostarp nodrošinot veiksmīgu Baltijas enerģosistēmas darbību arī izolētā darba režīmā, kad nebūtu pieejams vienīgais plānotais sinhronais savienojums ar kontinentālās Eiropas tīklu.

Ņemot vērā Baltijas valstu elektroenerģijas sistēmu ciešo savstarpējo integrāciju un sadarbību sinhronizācijas projekta īstenošanā, stabilitātes izpētes nolūkos modelēta Baltijas enerģosistēma kopumā, atsevišķos gadījumos detalizētāk modelējot arī Latvijas elektrotīklu. Pētījumu rezultātā izstrādāta jauna potenciālā enerģosistēmas aizsardzības metode, kas varētu būt piemērojama automātiskai enerģosistēmas atslodzei un kuras efektivitāte analizēta un apliecināta virknē imitāciju, izmantojot dinamisku modelēšanu, kas ietver elektromehāniskos pārejas procesus dažādu avāriju rezultātā.

Nodevumā atspoguļotie rezultāti ir aprobēti starptautiskos recenzētos zinātniskos žurnālos un konferencēs. Tostarp izmantoti materiāli no šādām publikācijām:

1. Sauhats, A. Utāns, A., Siļinevičs, J., Junghāns, G., Guzs, D. "Enhancing Power System Frequency with a Novel Load Shedding Method Including Monitoring of Synchronous Condensers' Power Injections". *Energies*, 2021, 14, 1490. Doi:10.3390/en14051490
2. Oļekšijs, R., Sauhats, A., Olekshii, B. "Power Plant Cooperation in District Heating Considering Open Electricity Market". *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 2021, Vol. 58, No. 3, pp. 66–81. ISSN 0868-8257. Doi:10.2478/lpts-2021-0017
3. Šakele, V., Broka, Z. "BBEMA: Dashboard for Baltic Balancing Energy Market Analysis". In: *e-Energy '21: Proceedings of the Twelfth ACM International Conference on Future Energy Systems*, Italy, Virtual Event, 28 Jun.–2 Jul., 2021. New York, NY: Association for Computing Machinery, 2021, pp. 389-395. ISBN 978-1-4503-8333-2. Doi:10.1145/3447555.3466601.
4. D. Guzs, A. Utans, A. Sauhats, G. Junghans, J. Silinevics, "Resilience of the Baltic Power System when Operating in Island Mode", *2020 IEEE 61st International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2020)*.
5. G. Junghans, A. Silis, K. Marcina, K. Ertmanis, "Role of Balancing Markets in Dealing with Future Challenges of System Adequacy Caused by Energy Transition", *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, Vol. 57, No. 3, May 2020.

1. Enerģētikas pārkārtošana un energosistēmu riski

1.1. Klimata izmaiņu problēma

Šobrīd cilvēce saskaras ar straujām klimata izmaiņām: jūtami pieaugusi gaisa temperatūra, nokrišņu daudzums, arvien biežāk tiek novēroti ekstremāli laika apstākļi: plūdi, sausums un citi, kas spējīgi radīt lielus ekonomiskos zaudējumus. Lai gan pasaules vēsturē arī iepriekš ir bijuši klimatisko pārmaiņu periodi, kopš 20. gadsimta vidus cilvēces darbībai ir bijusi bezprecedenta ietekme uz Zemes klimata sistēmu, kas izraisījusi globāla mēroga pārmaiņas. Par klimata pārmaiņu problēmas galveno iemeslu var uzskatīt virkni novērojamu procesu:

- 1) straujš pasaules iedzīvotāju skaita pieaugums¹. Pasaules iedzīvotāju skaits tuvojas astoņiem miljardiem, paredzama izaugsme līdz pat 10 miljardiem jau 2050. gadā;
- 2) līdz ar iedzīvotāju skaita palielināšanos strauji pieaug enerģijas pieprasījums². Enerģijas pieprasījuma izaugsme ir straujāka par iedzīvotāju skaita pieaugumu;
- 3) tradicionālā enerģijas ražošana ir saistīta ar fosilā kurināmā izmantošanu.

Fosilā kurināmā degšanas rezultātā atmosfērā tiek izmests miljardiem tonnu degšanas produktu, pirmkārt, oglekļa dioksīds³. Tieši ogļskābā gāze atmosfērā rada siltumnīcas efektu un klimata pārmaiņas. Klimata pārmaiņas ietver gan globālo sasilšanu, ko veicina cilvēka izraisītais siltumnīcefekta gāzu emisijas, gan arī tās izraisītās plaša mēroga laikapstākļu izmaiņas. Lielākais sasilšanas virzītājspēks ir gāzu emisija, kas rada siltumnīcas efektu, no kurām vairāk nekā 90% ir oglekļa dioksīds un metāns. Fosilā kurināmā (akmeņogļu, naftas produktu un dabasgāzes) sadedzināšana enerģijas patēriņa apmierināšanai ir galvenais šo emisiju avots. Papildu emisijas dod transports, lauksaimniecība, mežu izciršana un rūpniecība. Neviena valsts vai starptautiska līmeņa zinātniska institūcija neapstrīd klimata pārmaiņu cēloņus un to kaitīgo ietekmi uz cilvēci. Gaisa piesārņotāji tiek emitēti no dažādiem cilvēka radītiem vai dabiskiem avotiem, tostarp:

- fosilā kurināmā sadedzināšana elektroenerģijas ražošanā, transportā, rūpniecībā un mājāsaimniecībās;
- rūpnieciskie procesi un šķīdinātāju izmantošana, piemēram, cementa, metalurģijas, ķīmijas un kalnrūpniecības nozarēs;
- lauksaimniecība;
- atkritumu apstrāde;
- dabiski avoti, tostarp vulkānu izvirdumi, vēja pūsti putekļi un gaistošo organisko savienojumu emisija no augiem.

¹ <https://ourworldindata.org/world-population-growth>

² <https://ourworldindata.org/energy-production-consumption>

³ <https://ourworldindata.org/co2-emissions>

Klimata pārmaiņu problēmas nozīmīgumu atzīst lielākā daļa pasaules valstu^{4,5,6}. Nepieciešamība atrisināt šo problēmu nosaka uzdevuma formulējumu: aizstāt fosilos enerģijas avotus ar atjaunojamiem. Gaidāmās transformācijas procesu dēvē par **enerģijas pārkārtošanu**⁷, kas ietver visu energoietilpīgo ekonomiskās darbības nozaru pārveidi, ieskaitot: elektroenerģijas ražošanu, piegādi un izmantošanu, siltumapgādi; transportu, lauksaimniecības un mājsaimniecību elektrifikāciju. Pieaugošais enerģijas pieprasījums apgrūtina enerģētikas sistēmu pārkārtošanu no fosilā kurināmā uz citiem enerģijas avotiem, kam piemistu zemas oglekļa emisijas, turklāt jaunajiem enerģijas avotiem ir ne tikai jāapmierina šis papildu pieprasījums, bet arī jācenšas aizvietot esošās fosilās enerģijas elektrostacijas.

Enerģijas pārkārtošanas galvenais mērķis ir acīmredzams – ir nepieciešams samazināt ogļskābās gāzes emisiju atmosfērā. Galvenie enerģijas avoti, kas tiek izmantoti šī mērķa sasniegšanai, ir vējš un saule⁸. Neskatoties uz to, ka mērķis ir nepārprotami definēts un veids, kā to sasniegt, ir šķietami acīmredzams, jau tagad ir skaidrs, ka ceļā uz to rodas virkne nopietnu problēmu un šķēršļu, ko izraisa vairāki vienlaikus pastāvoši mērķi, kas jāsasniedz, īstenojot nepieciešamās transformācijas. Enerģētikas pārkārtošana jāveic, ņemot vērā energosistēmai nepieciešamās īpašības, proti, **ekonomiskumu, uzticamību, drošumu, elastīgumu, stabilitāti, pietiekamību** utt. Šo sarakstu var viegli paplašināt. Jāatzīmē, ka papildu mērķi pēc nozīmes ir līdzvērtīgi sākotnēji nosauktajiem.

1.2. Enerģētikas pārkārtošanas mērķi un problēmas

Vairāku mērķu sasniegšanas nepieciešamība rada ļoti sarežģītas globālas problēmas, kuru atrisināšana ir iespējama tikai ar daudzu valstu centieniem, piedaloties enerģijas ražošanas tehnoloģiju izstrādātājiem un ražotājiem, rūpniecības uzņēmumiem, pārvades un sadales tīklu operatoriem un galalietotājiem. Problēmu saasina pieaugošā **dažādu inženiertehnisko infrastruktūru savstarpēja ietekme**, iespējamība radīt traucējumus citām infrastruktūrām un izraisīt liela apjoma ekonomiskus un sociālus zaudējumus. Elektroapgādes procesu var traucēt sakaru sistēmu, ūdensapgādes, gāzes apgādes, transporta darbības u. c. traucējumi. Pat īstermiņa elektroenerģijas padeves pārtraukumi var radīt milzīgus ekonomiskus zaudējumus un traģiskas sekas, jo pilsētās un valstīs var notikt pilnīga cilvēku dzīves paralīze.

Nulles emisiju energosistēmām jābūt ne tikai videi draudzīgām, bet arī **ilgtspējīgām, elastīgām, drošām, pieejamām un noturīgām**.

⁴ Paris Agreement, United Nations Framework Convention on Climate Change, 2015

⁵ IRENA (2021), World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Pieejams: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2021/Jun/IRENA_World_Energy_Transitions_Outlook_2021.pdf

⁶ International Energy Agency, Seven Key Principles for Implementing Net Zero, 2021. Pieejams: <https://www.iea.org/news/seven-key-principles-for-implementing-net-zero>

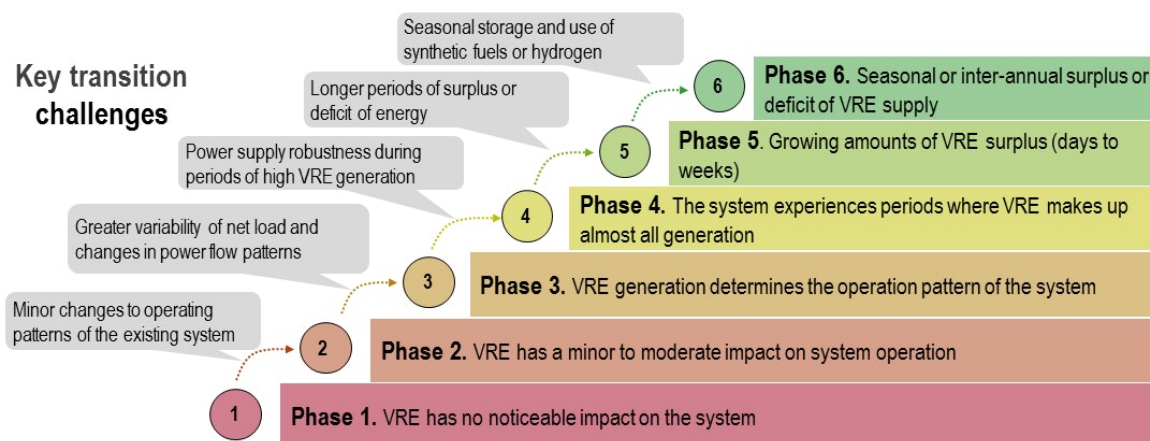
⁷ IRENA (2018), Global Energy Transformation: A roadmap to 2050, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Pieejams: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf

⁸ REN21 Secretariat, Renewables 2020 Global Status Report, 2020. Pieejams: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf

Realizējot pārkārtošanu, īpaši kritiska ir **energoapgādes drošuma**, kā arī **energosistēmas stabilitātes un drošības** uzturēšana. Valdībām, energoapgādes uzņēmumiem un citiem energoapgādes procesa dalībniekiem ir gan jāparedz, gan jāpārvalda esošie un jaunie energoapgādes drošības izaicinājumi, tostarp jānodrošina nepārtraukta enerģijas padeve, pat mainoties enerģijas ģenerācijas avotiem, to izstrādes apjomam un enerģijas patēriņa apjomam, kā arī dažādu ģeneratoru vai pārvades līniju, sakaru kanālu vai kurināmā apgādes sistēmu bojājumu gadījumā. Tas prasa nodrošināt daudzveidīgu, ilgtspējīgu un sociāli pieņemamu tīras enerģijas un tehnoloģiju kombināciju, kā arī pēc iespējas labāk un efektīvāk izmantot esošo infrastruktūru. Drošai un elastīgai energosistēmai jābūt spējīgai tikt galā ar mainīgumu un nenoteiktību, ko saules un vēja enerģijas avoti rada dažādos laika apstākļos un laika periodos, sākot no ļoti īsa līdz ilgam termiņam, izvairoties no jaudas svārstībām, un jāspēj nodrošināt visu klientu enerģijas pieprasījumu. Būs nepieciešama tādu jaunu problēmu risināšana kā noturība pret klimatu, kiberriski un drošība. Dažādu valstu valdībām būtu jāsadarbojas, lai analizētu: kad un kādi jauni mehānismi var palīdzēt vēl vairāk stiprināt globālās enerģētikas sistēmas drošību un noturību, vienlaikus sasniedzot ātru pāreju uz neto nulles emisijām; kā var izmantot labāko praksi un efektīvus energoapgādes mehānismus, ņemot vērā katras valsts īpašos apstākļus.

1.3. Enerģētikas pārkārtošana pasaulē un Baltijā

Enerģijas pārkārtošanas process, kas pirmām kārtām virzīts uz atjaunīgo enerģijas avotu izmantošanu, jau rit pilnā sparā. 2020. gadā visā pasaulē uzstādītā atjaunīgo enerģijas avotu jauda palielinājās par vairāk nekā 45%, salīdzinot ar 2019. gadu, tostarp globālās vēja jaudas pieaugums bija 90% un jaunu saules fotoelektrisko iekārtu daudzuma palielinājums – 23%⁹. Neskatoties uz straujajām izmaiņām, pasaule ir vēl tālu no globālo mērķu sasniegšanas, par ko liecina diagramma 1.1. attēlā¹⁰.



1.1. att. Galvenie izaicinājumi enerģijas pārkārtošanā

⁹ IEA Renewable Energy Market Update 2021. Pieejams: <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-2021>

¹⁰ IEA World Energy Outlook 2018. Pieejams: <https://www.iea.org/reports/status-of-power-system-transformation-2019>

1.1. tab. Galvenie izaicinājumi enerģijas pārkārtošanā

Izaicinājumi pārejā uz nākamo etapu	Pārkārtošanas procesa galvenie etapi
Sintētisku kurināmo vai ūdeņraža sezonāla uzglabāšana un izmantošana	6. fāze. MAE ģenerācijas pārpalikums vai deficīts sezonālā vai dažu gadu griezumā
Ilgāki enerģijas pārpalikuma vai deficīta periodi	5. fāze. Pieaugošs MAE ģenerācijas pārpalikums (vairākas dienas līdz vairākas nedēļas ilgi periodi)
Stabila energoapgāde periodos, kad MAE ģenerācija ir augsta	4. fāze. Sistēmā ir periodi, kad MAE veido gandrīz visu ģenerācijas apjomu
Lielāks MAE nesegtās slodzes mainīgums un tipisko jaudas plūsmu izmaiņas	3. fāze. MAE ģenerācija nosaka energosistēmas darbības modeli
Nelielas izmaiņas energosistēmas darbības modeli	2. fāze. MAE ir maza līdz mērena ietekme uz sistēmas darbību
	1. fāze. Mainīgajiem atjaunīgajiem energoresursiem (MAE) nav manāmas ietekmes uz sistēmu

1.1. attēlā un 1.1. tabulā atpsoguļoti prognozējamie enerģētikas pārkārtošanas posmi. Atzīmēts, ka 2019. gadā augstākais mainīgo atjaunīgo energoresursu (MAE) integrācijas posms, kas ir sasniegts pasaules praksē, bija 4. fāze. Tikai neliels skaits valstu un reģionu (piemēram, Dānija, Īrija un Austrālijas dienviddaļa) bija sasnieguši 4. fāzi, taču daudzas citas energosistēmas joprojām atradās 1. un 2. fāzē, un to atjaunīgās enerģijas īpatsvars ikgadējā elektroenerģijas ražošanā bija 5–10%.

Pēdējās desmitgadēs Baltijas valstu energosistēmas ir piedzīvojušas virkni nozīmīgu izmaiņu:

- pārtraukušas darbu jaudīgas elektrostacijas, kuras ražoja lielāko daļu elektroenerģijas (Ignalinas atomelektrostacija, Latvijas, Lietuvas un Igaunijas termoelektrostacijas; kopējā apstādīnāto staciju jauda pārsniedz enerģijas pieprasījuma maksimālo jaudu). Ģenerācijas avotu izmaiņas apkopotas 1.2. tabulā;
- izbūvētas elektropārvades līnijas, kas savieno Baltijas valstis ar Somiju, Zviedriju un Poliju;
- izbūvēti maģistrālie gāzes cauruļvadi un sašķidrīnātās gāzes termināls;
- Baltijas valstis kļuvušas par "Nord Pool" elektroenerģijas biržas dalībniecēm, turklāt radīts regulatīvais ietvars arī citu biržas operatoru darbībai;
- uzbūvētas un nodotas ekspluatācijā ievērojamas jaudas termoelektrostacijas;
- nodots ekspluatācijā simtiem atjaunīgās enerģijas avotu elektrostaciju (mazās hidroelektrostacijas, biomasas, vēja un saules elektrostacijas);
- elektrības un gāzes tīkli ir ievērojami uzlaboti. Pamatojoties uz digitālo informācijas tehnoloģiju izmantošanu, ir modernizētas energosistēmu vadības sistēmas un to aprīkojums. Vairums elektroenerģijas lietotāju pieslēgumu aprīkoti ar viedajiem skaitītājiem, ieviesta jaunajām iespējām atbilstoša norēķinu sistēma. Tiek izstrādāta arī elektroenerģijas tirgus datu apmaiņas un uzglabāšanas platforma.

Minētie apstākļi liecina par milzīgām izmaiņām, kas notikušas pēdējās desmitgadēs un turpinās aizvien. Taču jāatzīmē, ka notiekošo pārmaiņu procesā Baltijas enerģētikas sistēmas ir tikai daļēji pietuvojušās izvirzītajiem attīstības mērķiem: emisijas atmosfērā joprojām ir ļoti augstas, un Baltijas energosistēma ir kļuvusi par sistēmu ar izteiktu deficītu.

1.2. tab. Galvenie elektroenerģijas avoti Baltijas valstīs

Elektroenerģijas avots	2001. gads, MW	2020. gads, MW
Degslāneklis	2835	1115
Kodolenerģija	2600	0
Dabaszgāze	3206	2357
<i>tostarp koģenerācijā</i>	<i>1400</i>	<i>1152</i>
Hidroenerģija	1600	1700
Hidroakumulācija	900	900
Biomazas koģenerācija	0	500
Vēja enerģija	0	916
Saules enerģija	0	177
Asinhronie starpsavienojumi	0	2216

Baltijas valstīs 2020. gadā tikai 55% no patērētās elektroenerģijas saražoja vietējās elektrostacijas¹¹. Lai risinātu jau pastāvošo efektīvas ražošanas trūkuma problēmu un ņemtu vērā vajadzību slēgt vairākas nozīmīgas elektrostacijas, energosistēmā ir nepieciešams integrēt ievērojamas atjaunīgo enerģijas avotu jaudas. Šo izaicinājumu papildina gaidāmais transporta, mājsaimniecību un rūpniecības sektora elektroenerģijas patēriņa pieaugums. Apkopojot iepriekšminēto, varam apgalvot, ka, lai turpmākajos gados nodrošinātu veiksmīgu Baltijas valstu energoapgādi, jārod risinājumi virknei izaicinājumu un uzdevumu, no kuriem daži tiks izklāstīti šajā nodevumā.

1.4. Energosistēmu riski

Energosistēmas elementi, piemēram, slodze, ģeneratori, transformatori, pārvades līnijas, tiek ieslēgti un izslēgti, izraisot enerģijas plūsmas izmaiņas. Dažas no šīm izmaiņām uzsāk energosistēmas operators, jo, lai nodrošinātu elektroapgādes kvalitāti un efektivitāti, ir jāievēro tehniskie ierobežojumi. Vēl vienu daļu izraisa daudzu ārēju faktoru ietekme, un tās var uzskatīt par nenoteiktām un nejaušām izmaiņām. Būtisku vadības iedarbju daļu rada relejaizsardzības un energosistēmas automatizācijas ierīces. Energosistēmas elementi ir pakļauti bojājumiem. Iespējama jebkura energosistēmas tehniskā elementa neparedzēta atslēgšanās. Iespējamās nepareizas automatizācijas ierīču un apkalpojošā personāla darbības, kā rezultātā tiek pārkāpti tehniskie ierobežojumi un izmantoti neparedzēti, bīstami režīmi. Režīmu izmaiņas var izraisīt arī nejauši ārējie notikumi vai kaimiņu energosistēmu operatoru darbības. Vissmagākie zaudējumi (šajā nodevumā termins 'zaudējumi' atspoguļo visu veidu iespējamās ekonomiskās,

¹¹ Augstsprieguma tīkls, Elektroenerģijas tirgus apskats. Pieejams: <https://www.ast.lv/lv/electricity-market-review>

sociālās un videi izraisītās negatīvās sekas) rodas liela mēroga elektroenerģijas padeves pārtraukuma gadījumā^{12,13,14,15,16}. Dažu nelabvēlīgu notikumu sakritības dēļ energosistēmā var izveidoties situācija, kad tā kļūst nespējīga piegādāt lielu pieprasītās enerģijas daļu. Robežgadījumā var notikt energosistēmas sabrukums, kad enerģijas padeve tiek pilnīgi pārtraukta plašā ģeogrāfiskā reģionā. Šādu sabrukumu rezultātā tiek paralizētas visas kritiskās inženierstruktūras, rodas milzīgi ekonomiskie, sociālie un, iespējams, ekoloģiskie zaudējumi. Zaudējumu un to iespējamības samazināšana ir viens no svarīgākajiem energosistēmas attīstības un vadības uzdevumiem. Šī uzdevuma atrisināšanai tiek izmantotas dažādas pieejas. Viena no svarīgākajām pieejām izmanto **risku** jēdzienu.

Riska definīcija. Ir ierosinātas daudzas dažādas riska definīcijas. Starptautiskais standarts ISO 31000¹⁷ dažādiem lietojumiem risku definē ļoti vienkārši: „nenoteiktības ietekme uz mērķiem”. Bieži tiek novērtētas negatīvas, nevēlamas sekas. Citiem vārdiem, risks ir **iespēja**, ka notiks kaut kas **slikts**. Energosistēmas gadījumā risks var ietvert nenoteiktību par darbības rezultātiem attiecībā uz nepiegādāto enerģiju, nesaņemto peļņu, lietotāju komforta samazinājumu, izmešu atmosfērā palielināšanu.

Parasti, veicot risku analīzi, uzdevums ir ne tikai novērtēt risku līmeni, bet arī meklēt ceļus tā samazināšanai. Rodas **riska pārvaldības uzdevums**, kura risināšanas procesā tiek identificēti, novērtēti un pārvaldīti draudi energosistēmas un citu inženierstruktūru kapitālam, ienākumiem utt. Šie draudi vai riski var rasties no dažādiem avotiem, tostarp energosistēmas gadījumā – no elementu bojājumiem, stratēģiskās pārvaldības kļūdām, negadījumiem un dabas katastrofām. Riska pārvaldība ļauj energoapgādes dalībniekiem mēģināt sagatavoties neparedzētiem gadījumiem, samazinot zaudējumus un to iespējamību.

Riska pārvaldības process iekļauj šādus galvenos soļus:

- 1) riska indikatoru (nevēlamo notikumu varbūtības un to negatīvo seku kombinācija) izvēle un to novērtēšana;
- 2) notikumu iespējamības (varbūtība, ka konkrētas briesmas rodas noteiktā laika periodā) novērtēšana;
- 3) neaizsargātības apstākļu raksturojums un novērtējums. Neaizsargātība apraksta faktorus vai procesus, kas palielina sabiedrības jūtīgumu pret nevēlamiem notikumiem;

¹² Yu, Shiwen & Hou, Hui & Chengzhi, Wang & Geng, Hao & Hao, Fan. (2017). Review on Risk Assessment of Power System. *Procedia Computer Science*. 109. 1200-1205. doi:10.1016/j.procs.2017.05.399

¹³ Sauhats, A. Utāns, A., Siļinevičs, J., Junghāns, G., Guzs, D. Enhancing Power System Frequency with a Novel Load Shedding Method Including Monitoring of Synchronous Condensers' Power Injections. *Energies*, 2021, 14, 1490. doi:10.3390/en14051490

¹⁴ A. Kabir, M. Hasan Sajeeb, N. Islam, H. Chowdhury “Frequency Transient Analysis of Countrywide Blackout of Bangladesh Power System on 1st November”. 2015 International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE), 2015, pp. 267-270.

¹⁵ S.D. Anagnostatos, C.D. Halevidis, A.D. Polykrati, P.D. Bourkas, C.G. Karagiannopoulos “Examination of the 2006 blackout in Kefallonia Island, Greece” *Int J Electr Power Energy Syst*, 49 (2013), pp. 122–127.

¹⁶ Haes Alhelou, H.; Hamedani-Golshan, M.E.; Njenda, T.C.; Siano, P. A Survey on Power System Blackout and Cascading Events: Research Motivations and Challenges. *Energies* 2019, 12, 682. <https://doi.org/10.3390/en12040682>

¹⁷ <https://en.wikipedia.org/wiki/Risk>

- 4) vadāmās energosistēmas struktūras un parametru, kuri nosaka risku līmeni, pamatojums un izvēle.

Piemeklējot atbilstošu energosistēmas struktūru, darba režīmus un parametrus, vienlaikus var atrisināt šādus divus uzdevumus:

- 1) samazināt nelabvēlīgu notikumu iespējamību;
- 2) samazināt zaudējumu līmeni nelabvēlīgu notikumu gadījumā.

Dažādiem uzdevumiem un mērķiem var izmantot daudzus riska indeksus. Šie indeksi atspoguļo dažādus faktoros, tostarp ģenerācijas jaudas, slodzes profilus un prognozētās nenoteiktības, sistēmas konfigurācijas un darbības apstākļus. Izmantot vairākus indeksus riska aprakstīšanai, lai pieņemtu atbildīgu lēmumu, ir ārkārtīgi neērti. Tajā pašā laikā mūsdienu energosistēmu sarežģītība, to lielie izmēri, daudzu parametru nenoteiktība noved pie tā, ka ir neiespējami risku aprakstīšanā un aprēķināšanā izmantot vienu integrālu indeksu. Radušās problēmas var iedalīt trīs veidos:

- 1) skaitļošanas problēmas, ko rada nepieciešamība modelēt ārkārtīgi lielu un sarežģītu sistēmu;
- 2) metodoloģiskas problēmas, ko rada neiespējamība aprakstīt zaudējumus, izmantojot vienu mēru, piemēram, monetārā veidā;
- 3) metodoloģiskās problēmas, ko izraisa sākotnējās informācijas nenoteiktība un, iespējams, tās trūkums.

Pirmā veida problēmas tiek risinātas, izmantojot atbilstošas skaitļošanas metodes un jaudīgas datorsistēmas. **Otrā** veida problēmas būtību var izskaidrot šādi: lielu enerģētikas avāriju rezultātā rodas dažādi zaudējumi, kurus praktiski nevar izteikt naudas izteiksmē. Piemēram, cilvēka dzīvības zaudēšana vai veselības bojājumi, ievērojamas sociālekonomiskās sekas, vides piesārņojums. **Trešā** veida problēmas rodas sakarā ar zaudējumu nenoteiktu vai varbūtisku (stohastisku) raksturu¹⁸. Riski ir atkarīgi no daudziem faktoriem un procesiem, daļai no kuriem piemīt varbūtisks vai nenoteikts raksturs. Rezultātā riska indikatori ir jāapraksta, izmantojot varbūtību teorijas paņēmienus.

Riska novērtējums var būt kvalitatīvs vai kvantitatīvs¹⁹. Kvalitatīvās pieejas balstās uz kvalitatīviem risku aprakstiem, tiek izmantota risku matrica, kura iekļauj nelabvēlīgu seku uzskaitījumu un nozīmīgumu, piemēram, grupējot sekas kā nenozīmīgas, mērenas vai katastrofālas. Lai grupētu notikumu varbūtības, izmanto šāda veida aprakstus: „augsta”, „vidēja” un „zema”. Pēc tam izmanto riska matricu, kurā novērtē konkrētu varbūtības un seku kombināciju nozīmīgumu. Kvantitatīvā pieeja atšķiras no kvalitatīvās ar to, ka sekas un iespējamība tiek novērtēta, izmantojot skaitliskus indikatorus. Energosistēmu gadījumā sekas bieži izteic naudā vai nepiegādātās enerģijas vienībās.

¹⁸ A.Sauhats, E. Kucajevs, D. Antonovs, R. Petrichenko. Chapter 14 "Dynamic Security Assessment and Risk Estimation", in Book "Monitoring, Control and Protection of Interconnected Power System", Editors Ulf Hager, Christian Rehtanz and Nikolai Voropai, 255 – 279 pp Springer, 2014. <https://www.springer.com/gp/book/9783642538476>

¹⁹ Z.Y. Han, W.G. Weng, Comparison study on qualitative and quantitative risk assessment methods for urban natural gas pipeline network, Journal of Hazardous Materials, Volume 189, Issues 1–2, 2011, Pages 509-518, ISSN 0304-3894, <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2011.02.067>.

Riska pārvaldībai kopā ar **riska novērtēšanu** ir jānovērtē arī **bīstamība** (angļu val. – *hazard*) un neaizsargātība (angļu val. – *vulnerability*). Bīstamību skaitliski var novērtēt kā konkrētu briesmu varbūtību (piemēram, jaudīgu energosistēmas elementu bojājumu varbūtība noteiktā laika periodā). Neaizsargātība ietver apstākļus, kurus nosaka fiziskie, sociālie, ekonomiskie un vides faktori vai procesi, kas palielina vai samazina sabiedrības jutīgumu pret apdraudējumiem. Var apgalvot, ka risks ir bīstamības un neaizsargātības funkcija. Samazinot briesmu varbūtību, kā arī samazinot sabiedrības jutīgumu pret nelabvēlīgiem apstākļiem, var mazināt energosistēmas riskus.

Risku novērtēšanā var rasties divu veidu uzdevumi:

- 1) **pašreizējam** laika momentam, kad ir zināma energosistēmas struktūra un parametri;
- 2) **nākotnes** periodiem. Tādos gadījumos energosistēmas struktūra un parametri tiek uzdoti ar prognožu un scenāriju palīdzību. Šis uzdevums ir krietni sarežģītāks un ietver arī pirmā uzdevuma atrisināšanu. Šāda pieeja izmantota gan šajā, gan citos projekta “FutureProof” nodevumos, modelējot energosistēmas nākotnes attīstības scenārijus.

1.5. Energosistēmas risku novērtēšanas modeļu veidi

Risku novērtēšanai tiek izmantoti energosistēmu modeļi, kuri ļauj uzdot energosistēmas struktūru, parametrus un elementu bojājumus un novērtēt zaudējumus, kuri rodas nelabvēlīgu apstākļu vai bojājumu dēļ. Uzdevuma atrisināšanas vienkāršošanai projekta “FutureProof” pētījumos izmantoti divu veidu modeļi:

- 1) **statiskie modeļi**, kas raksturo konkrētas energosistēmas stacionāru režīmu un ļauj izvēlēties optimālu ģenerācijas portfeli; kā īstermiņā, tā arī ilgtermiņā analizēt sistēmas attīstības scenārijus, novērtēt sistēmas jaudu pietiekamību; analizēt tirgus procesus, tā darbības efektivitāti un citus enerģētikas ekonomikas aspektus; iezīmēt nepieciešamos sistēmas attīstības virzienus, lai nodrošinātu tās ilgtspēju, darbības ekonomiskumu un drošumu. Šāda veida modeļi daļēji atspoguļo arī energosistēmas riskus, lai gan analizē netiek ņemti vērā pārejas procesi. Pētniecības rezultāti, kurā analizēta energosistēmas darbība stacionāros režīmos, tostarp novērtējot ar sistēmas jaudu pietiekamību saistītos riskus, apkopotī citos projekta “FutureProof” nodevumos (piemēram, D1.3, D3.1 un D3.2);
- 2) **dinamiskie modeļi**. Šajā gadījumā tiek ietverti energosistēmas pārejas procesi, kuri rodas, mainoties tās struktūrai, piemēram, bojājumu rezultātā. Daļa no pārejas procesiem var izraisīt energosistēmas stabilitātes zudumu un vissliktākajā gadījumā novest līdz pat sistēmas sabrukumam. Šajā nodevumā – D4.1 – ietvertie rezultāti fokusēti uz energosistēmas dinamiskās stabilitātes analīzi, novērtējot dažādu nozīmīgu energosistēmas komponentu avāriju ietekmi uz stabilitāti gan ar pašreizējo sistēmas struktūru, gan nākotnē – proti, pēc Baltijas valstu sinhronizācijas ar kontinentālās Eiropas tīklu.

1.6. Nodaļas secinājumi

1. Klimata pārmaiņu problēmas nozīmīgumu atzīst vairums pasaules valstu. Nepieciešamība atrisināt šo problēmu nosaka uzdevuma formulējumu: aizstāt fosilos enerģijas avotus ar atjaunīgiem un veikt plaša mēroga energosistēmas transformāciju.
2. Nākotnes enerģijas sistēmām jābūt ne tikai brīvām no izmešiem atmosfērā, bet arī **ilgtspējīgām, elastīgām, drošām, ekonomiskām un noturīgām.**
3. Elastīgai energosistēmai jābūt spējīgai tikt galā ar mainīgumu un nenoteiktību, ko saules un vēja enerģijas avoti rada dažādos laika apstākļos un laika periodos, izvairoties no jaudas svārstībām, un nodrošināt visu klientu enerģijas pieprasījumu.
4. Pēdējās desmitgadēs Baltijas valstu energosistēmās ir notikušas dramatiskas izmaiņas, atrisinātas daudzas problēmas, bet parādījušās arī jaunas; izveidojusies nepieciešamība importēt gandrīz pusi elektroenerģijas.

2. Energosistēmas drošums un stabilitāte

Atbilstoši Starptautiskās Elektrotehnikas komitejas standartos definētajam ar energosistēmas darbības **drošumu**²⁰ saprot tās spēju apmierināt elektroenerģijas pieprasījumu noteiktā laika periodā un noteiktos darba apstākļos. Drošumu veido divi komponenti: sistēmas pietiekamība un sistēmas drošība. Sistēmas **pietiekamība**²¹ ir tās spēja nodrošināt nepieciešamo elektroenerģiju, saglabājot noteiktās robežās galvenos raksturlielumus (spriegumu, frekvenci). Tādējādi pietiekamība attiecas uz stacionāru darba režīmu, kas neietver bojājumu izraisītus dinamiskus pārejas procesus. Savukārt sistēmas **drošība**²² ir tās spēja izturēt tādus bojājumus, kuru iespējamība ir pietiekami augsta, bez slodzes atslēgšanas, sistēmas komponentu pārslodzes vai novirzēm ārpus noteiktā sprieguma un frekvences diapazona. Tas ietver tādus apstākļus, kas var rasties dažāda veida traucējumu rezultātā (piemēram, pēc pēkšņa nozīmīga ģenerācijas avota vai pārvades tīkla elementa atslēguma).

Tādējādi energosistēmas darbības drošumam galvenokārt ir divu veidu draudi:

a) nelabvēlīgu notikumu rezultātā var izveidoties situācija, kad sistēma nespēj piegādāt pieprasīto enerģiju ģenerācijas jaudu trūkuma dēļ. Šajā gadījumā rodas nepieciešamība atslēgt daļu no patērētājiem. Var rasties arī ģenerācijas pārpalikums kopā ar energosistēmas nespēju to eksportēt pilnā apjomā. Ģenerācijas jaudu trūkums vai pārpalikums rada zaudējumus, tādējādi, plānojot darbību, ir jānovērtē attiecīgie riski. Šim nolūkam var izmantot statistiskus (stacionāra režīma) energosistēmas modeļus, kuru pamatā ir algebriskie vienādojumi, kas ļauj analizēt energosistēmas pietiekamību. Energosistēmas pietiekamības un ar to saistītu aspektu novērtējums sniegts projekta "FutureProof" darba posma **WP1**, kā arī **WP3** nodevumos;

b) energosistēmas struktūras izmaiņas var izraisīt pārejas procesus, kas veicina stabilitātes traucējumus un var būt par iemeslu sistēmas sabrukumam. Bīstami pārejas procesi visbiežāk rodas īsslēgumu dēļ augstsprieguma elektrolīnijās vai lielu ģeneratoru atslēgšanas dēļ. Šie procesi tiek vadīti ar relejaizsardzību un citu pretavārijas automātiku, tādējādi, novērtējot riskus, ir jāizmanto modelis, kurš satur ne tikai energosistēmas pamatelementus, bet arī automatiskās vadības apakšsistēmas, kas paredzētas energosistēmas aizsardzībai. Uzdevuma atrisināšanai ir jāizmanto energosistēmas modeļi, kuru pamatā ir diferenciālvienādojumi. Ar šādu modeļu palīdzību tiek analizēta energosistēmas stabilitāte un drošība, un tie izmantoti projekta "FutureProof" darba posma **WP4** pētījumos, kuru galvenie rezultāti atspoguļoti šajā nodevumā.

2.1. Potenciālie draudu avoti Baltijas energosistēmā

Savienojums ar Krievijas un Baltkrievijas apvienoto energosistēmu (*IPS/UPS*) līdz šim ir nodrošinājis Baltijas energosistēmu ar pietiekamām frekvences un inerces rezervēm, tā ka frekvences stabilitātes jautājumi bija būtībā nenozīmīgi sakarā ar *IPS/UPS* sinhronās

²⁰ *service reliability*: <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=692-01-14>

²¹ *system adequacy*: <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=692-01-05>

²² *system security*: <https://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/display?openform&ievref=692-01-11>

energosistēmas izmēriem un tās milzīgajām frekvences rezervēm. Saskaņā ar Baltijas valstu politisku lēmumu Baltijas energosistēma līdz 2025. gadam tiks desinhronizēta no *IPS/UPS* un **sinhronizēta ar kontinentālās Eiropas energosistēmu**. Baltijas energosistēma ar *IPS/UPS* ir savienota ar deviņām 330 kV pārvades līnijām, kuru kopējā termoizturības jauda ir aptuveni 9000 MW un nominālā pārvades jauda – aptuveni 2500 MW. Savukārt Baltijas valstu sinhrono savienojumu ar kontinentālās Eiropas tīklu paredzēts izveidot un uzturēt caur vienu divķēžu 400 kV Lietuvas–Polijas starpsavienojumu ar aptuveni 2000 MW termoizturības jaudu un 1000 MW nominālo pārvades jaudu. Šī starpsavienojuma plānota vai neplānota atslēguma gadījumā Baltijas valstu energosistēmai jāspēj darboties arī izolētā režīmā. Šajā darbības režīmā Baltijas energosistēma var paļauties tikai uz savām frekvences un inerces rezervēm, kas ir krasi mazākas nekā pašreiz pieejamās rezerves *IPS/UPS* ietvaros. Šāda veida izolēta darbība radīs lielus izaicinājumus Baltijas energosistēmas frekvences stabilitātei un inerces pietiekamībai.

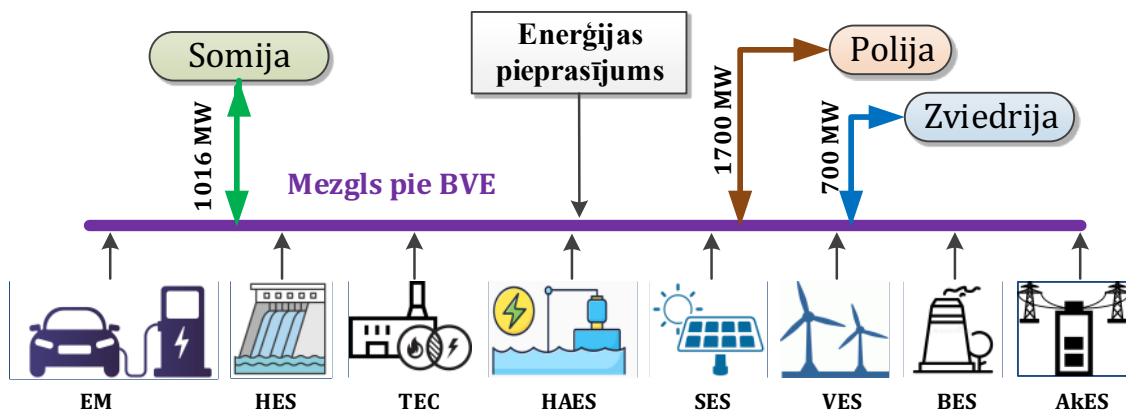
Vēl viens būtisks apstāklis, kas ietekmēs Baltijas energosistēmas inerces līmeni, ir sagaidāmais **pārtraukumainās nesinhronās atjaunīgās ģenerācijas** jaudas ievērojams pieaugums. Atbilstoši Baltijas valstu nacionālajiem klimata un enerģētikas plāniem līdz 2030. gadam paredzēts palielināt uzstādīto vēja elektrostaciju jaudu, sasniedzot ap 4000 MW. Turklāt visas trīs Baltijas valstis plāno izbūvēt jūras vēja parkus, kuru jaudas izmantošanas koeficients ir lielāks kā pašreizējām uz sauszemes izvietotajām vēja elektrostacijām. Vēja enerģijas ģeneratori ir nesinhroni, tādēļ tie nepiedalās sistēmas inercē. Tas nozīmē, ka kopējais inerces līmenis Baltijas energosistēmā kritīsies. Sagaidāms arī, ka pārtraukumainās ģenerācijas īpatsvara pieauguma dēļ un tam sekojošās enerģijas cenu mainības dēļ sinhrono ģeneratoru darbība būs mainīgāka, ar lielāku palaišanas un apturēšanas reižu skaitu²³. Tas nozīmē arī energosistēmas kopējās inerces līmeņa mainīgumu.

2.2. *Energosistēmas galveno komponentu drošums*

Baltijas valstu energosistēmas struktūrā (2.1. att.) ietilpst virkne dažāda veida objektu:

- 1) dažādu tipu elektrostacijas (hidroelektrostacijas, tostarp Daugavas HES kaskāde; koģenerācijas stacijas (ar dabasgāzes, biomasas un biogāzes kurināmo), termoelektrostacijas, pārtraukumainie enerģijas avoti – vējš un saule);
- 2) dažādu veidu enerģijas akumulācijas stacijas (ieskaitot hidroakumulācijas elektrostacijas);
- 3) enerģijas patērētāji un ražotājlietotāji;
- 4) elektriskie automobiļi;
- 5) pārvades elektrotīkli;
- 6) starpsavienojumu elektrolīnijas.

²³ Oļekšijs, R., Sauhats, A., Olekshii, B. Power Plant Cooperation in District Heating Considering Open Electricity Market. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 2021, Vol. 58, No. 3, lpp. 66–81. ISSN 0868-8257. Doi:10.2478/lpts-2021-0017



2.1. att. Baltijas valstu energosistēmas modeļa galvenie elementi

Balstoties uz līdzšinējo pieredzi un sasniegto drošuma līmeni, var apgalvot, ka absolūti vairumā gadījumu energosistēma strādā **bez atteicēm**. Taču ir jāņem vērā, ka jebkurš no sistēmas objektiem var tikt bojāts un atslēgts no sistēmas. Daļa no bojājumiem, īpaši to sakrišanas gadījumos, var izraisīt nepieļaujamus režīmus un nespēju nodrošināt ģenerācijas un patēriņa balansu. Pat nelielā energosistēmā pastāv **milzīgs potenciālo bojājumu cēloņu, veidu un to kombināciju skaits**. Novērtēt visu iespējamo kombināciju risku indikatorus ir neiespējami to lielā kombināciju skaita dēļ. Tāpēc risku novērtēšana sākas ar bojājumu identificēšanu, sākot ar visbīstamākajiem ar relatīvi augstu varbūtību un nozīmīgiem ekonomiskiem vai sociālajiem zaudējumiem, kuri savukārt rodas, atslēdzot patērētājus vai ģeneratorus un ierobežojot enerģijas eksportu vai importu.

Vislielākie ekonomiskie un sociālie zaudējumi rodas gadījumos, kad energosistēma nespēj nodrošināt ģenerācijas un patēriņa balansu. Šāda situācija rodas divu veidu bojājumu dēļ:

- 1) lielas jaudas ģenerators atslēgšanās;
- 2) pārvades līniju atslēgšanās un nespēja nodot enerģiju patērētājiem. Jāpiebilst, ka pārvades tīkla atteices var novest arī pie nepieciešamības atslēgt nozīmīgus ģenerācijas avotus, ja tiem vairs nav pieejama atbilstoša pārvades tīkla jauda.

Pārvades tīkla atteicu biežums dažādās energosistēmās pie dažādiem sprieguma līmeņiem var būt ļoti atšķirīgs. Tomēr parasti, pieaugot spriegumam, atteicu biežums samazinās. Tā, piemēram, literatūrā^{24,25,26,27,28,29,30} publicētā maiņstrāvas pārvades līniju atteicu statistika apkopota 2.1. tabulā.

²⁴ RISK ASSESSMENT OF POWER SYSTEMS. Models, Methods, and Applications. WENYUAN LI, Ph.D., IEEE Fellow. British Columbia Transmission Corporation, Canada. Advisory Professor, Chongqing University, China. IEEE Press Series on Power Engineering. A JOHN WILEY & SONS, INC., PUBLICATION.

²⁵ Deregulated Transmission System Reliability Planning Criteria Based on Historical Equipment Performance Data. A. A. Chowdhury, Don O. Koval. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 37, NO. 1, JANUARY/FEBRUARY 2001.

²⁶ Assessment of Transmission-Line Common-Mode, Station-Originated, and Fault-Type Forced-Outage Rates. Don O. Koval, Ali Asraf Chowdhury. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 46, NO. 1, JANUARY/FEBRUARY 2010

²⁷ Проектирование схем электроустановок. Ю.Н. Балаков, М.Ш.Мисриханов, А.В.Шунтов. ЗАО "Издательский дом МЭИ", 2004.

²⁸ Причины и характер повреждаемости компонентов воздушных линий электропередачи напряжением 110-750 кВ В 1997-2007 ГГ. ЕФИМОВ Е.Н., ТИМАШОВА Л.В., ЯСИНСКАЯ Н.В. Журнал ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ. ISSN: 2306-8345. Nr. 5(5) 2012.

²⁹ Nordic and Baltic Grid Disturbance Statistics 2019. Regional Group Nordic. ENTSO-E AISBL. Report rendered 22 September 2020. Available online: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_and_Baltic_Grid_Disturbance_Statistics_2018.pdf (accessed on 13 July 2021).

³⁰ UMM messages at Nord Pool AS web page. Available online: <https://umm.nordpoolgroup.com/> (accessed on 9 June 2021).

2.1. tab. Vienķēdes maiņstrāvas līniju atteižu statistika

Sprieguma līmenis (kV)	Atteižu biežums (reizes uz 100 km/gadā)	Atslēguma ilgums (h)
220	0,60	10
230	0,73	10,71
240	0,92	5,77
330	0,50	12
330	1,10	-
345	2,22	61,84
380-420	1,22	-
380-420	0,43	-
400	0,49	-
500	0,60	8,19
500	0,24	12,14
500	0,40	17
500	0,50	-

No 2.1. tab., iepriekš izslēdzot vismazāko un vislielāko atslēgumu biežumu un ilgumu, var izrēķināt vidējo atslēgumu biežumu uz 100 km līnijas garuma, kas ir 0,68 reizes gadā, un vidējo atslēguma ilgumu – 11,67 stundas.

Savukārt statistikas dati par atslēgumu skaitu Baltijas energosistēmas augstsprieguma līdzstrāvas starpsavienojumiem pieejami “Nord Pool” UMM sistēmā un atbilst šajā pētījumā analizētajiem nozīmīgajiem bojājumiem. Gada vidējais atslēgumu skaits katram augstsprieguma līdzstrāvas (HVDC) savienojumam dots 2.2. tabulā.

2.2. tab. Augstsprieguma līdzstrāvas savienojumu atslēgšanās gadījumu skaits gadā

HVDC savienojums	Atslēgumi gadā
Estlink 2	4,0
NordBalt	9,2
LitPol link	3,8

Daļu no bojājumiem var likvidēt dažu stundu laikā, bet relatīvi retos zemūdens kabeļa bojājuma gadījumos šis process var aizņemt apmēram divus mēnešus³¹ (sk. 2.3. tab., kur doti zemūdens HVDC kabeļlīnijas komponentu drošuma rādītāji). No drošuma teorijas viedokļa uzskaitītie komponenti ir savienoti virknē. Tāpēc svarīgi ņemt vērā to, ka bojātie elementi tiek remontēti un tikai pēc visu elementu remonta beigām līnija tiek pieslēgta turpmākai darbībai.

³¹ Seyed Pouya Ramezanzadeh, Mohammad Mirzaie, Majid Shahabi, Reliability assessment of different HVDC transmission system configurations considering transmission lines capacity restrictions and the effect of load level, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 128, 2021, 106754, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106754>

2.3. tab. Augstsprieguma līdzstrāvas kabeļlīniju komponentu atteižu statistika

Komponenti	Atteižu biežums λ (reizes gadā)	Labošanas laiks T_r (stundas)
Transformators	0,0125	1008
Mainstrāvas filtrs	0,54	6
Izlīdzinošais reaktors	0,1428	192
Ventiļi	0,5	4
DC filtrs	0,001	5
DC jaudas slēdzis	0,2487	98,06
DC kabelis (100 km)	0,02	1560
Reaktīvie kompensējošie kondensatori	0,002	6

Zinot bojājumu intensitāti un to novēršanas (remonta) ilgumu un izmantojot eksponenciālo drošuma teorijas likumu, var novērtēt vidējo laika perioda garumu ($V LPG$, stundas/gadā), kad bojājuma dēļ līnija ir atslēgta no enerģosistēmas, un varbūtību (P_{1a}), ka gada griezumā (8760 stundas) līnija atrodas atslēgtā stāvoklī:

$$V LPG = 280 \text{ (stundas);}$$

$$P_{1a} = V LPG / 8760 = 280/8760 = 0.032.$$

Pieņemsim, ka tiek izmantotas divas vienādas paralēlas līnijas, un novērtēsim to **vienlaicīgas** atslēgšanās varbūtību ($V AV$). Vienlaicīga atslēgšanās var notikt divējādi: ja tiek bojāta pirmā līnija (varbūtība P_{1a1}) un pēc tam, tās remonta laikā, notiek otras līnijas atslēgšanās (varbūtība $P_{1a2} \times P_{1as}$), vai ja (simetriski) tiek bojāta otrā līnija un pēc tam, tās remonta laikā, notiek pirmās līnijas atslēgšanās:

$$V AV = P_{1a1} \times P_{1a2} \times P_{1as} = 2 \times 0.032 \times 0.032 \times 0.032 = 66 \times 10^{-6}.$$

Izrēķinātā vērtība ļauj secināt, ka vienlaicīgas divu vai vairāku līdzstrāvas līniju atslēgšanās varbūtība ir ļoti zema.

2.3. Dinamiskie modeļi

Īsslēguma gadījumā vai pēkšņi atslēdzot kādu no enerģosistēmas elementiem, tajā neizbēgami rodas elektromehāniski pārejas procesi. Mainās strāvas, spriegumi, jaudas, frekvence. Visi šie lielumi var sasniegt nepieļaujamas vērtības un radīt iekārtu bojājumus un elementu atslēgšanos. Īpaši nelabvēlīgos apstākļos var notikt **enerģosistēmas sabrukums**. Lai apturētu avārijas attīstību, tiek izmantota relejaizsardzība un pretavārijas automātika. Elektromehānisko procesu un enerģosistēmas stabilitātes izpētei ir vajadzīgi detalizēti enerģosistēmu modeļi, kuru izveidei izmanto rūpniecisku programmatūru, piemēram,

Siemens PSSE³² un ETAP³³. Modeļos tiek uzdoti konkrēto energosistēmu pamatelementu – ģeneratoru, transformatoru, augstsprieguma līniju, slodžu, automatikas iedarbju – matemātiskie apraksti diferenciālvienādojumu veidā. Rezultātā pat nelielas energosistēmas elektromehānisko pārejas procesu imitācijai nepieciešams atrisināt augstas pakāpes diferenciālvienādojumu sistēmu. Tāda veida modeļi tiek izmantoti **risku**, kurus izraisa **elektromehāniskie pārejas procesi**, novērtēšanai. Tieši šī veida uzdevums ir īpaši svarīgs Baltijas energosistēmās plānoto strukturālo izmaiņu dēļ.

2.3.1. Frekvences stabilitāte

Mainstrāvas energosistēmu frekvences stabilitāte kopā ar sprieguma un pārejas leņķiskajām stabilitātēm ir jebkuras mūsdienīgas energosistēmas darbības drošuma stūrakmens.

Energosistēmas frekvences **stabilitātes** nozīme pieaug, **samazinoties energosistēmas izmēriem**, sakarā ar to, ka samazinās sistēmas inerce un pieaug frekvences izmaiņas ātrumi (angļu val. – *RoCoF*) ģenerācijas zuduma gadījumos. Vienādojums, kurš raksturo svārstību procesu (angļu val. – *swing equation*)³⁴, skaidri parāda, ka sistēmas frekvences izmaiņa $d\omega/dt$ ir apgriezti proporcionāla kopējai sistēmas inercei H_{tot} (MWs), tādējādi inerces līmeņa samazināšanās izraisīs ātrāku frekvences kritumu pie viena un tā paša sistēmas nebalansa ΔP :

$$\frac{d\omega}{dt} = \Delta P \frac{\omega_{syn}}{2H_{tot}}$$

Samazinoties energosistēmas izmēriem un inercei, pieaug arī **energosistēmas atslodzes** nozīme, jo nelielās energosistēmās ar mazāku inerci ātrāk tiek sasniegta frekvences atslodzes robežvērtība. Tādējādi ātrāka atslodzaizsardzības nostrāde būtu īpaši noderīga tieši vidēja un maza izmēra energosistēmās.

Vienādojums skaidri norāda, ka, lai uzlabotu $d\omega/dt$, var vai nu palielināt pieejamo sistēmas inerci H_{tot} , pievienojot vairāk sinhrono mašīnu (piemēram, sinhronos kompensatorus) vai ieviešot sintētisku inerci, vai arī samazināt ΔP , izmantojot tikai daļēji noslogotus ģeneratorus vai augstsprieguma līnijas vai uzlabojot pašreizējos avārijas automatikas algoritmus.

Jaudīgu enerģijas avotu atslēgšanas ietekme uz Baltijas energosistēmas riskiem tiks detalizēti apskatīta turpmāk.

2.3.2. Dinamiskā stabilitāte un asinhronais režīms

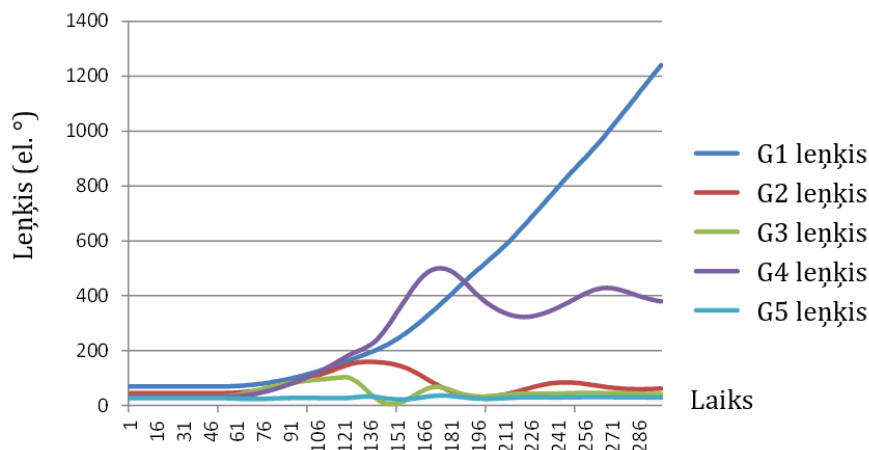
Lieli energosistēmu darbības traucējumi var novest pie sinhronisma zuduma starp ģeneratoru un energosistēmu vai starp mašīnu grupām, kuras darbojas dažādās lielas energosistēmas daļās. Leņķiskā nestabilitāte izpaužas kā aperiodiskas leņķa novirzes starp

³² Siemens PSS®E – high-performance transmission planning and analysis software, <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/pss-software/pss-e.html>

³³ ETAP, Electrical Power System Analysis Software, <https://etap.com/>

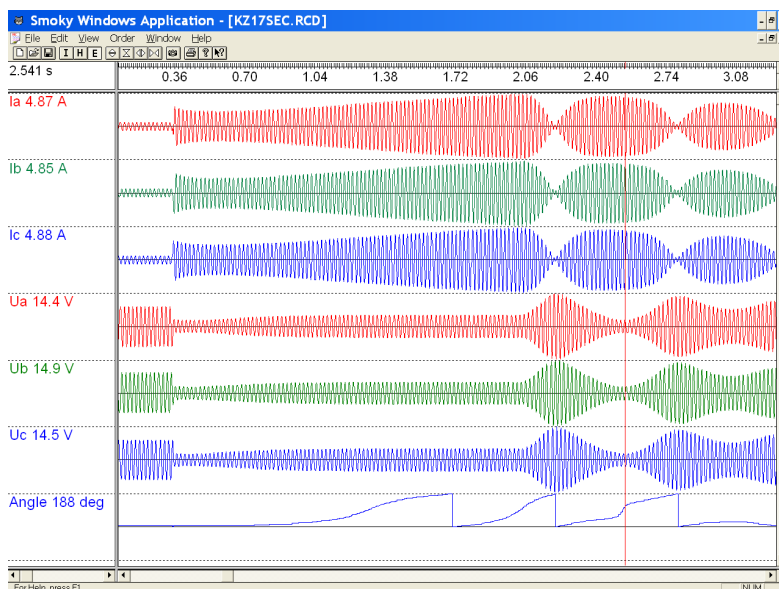
³⁴ Qiu, Qi & Ma, Rui & Kurths, Jurgen & Zhan, Meng. (2020). Swing equation in power systems: Approximate analytical solution and bifurcation curve estimate. *Chaos: An Interdisciplinary Journal of Nonlinear Science*. 30. 013110. 10.1063/1.5115527.

dažādiem ģenerācijas avotiem. Tipisks ģeneratoru leņķa noviržu piemērs pēc sinhronisma zuduma parādīts 2.2. attēlā. Leņķu atšķirība starp ģeneratoru G1 un pārējām mašīnām bezgalīgi pieaug, tādējādi parādot, ka sinhronisms ir zudis. Ģeneratoram G4 notiek polu izslīde, taču galu galā tas nostabilizējas un saglabājas sinhrons.



2.2. att. Ģeneratoru rotora leņķa novirze pēc traucējuma

Asinhronā režīma laikā var novērot lielas jaudas svārstības pa līnijām, kas savieno asinhroni rotējošus ģenerācijas avotus. Jaudas svārstības ir simetriskas trīsfāžu parādības, kas rodas no tā, ka ģeneratoru iekšējā sprieguma vektori rotē atšķirīgā ātrumā. Strāvas līnijās un spriegumi uz sistēmas kopnēm svārstās ar frekvenci, kas vienāda ar ģeneratoru ātruma starpību (2.3. att.). Kad ģeneratoru fāzes leņķu atšķirība iziet caur 180 grādu vērtību, strāvu vērtības sasniedz maksimumu, un tajā pašā laikā spriegums nokrītas līdz minimumam. Strāvas maksimuma punktā tā var vairākas reizes pārsniegt nominālo vērtību, un spriegums dažās sistēmas kopnēs var nokristies līdz 0.



2.3. att. Sprieguma un strāvas raksturlīknes asinhronā režīma laikā

Ir vesela virkne dažādu problēmu, kuras var izraisīt **asinhrons režīms**. Nestabilu jaudas svārstību laikā jaudas izmaiņas seko strāvas un sprieguma raksturlīknēm, tādējādi traucējot enerģijas padevi uz patērētāju. Reaģējot uz sprieguma kritumu, uz vairākām tīkla kopnēm var notikt negaidīta slodzes nomešana. Polu izslīde ir nepieņemams režīms ģeneratoriem sakarā ar būtisku mehānisko slodzi, kāda rodas uz ģenerators vārpstu, kas var novest pie turboģeneratoragregāta fiziska bojājuma. Līnijas atslēgšana jaudas svārstību laikā var kļūt problemātiska sakarā ar to, ka, sprieguma avotiem nesakrītot fāzē, pastāv liels pārejas atjaunošanās spriegums uz slēdža kontaktiem. Dažu tipu releji var nepareizi reaģēt uz strāvas un sprieguma svārstībām un var nevajadzīgi atslēgt attiecīgās līnijas. Šādas nepareizas interpretācijas rezultātā vēl vairāk pasliktināsies jaudas bilance, kas jau ir traucēta. Līniju kaskādveida atslēgšanās var novest pie tīkla nekontrolētas sašķelšanās augstā mērā nebalansētās salās ar neprognozējamām sekām. Tādējādi asinhronais režīms, ja tas netiek pienācīgi risināts, var būt ievērojams drauds sistēmas viengabalainībai, bet sliktākajā gadījumā – novest pie plašiem atslēgumiem un sistēmas sabrukuma.

Lai nepieļautu iepriekš izklāstītās problēmas, ir jānodala tās tīkla zonas, kas darbojas asinhroni, tiklīdz ir atklāts asinhronais režīms. Elektrotīkls jāsadala tādās vietās, lai katrā no nodalītajām zonām uzturētu vislabāko iespējamo slodzes–ģenerācijas bilanci. Šādas kontrolētas sadalīšanas galvenais mērķis ir saglabāt salu neatkarīgu darbību, tādējādi nodrošinot klientu energoapgādi, lai arī sniegtā pakalpojuma kvalitāte un apjoms var būt pazemināts.

Turpmāk, balstoties uz diviem dažādiem Baltijas energosistēmas modeļiem un piedāvājot virkni scenāriju Baltijas energosistēmai, tiks analizēti **divu veidu energosistēmas dinamiskās modelēšanas gadījumizpētes piemēri**: sākot ar šodienas situāciju, kur ir nebūtisks nesinhronas atjaunīgo avotu ģenerācijas īpatsvars, līdz scenārijam, kur nesinhrona atjaunīgo avotu ģenerācija sedz lielu daļu elektroenerģijas pieprasījuma.

2.4. Nodaļas secinājumi

1. Baltijas valstu energosistēmās ir gaidāmas milzīgas izmaiņas. Tuvākajos gados plānota sinhronizācija ar kontinentālās Eiropas tīklu, atdalīšana no Krievijas un Baltkrievijas tīkla, fosilo elektrostaciju aizvietošana ar saules un vēja stacijām.
2. Paredzams, ka arvien augstāks nesinhronu atjaunīgo resursu īpatsvars energosistēmā radīs virkni izaicinājumu, piemēram, kopējās sistēmas inerces samazināšanos, pieaugošu frekvences izmaiņas ātrumu, samazinātu frekvences stabilitāti un arvien mazāku ģenerācijas bloku skaitu, kas nodrošina primāro un sekundāro frekvences regulēšanu.
3. Energosistēmas darbību ietekmē divu veidu draudi: a) nelabvēlīgu notikumu rezultātā var izveidoties situācija, kad sistēma nespēj piegādāt pieprasīto enerģiju ģenerācijas jaudu trūkuma dēļ; b) energosistēmas struktūras izmaiņas var izraisīt pārejas procesus, kuri var novest pie sistēmas darbības traucējumiem vai pat tās sabrukuma.
4. Stabilitātes risku novērtēšanai jāizmanto tādi energosistēmas modeļi, kas balstīti uz diferenciālvienādojumiem un ļauj analizēt dažādu bojājumu izraisītus pārejas procesus. Pirmām kārtām jānovērtē potenciāli visbīstamākie bojājumi ar vissmagākajām sekām.

3. Baltijas energosistēmas stabilitātes riski

3.1. Dinamiskie procesi Baltijas energosistēmā

Energosistēmas struktūras negaidītas izmaiņas var izraisīt elektromagnētiskos un elektromehāniskos pārejas procesus, kuri savukārt var būt par iemeslu sistēmas sabrukumam un liela mēroga ekonomiskiem un sociāliem zaudējumiem. Visbiežāk bīstami pārejas procesi rodas īsslēgumu dēļ augstsprieguma elektrolīnijās vai lielu ģeneratoru atslēgšanās dēļ. Šie procesi tiek vadīti ar automātiskās vadības sistēmu, relejaizsardzību un pretavāriju automātikas palīdzību, tādējādi, novērtējot stabilitātes zaudējuma riskus, ir jāizmanto modelis, kurš satur ne tikai energosistēmas pamatelementus (ģeneratorus, augstsprieguma tīklu un patērētājus), bet arī automātiskās vadības apakšsistēmas. Uzdevuma risināšanai ir jāizmanto energosistēmas matemātiskie modeļi, kuru pamatā ir diferenciālvienādojumi. Ar šādu modeļu palīdzību tiek analizēta energosistēmu stabilitāte, drošums, elastība, drošība un riski.

Baltijas energosistēmā notiek **virikne izmaiņu**, kam var būt būtiska ietekme uz stabilitāti:

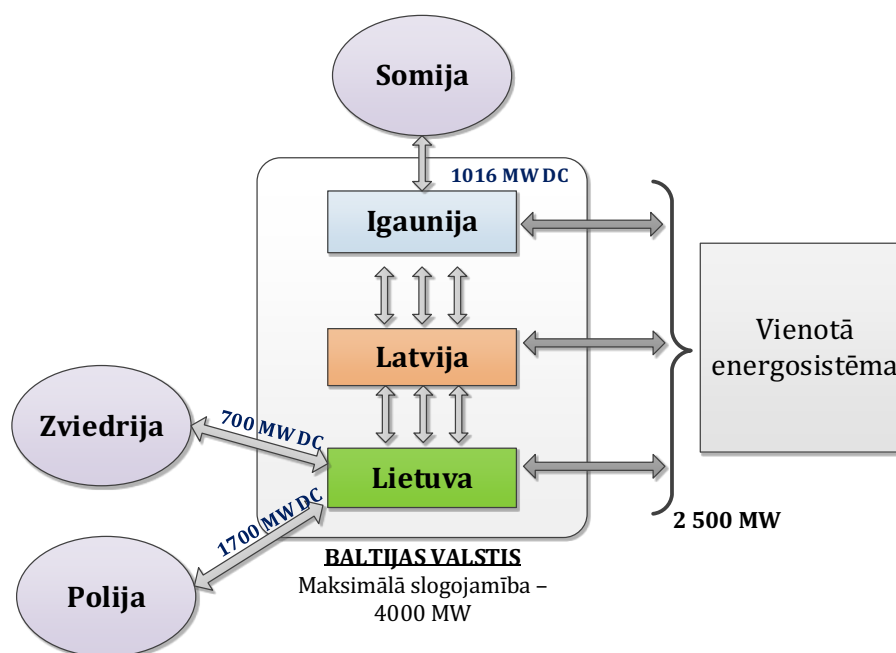
- sakarā ar arvien plašāku nesinhronu atjaunīgo energoresursu ieviešanu maiņstrāvas energosistēmās paredzams sistēmas kopējās inerces kritums, frekvences izmaiņu ātruma pieaugums, frekvences stabilitātes samazinājums un arvien mazāks skaits ģenerācijas vienību, kas nodrošina primāro un sekundāro frekvences regulēšanu;
- tiks ievērojami samazināta fosilo enerģijas avotu izmantošana un elektroenerģijas izstrāde lieljaudas elektrostacijās, kuru ģeneratoriem piemīt liela inerce. Tas noved pie energosistēmas kopējās inerces samazināšanās;
- pieņemts politisks lēmums desinhronizēt Baltijas valstis no *IPS/UPS* un sinhroni savienot tās ar kontinentālās Eiropas tīklu līdz 2025. gadam;
- nepieciešamā inerces līmeņa nodrošināšanai Baltijas valstu pārvades sistēmas operatori plāno uzstādīt sinhronos kompensatorus³⁵.

Turpmāk apskatītā Baltijas valstu energosistēmas struktūra dota 3.1. attēlā. Stabilitātes izpētes vajadzībām šī struktūra papildināta ar pārvades tīkla, ģeneratoru un automātikas modeļiem un, veicot imitācijas, tika veiktas sistēmas izmaiņas, kuras var notikt īsslēgumu vai citu bojājumu dēļ. Ņemti vērā struktūras un parametru stāvokļi, vispirms esošie, pēc tam nākotnes, kuros iekļautas plānotās Baltijas energosistēmas struktūras izmaiņas.

Jebkura mūsdienu energosistēma ietver tādus elementus kā sinhronie ģeneratori, sinhronie kompensatori, slodze ar elektriskajiem dzinējiem, atjaunīgie enerģijas avoti un augstsprieguma līnijas. Liela ģeneratora vai augstsprieguma līnijas negaidīta atslēgšanās energosistēmā izraisa pāreju uz jaunu stāvokli – proti, samazinās sinhrono ģeneratoru, sinhrono kompensatoru un dzinēju rotācijas frekvence. Samazinoties energosistēmas elementu rotējošo masu ātrumam, tajās uzkrātā kinētiskā enerģija tiek pārveidota elektriskajā enerģijā, kas tiek pievadīta elektrotīklam. Šīs inerciālās reakcijas rezultātā pat pārejas procesa laikā tiek uzturēts

³⁵ <https://www.ast.lv/lv/events/ast-izsludinajis-sistemas-sinhronizācijas-un-inerces-iekartu-iekirkumu>

ģenerētās un patērētās elektroenerģijas līdzsvars. Dažu sekunžu laikā pēc liela mēroga traucējuma ģeneratoru regulatori, reaģējot uz frekvences samazinājumu, cenšas atjaunot frekvences nominālo vērtību (primārā frekvences regulēšana). Papildus tam frekvences samazināšanās izraisa no frekvences atkarīgās slodzes patēriņa samazināšanos. Taču aplūkojamā pārejas procesa sākumdaļu galvenokārt nosaka atslēgtais ģenerators ar aktīvo jaudu ΔP procesa sākumā un sistēmas inerce. Šī īpatnība dod iespēju ievērojami vienkāršot modelēšanu, neņemot vērā regulatoru iedarbes.



3.1. att. Modelētās enerģosistēmas struktūra

Vēja un saules ģeneratori ir nesinhroni, tādējādi tie nepiedalās sistēmas inercē. Līdz ar to sagaidāms, ka Baltijas enerģosistēmas kopējais inerces līmenis samazināsies. Paredzams arī, ka paaugstinoties pārtraukumainās ģenerācijas īpatsvaram un tam sekojošajam enerģijas cenu svārstīgumam, sinhrono ģeneratoru darbība būs nepastāvīgāka, ar lielāku skaitu palaides un aptures ciklu³⁶. Tas nozīmē arī enerģosistēmas kopējā inerces līmeņa svārstīgumu.

Lai mīkstinātu inerces samazināšanās sekas un nodrošinātu Baltijas enerģosistēmas frekvences stabilitāti, Baltijas pārvades sistēmu operatori ir vienojušies veikt investīcijas trīs sinhronajos kompensatoros (SK) katrā valstī, kur viena SK jauda ir aptuveni 305 MVA, – rezultātā Baltijas valstu elektrotīklā līdz 2025. gadam tiktu uzstādīti **deviņi sinhronie kompensatori**.

Sinhrono kompensatoru tehnoloģija nebūt nav jauna: SK ir sinhronais ģenerators bez primārā dzinēja (piemēram, tvaika turbīnas), tādēļ tas nav aktīvās jaudas avots klasiskā izpratnē. Sinhronajam kompensatoram ir visas klasiska sinhronā ģeneratora īpašības, līdzīga uzbūve un uzvedība. SK nodrošina plašas reaktīvās jaudas regulēšanas iespējas, spēj izturēt lielu īsslēguma

³⁶ Ivanova, P.; Sauhats, A; Linkevics, O. Towards optimization of combined cycle power plants' start-ups and shut-down. 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 2016.

strāvu un nodrošināt inerci, ko var papildus palielināt, uzstādot spararatu uz SK rotora vārpstas³⁷. SK darbībai ir nepieciešama neliela aktīvā jauda, un savu īpašību dēļ SK atkal gūst arvien lielāku popularitāti sakarā ar strauju sinhronās ģenerācijas avotu (lielākoties fosilā kurināmā) ekspluatācijas pārtraukšanu un nesinhronu atjaunīgās ģenerācijas avotu ekspluatācijas uzsākšanu³⁸. SK ir kļuvuši par spēcīgu instrumentu, lai cīnītos ar izaicinājumiem, ko rada nesinhronu atjaunīgās ģenerācijas avotu pastiprināta ieviešana tīklā, īpaši līdz ar sistēmas inerces un pieļaujamās īsslēguma strāvas samazināšanos.

Energosistēmas ir ārkārtīgi jutīgas pret frekvences izmaiņām. Frekvencei samazinoties vairāk par 2–3% no nominālās vērtības (Eiropā u. c. – 50 Hz), var sākties sistēmas sabrukums. Sistēmas sabrukumu var izraisīt arī tikai viena vai dažu ģeneratoru frekvences novirze, jo šajā gadījumā veidojas bīstams asinhronais režīms. Savukārt augstsprieguma līnija, kas tikusi atslēgta īsslēguma dēļ, vairumā gadījumu tiek automātiski atkārtoti ieslēgta turpmākai darbībai. Bet arī īslaicīga (dažas sekundes vai mazāk) energosistēmas struktūras maiņa var izsaukt elektromehāniskos pārejas procesus, stabilitātes zudumu un sistēmas sabrukšanu.

Energosistēmas atslodze (slodzes atslēgšana no tīkla, pārtraucot tās energoapgādi) pie pazeminātas frekvences ir klasisks un vispārpieņemts paņēmieni, ko izmanto maiņstrāvas energosistēmās, lai pretdarbotos potenciālai frekvences lavīnai, kas var sekot pēc nozīmīga ģenerācijas avota atslēguma, kurš izraisa tūlītēju disbalansu starp ģenerēto un patērēto jaudu. Atslodzaizsardzība pie pazeminātas frekvences (angļu val. *under frequency load shedding*, UFLS) parasti tiek palaista, kad pieejamo frekvences rezervju aktivizācija nenodrošina pietiekamu frekvences stabilizāciju. Energosistēmas atslodzi parasti īsteno atbilstoši iepriekš definētam elektropatērētāju un tiem atbilstošo frekvences sliekšņu sarakstam, kur, sasniedzot noteiktu frekvences vērtību, frekvences releji atslēdz attiecīgos elektropatērētājus. Atslodzi pie pazeminātas frekvences parasti realizē, augstsprieguma/vidsprieguma apakšstacijā atslēdzot visu tās vīdsprieguma pusi.

Lielu traucējumu gadījumos energosistēmā var izveidoties **asinhronais režīms**, kurš tiek likvidēts ar asinhronas gaitas novēršanas automātikas (AGNA) palīdzību¹⁵. Šāda automātika kontrolē ģeneratoru spriegumu leņķus un, fiksējot to nepieņemamas vērtības, sadala energosistēmu daļās, sagatavojot sistēmu automātiskajai frekvencatslodzei.

Maiņstrāvas energosistēmu frekvences stabilitāte līdz ar sprieguma un pārejas leņķisko stabilitāti ir jebkuras mūsdienīgas energosistēmas darbības drošības un drošuma pamatā. Plānojot energosistēmas režīmu, tiek izvirzīta prasība, ka parametru izvēlei ir jāatbilst stabilam režīmam. Papildus tiek prasīts, ka stabilitātei ir jāsaglabājas pat pie jebkura elementa nesankcionētas atslēgšanās no tīkla. Režīmu izvēle tiek veikta, izmantojot detalizētus energosistēmas modeļus, ņemot vērā esošo stāvokli un paredzamās izmaiņas.

Turpmāk šajā nodaļā aprakstīti Baltijas valstu energosistēmas stabilitātes novērtējuma rezultāti un izmantotie modeļi. Tiks izcelta pretavārijas automātikas loma risku mazināšanā un

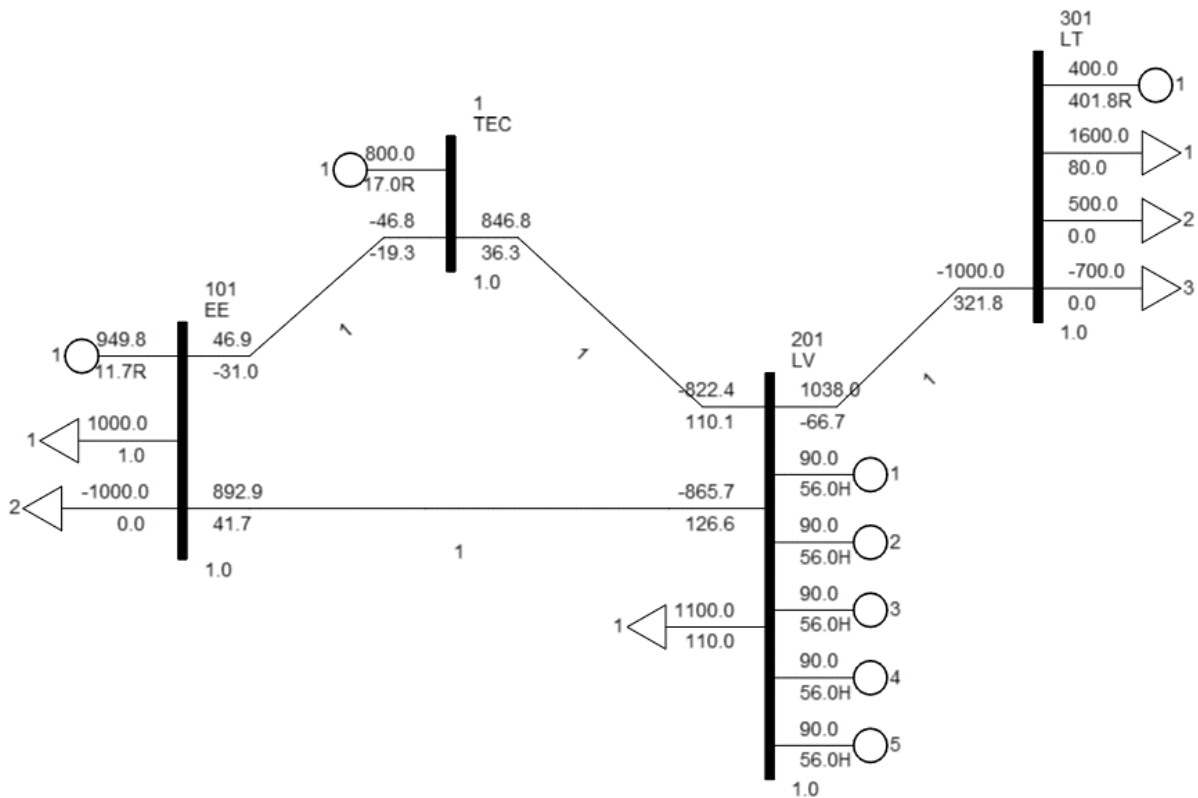
³⁷ Payerl, C. Introduction to ABB Synchronous Condenser offering - A solution to improve grid strength. 2020.

³⁸ Szaba, C. Synchronous condensers. An old tool rediscovered to address new grid challenges. *Power Engineering International* 2017, 11.

piedāvāts jauns potenciālais aizsardzības automātikas darbības algoritms, ievērojot Baltijas enerģosistēmā plānotās izmaiņas.

3.2. Stabilitātes zuduma riski sistēmā bez SK

Enerģosistēmu, kuru sastāvā ir daudzi ģeneratori, matemātiskie modeļi tiek veidoti, izmantojot 2.3.1. sadaļā aprakstīto svārstību vienādojumu sistēmu, kurā katram ģeneratoram atbilst savs mehāniskās un elektriskās jaudas disbalanss ΔP un frekvence ω_{syn} . Lai aprēķinātu ΔP , jāizmanto elektriskā tīkla modelis. Rezultātā veidojas lielas dimensijas **nelineāru diferenciālvienādojumu sistēma**, kuras atrisināšana prasa lielu apjomu ieejas datu un ir darbietilpīga un sarežģīta. Tāpēc šāda veida uzdevumu risināšanai izmanto komerciālu programmatūru, piemēram, *Siemens PSSE* vai *ETAP*. Tieši šie programmprodukti izmantoti šajā darbā.



3.2. att. Modelētās Baltijas enerģosistēmas shematisks attēlojums

Ar enerģosistēmu modelēšanas programmatūru *Siemens PSSE* v34 tika izveidots vienkāršots **Baltijas enerģosistēmas modelis** (3.2. att.), lai veiktu **frekvences stabilitātes imitācijas**: proti, četru kopņu sistēma, kurā katra no valstīm ir attēlota ar vienu kopni, bet Rīgas TEC-2 ir atvēlēta atsevišķa kopne. Kopnes savā starpā savienotas ar maiņstrāvas līnijām, kuru raksturlielumi ir līdzīgi kā reālajām maiņstrāvas līnijām, kas savieno Baltijas enerģosistēmu. Igauniju attēlojošā kopne tika izvēlēta kā balansējošais mezgls. Igaunijas un Lietuvas ģenerācija tiek modelēta ar vienu sinhrono turboģeneratoru katrai valstij. Latvijas ģenerāciju (izņemot

Rīgas TEC-2) attēlo pieci izvirzītu polu ģeneratori, kuru raksturlielumi atbilst tipiskam hidroelektrostacijas ģeneratoram. Rīgas TEC-2 ģenerācija tiek modelēta ar vienu sinhrono ģeneratoru, kura raksturlielumi ir tādi kā vienam no Rīgas TEC-2 turboģeneratoriem. Visu trīs valstu elektroenerģijas pieprasījums tiek modelēts kā standarta nesinhronā slodze. Modelēšanā gan ģenerācijas, gan slodzes vērtības atbilst tipiskiem ziemas apstākļiem Baltijas enerģosistēmā pēdējos gados, kad sagaidāma Rīgas TEC-2 ģenerācija pilnā apjomā. Nesinhronie augstsprieguma līdzstrāvas starpsavienojumi tiek modelēti kā pozitīva vai negatīva slodze. Modelētie ģeneratoru dinamiskie raksturlielumi atbilst datiem, kas pieejami par Igaunijas, Latvijas un Lietuvas ģeneratoriem. Modelētās enerģosistēmas galvenie parametri doti 3.1. tabulā.

3.1. tab. Galvenie enerģosistēmas modeļa parametri

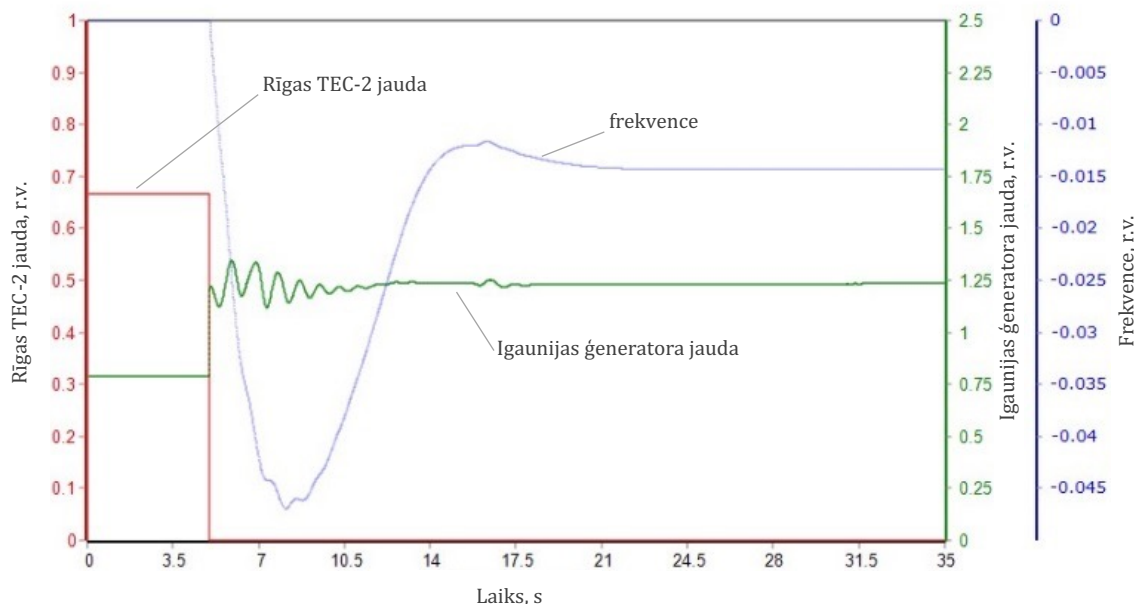
Parametrs	Jauda (MW)
Kopējā ģenerācija pirms avārijas	2600
Kopējā slodze	3700
Imports kopā	1700
Eksports kopā	500

3.2.1. TEC-2 atslēgšanās izolētā režīmā

Viens no galvenajiem ģenerācijas objektiem Baltijā ir **Rīgas TEC-2** – kombinētā cikla gāzturbīnu elektrostacija, kas darbināma ar dabasgāzi. Tās neto ģenerācijas jauda pieņemta 800 MW_{el}, un tās neplānota atslēgšanās var radīt potenciāli vislielāko ietekmi uz Baltijas enerģosistēmu. Šis objekts ir arī visjutīgākais pret lielām tehniskām atteicēm vai drošības incidentiem kurināmā piegādes rakstura un dabasgāzes piegādes tīkla topoloģijas dēļ. Inčukalna dabasgāzes krātuvi ar Rīgas reģionu un Rīgas TEC-2 savieno divi augstspiediena gāzesvadi. Lieli darbības traucējumi pašā gāzes krātuvē vai dabasgāzes tīklā starp Inčukalnu un Rīgu ziemas sezonā var novest pie pilnīga dabasgāzes piegādes pārtraukuma. Šo abu īpašību dēļ Rīgas TEC-2 ir visnozīmīgākais objekts, ko atsevišķi izpētīt Baltijas valstu enerģosistēmas stabilitātes analizē. Šajā gadījumizpētē tiks analizēts Rīgas TEC-2 atslēgšanās iespajds uz Baltijas enerģosistēmas frekvenci, tai darbojoties **izolētā režīmā**, kur galvenā uzmanība tiks pievērsta elektrotīkla frekvences stabilitātei. ES elektroenerģijas pārvades sistēmas darbības vadlīnijas (Regula (ES) 2017/1485, SOGL³⁹) nosaka maksimāli un minimāli pieļaujamās frekvences robežas darbības traucējuma laikā, un šos ierobežojumus pārkāpt nedrīkst. Darbības traucējumam, kura būtība ir ģenerācijas atslēgšanās, frekvences krituma ierobežojums ir 49,2 Hz, bet tam sekojošā stabilizētā frekvence nedrīkst būt zemāka par 49,8 Hz. Šī frekvences kritērija ievērošana praksē nosaka, vai enerģosistēma ir noturīga pret tādu darbības traucējumu kā elektrostacijas atslēgšanās.

³⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/LV/TXT/HTML/?uri=CELEX:32017R1485&from=EN>

Pētījumā tika imitēts Rīgas TEC-2 darbības pārtraukums, modelējot atbilstošā sinhronā ģenerators atslēgumu. Rezultējošā balansējošā mezgla ģenerators frekvences un jaudas raksturlīkne redzama 3.3. attēlā. Jaudas raksturlīknes mērogotas relatīvajās vienībās attiecībā pret 1 200 MW bāzes jaudu, bet frekvences izmaiņas – attiecībā pret 50 Hz bāzes frekvenci.



3.3. att. Jaudas un frekvences raksturlīkne pēc Rīgas TEC-2 atslēgšanās

Rīgas TEC-2 tiek atslēgta pie $t = 5$ s. Balansējošā mezgla ģenerators reaģē ar svārstīšanos un savas jaudas palielināšanu līdz maksimālajai vērtībai – 1 500 MW. Arī visi pārējie sistēmas ģeneratori reaģē, palielinot savu jaudu (uzskatāmības labad tas šajā grafikā nav attēlots). Sistēmas frekvence samazinās ar vidējo ātrumu 0,75 Hz/s. Zemākais frekvences punkts ir aptuveni 47,75 Hz, pēc tam tā stabilizējas ap 49,25 Hz.

Veiktā modelēšana skaidri rāda, ka neplānots Rīgas TEC-2 atslēgums, kad tā izdod pilnu jaudu Baltijas enerģosistēmā izolētā darba režīmā, radīs nepieņemamu sistēmas frekvences kritumu un visdrīzāk nekontrolētu gan ģenerators, gan slodžu atslēgšanās virkni, ko īsteno frekvences releji un citas aizsardzības sistēmas. Tas novestu pie daļēja vai pilnīga **enerģijas padeves pārtraukuma** Baltijas enerģosistēmā.

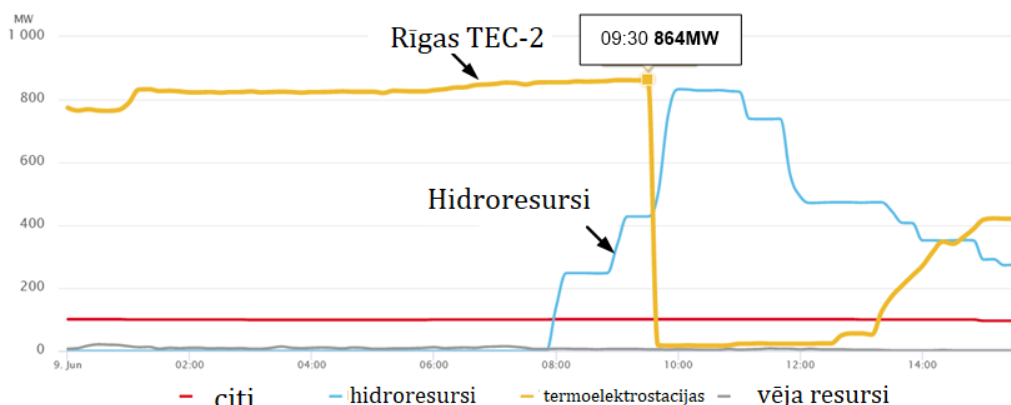
Atzīmēsim, ka šāda situācija varētu izveidoties pēc desinhronizācijas ar *IPS/UPS*, ja Baltijas enerģosistēma nonāktu izolētā režīmā un netiktu ievērota SK ietekme. To ilustrē arī reāla avārija, ko apskatīsim turpmāk. 2020. gada 9. jūnija rītā Baltijas enerģosistēmā tika reģistrēta avārija, kad Rīgas TEC-2, kas tobrīd izdeva pilnu jaudu – 860 MW – neplānoti atslēdzās no elektrotīkla. Elektrostacijas atslēgšanās bija nejausi identiska ar mūsu iepriekš modelēto.

Tīkla stāvoklis pirms avārijas bija pavājināts dažu plānotu un neplānotu atslēgumu dēļ:

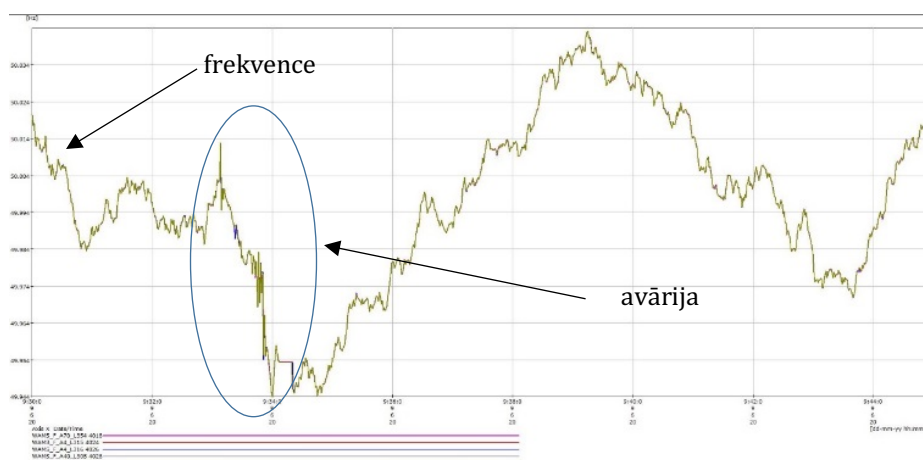
- Zviedriju un Lietuvu savienojošais augstsprieguma līdzstrāvas kabelis “NordBalt” nedarbojās atteices dēļ. Radušos jaudas deficītu sedza lielākā elektrostacija – Rīgas TEC-2, kura darbojās ar pilnu jaudu (860 MW);

- viena no 330 kV pārvades līnijām, kas iziet no Rīgas TEC-2, bija atvienota plānotu remontdarbu dēļ (L6-14 3.6. attēlā), līdz ar to stacijas savienojums ar lieliem patērētājiem bija īstenots tikai pa vienu 330 kV līniju (L5-6 3.6. attēlā);

Avāriju ierosināja 330 kV kabeļlīnijas īsslēgums (L4-5 3.6. attēlā), kas salīdzinājumā ar īsslēgumiem gaisvadu elektropārvades līnijās ir rets notikums. Kabeli atslēdza aizsardzības sistēma 80 ms pēc īsslēguma rašanās. Visa TEC-2 jauda tika pārdalīta uz 110 kV tīklu (3.6. attēlā nav parādīts). Sakarā ar 110 kV tīkla ierobežoto termoizturību vairākas pārvades līnijas tika pārslogotas, un līniju aizsardzības ierīces tās atslēdza. Līniju atslēgšana notika nejaušā secībā, līdz ar ko notika nekontrolēta energosistēmas dalīšanās. Tās rezultātā 27 apakšstacijas palika bez pienākošās jaudas, bet lieli apgabali, tai skaitā arī ievērojama daļa Rīgas, palika bez elektroapgādes. Rīgas TEC-2 tika pilnībā atslēgta, un enerģija tika ģenerēta hidroelektrostacijās (3.4. att.). Pēc vēlākiem aprēķiniem sekas izjuta ap 140 000 klientu. Pilnīga sistēmas atjaunošana notika relatīvi ātri – divu stundu laikā. Tik ātru atjaunošanu daļēji sekmēja jaudas rezerves pieejamība hidroelektrostacijās. Atzīmēsim, kad notika īsslēgums, tīkls jau bija stāvoklī “N – 2”. Īsslēgums sistēmu noveda stāvoklī “N – 3”, kam sekoja nekontrolēta kaskādveida energosistēmas sadalīšanās. Baltijas energosistēmas frekvences raksturlīkne avārijas laikā, sistēmai darbojoties sinhroni ar *IPS/UPS*, parādīta 3.5. attēlā.



3.4. att. Elektroenerģijas ģenerācija Rīgas TEC-2 un hidroelektrostacijās 09.06.2020.



3.5. att. Baltijas energosistēmas frekvences raksturlīkne Rīgas TEC-2 avārijas laikā 09.06.2020.

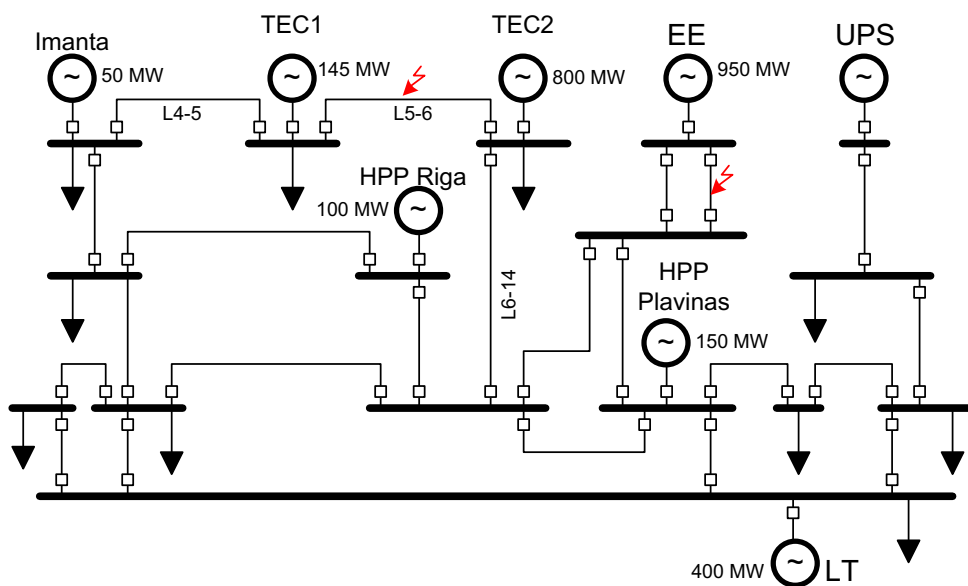
2020. gada 9. jūnija avārija parādīja, ka pilnībā noslogotas Rīgas TEC-2 atslēgšanās, sistēmai darbojoties sinhroni ar *IPS/UPS*, frekvenci ievērojami neietekmē: zemākā frekvences vērtība sasniedza 49,944 Hz, un vidējais frekvences samazināšanās ātrums bija 0,0189 Hz/s. Šīs vērtības nepārkāpj SOGL prasības attiecībā uz frekvences novirzēm.

3.2.2. Īsslēgumi nozīmīgās pārvades līnijās

Viens no svarīgākajiem sistēmas noturības faktoriem ir tās spēja uzturēt tīkla viengabalainību avārijas laikā un pēc tās. Šī spēja ievērojami samazina to, līdz kādam līmenim sistēma degradēsies, un līdz ar to tiešā veidā ietekmē sistēmas atjaunošanās laiku. Parasti tīkla nekontrolēta sašķelšanās nejaušās vietās var notikt pārvades līniju pārslodzes dēļ sakarā ar nespēju pārvadīt pilnu nepieciešamo jaudu starp dažādiem sistēmas apgabaliem. Šādu situāciju var izraisīt īsslēgums nozīmīgā pārvades līnijā, kam seko līnijas atslēgšanās un kā rezultātā rodas leņķiska nestabilitāte starp ģeneratoriem dažādos apgabalos.

Pēc atslēgšanas no *IPS/UPS* sagaidāms, ka Baltijas enerģosistēmas **kopējā inerces samazināsies**. Tam var būt negatīvs iespaids uz sistēmas dinamisko stabilitāti. Jāpiebilst, ka mainās ne tikai kopējā inerces, bet arī inerces sadalījums sistēmas iekšienē.

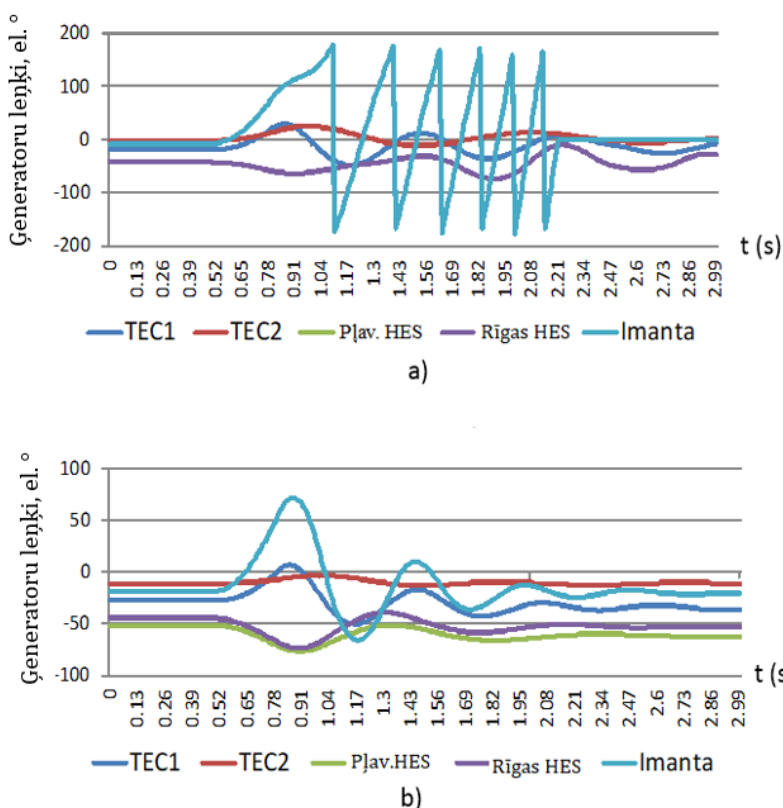
Lai izvērtētu iespaidu, kāds atvienošanai no *IPS/UPS* ir uz **Latvijas elektrotīkla dinamisko stabilitāti**, tika izmantots **detalizēts 330 kV tīkla modelis** ar pieciem galvenajiem ģenerācijas avotiem (3.6. att.). Latvijas tīkla modelim ir saites ar Igaunijas, Lietuvas un *IPS/UPS* elektrotīkliem pa vairākām 330 kV pārvades līnijām, kas atbilst reālajiem, pastāvošajiem starpsavienojumiem. Igaunijas un Lietuvas tīkli modelēti ar to summāro slodzi un ekvivalentajiem ģeneratoriem līdzīgi kā 3.2. attēlā, tāpat arī tīkla režīms izvēlēts tuvs iepriekš aprakstītajam. Modelēšanai izmantota dinamiskās stabilitātes analīzes programmatūras pakotne *ETAP v12.5*, lai novērtētu Latvijas sistēmas ģeneratoru reakciju uz īsslēgumiem galvenajās pārvades līnijās. Visu Latvijas ģeneratoru leņķi tika attiecināti pret Igaunijas kopni, kas izvēlēta par balansējošo mezglu.



3.6. att. Modelētā enerģosistēma ar Latvijas 330 kV tīklu

Tika veiktas vairākas imitācijas – gan ar savienojumu ar *IPS/UPS*, gan bez tā. Pirmā eksperimentu grupa paredzēta, lai novērtētu leņķisko stabilitāti starp Latvijas sistēmas ģeneratoriem. Pārvades līnijās, kas savieno Latvijas tīkla dažādas vietas, modelēti simetriski īsslēgumi. Skartās līnijas atslēgšanās laiks tika izvēlēts konservatīvs – 100 ms.

Nevienā stāvoklī – ne ar pieslēgumu *IPS/UPS*, ne bez tā – un nevienā pētītajā gadījumā netika novērots ģeneratoru sinhronisma zudums. Centienā noskaidrot samazinātas inerces iespaidu, tika veikts eksperiments arī ar neparasti ilgu īsslēgumu (300 ms), un tā rezultāti ir parādīti 3.7. attēlā. Īsslēgums tika modelēts pārvades līnijā, kura savieno vājāko ģeneratoru – “Imanta” (50 MW) – ar pārējo tīklu. Redzams, ka ģenerators zaudē sinhronismu, ja Latvijas tīkls bija savienots ar *IPS/UPS* (3.7. (a) att.), bet palika neskarts, ja savienojuma ar *IPS/UPS* nebija (3.7. (b) att.). Šo parādību var izskaidrot ar pieņēmumu, ka inerces sadalījumam starp sistēmas ģeneratoriem ir nozīmīga ietekme uz ģeneratoru savstarpējām svārstībām.



3.7. att. Ģeneratoru raksturlīknes īsslēguma gadījumā: sistēma pieslēgta (a) / atslēgta (b) no *IPS/UPS*

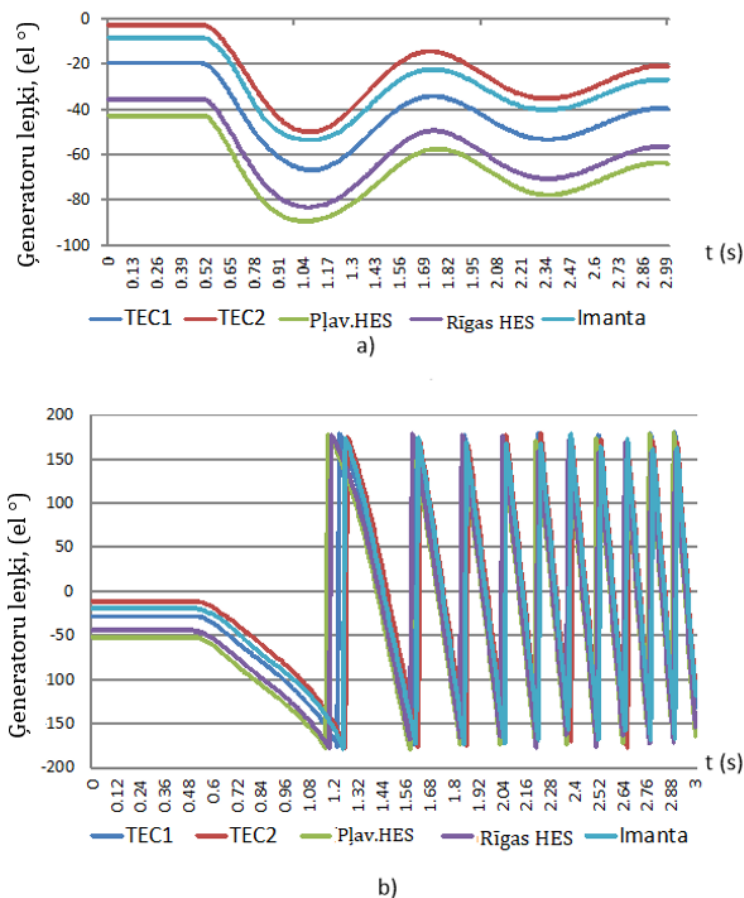
Neraugoties uz pieņēmumu, ka sistēmas kopējā inerce ir lielāka, darbojoties sinhroni ar *IPS/UPS*, Latvijas ģeneratoru relatīvo svārstību amplitūda ir zemāka, ja sistēma nav pievienota *IPS/UPS*. Abos gadījumos lielāko daļu Latvijas slodzes sedza pašu ģenerācijas jaudas, bet proporcija starp Imantas ģeneratora un pārējo iekārtu inerci mainās labvēlīgā virzienā tieši tad, ja nav savienojuma ar *IPS/UPS*. Tādējādi inerces proporcijas maiņai starp dažādiem apgabaliem var būt pat lielāka ietekme uz leņķisko stabilitāti nekā vienkārši kopējās sistēmas inerces kvantitatīvām svārstībām.

Pretrūns efekts tika novērots, modelējot īsslēgumu vienā no pārvades līnijām, kas savieno Latvijas un Igaunijas tīklus. Īsslēgums tika modelēts momentā $t = 0,5$ s, un līnija tika atslēgta pēc

100 ms. Latvijas ģeneratoru leņķisko svārstību rezultāti attiecībā pret Igaunijas kopni ir atainoti 3.8. attēlā.

Gadījums, kad Latvijas tīkls ir savienots ar *IPS/UPS*, ir parādīts 3.8. (a) attēlā. Sākotnēji visi Latvijas ģeneratori svārstās unisonā attiecībā pret Igaunijas ekvivalento ģeneratoru, bet svārstības tiek veiksmīgi slāpētas, un leņķa amplitūda nepārsniedz 90 elektriskos grādus.

Kad sistēma nav pieslēgta *IPS/UPS*, jaudas un inerces rezervju neesamība no Krievijas sistēmas tīkla noved pie Latvijas ģeneratoru palēnināšanās attiecībā pret Igaunijas tīklu, un visas Latvijas iekārtas zaudē sinhronismu (3.8. (b) attēls). Visticamāk, speciāla asinhronās gaitas aizsardzība atslēgs atlikušos starpsavienojumus starp Igauniju un Latviju, kas novestu pie Baltijas valstu elektrotīkla sadalīšanās.



3.8. att. Ģeneratoru raksturlīknes īsslēguma gadījumā: sistēma pieslēgta (a) / atslēgta (b) no *IPS/UPS*

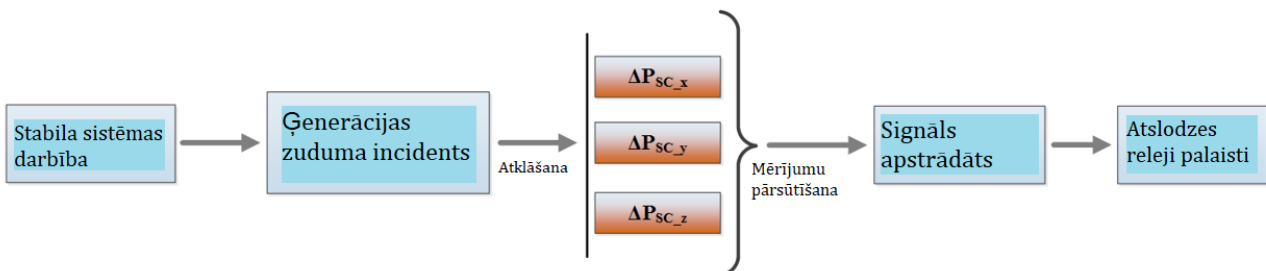
3.3. Stabilitātes zuduma riski sistēmā ar SK

Lai novērstu pašreizējās sistēmas atslodzes pie pazeminātas frekvences (UFLS) metodes trūkumus un izstrādātu tādu atslodzes algoritmu, kas piemērots tieši energosistēmām ar zemu kopējo inerci, projekta “FutureProof” ietvaros tika izstrādāta **uzlabota atslodzes metode**, kura paredz sinhrono kompensatoru (SK) un to aktīvās jaudas vadības sistēmas izmantošanu. Tādējādi jaunpiedāvātā metode varētu būt piemērota tieši Baltijas energosistēmai, kurā gaidāms gan inerces samazinājums, gan arī vairāku SK uzstādīšana. Lai novērtētu metodes efektivitāti, tika veiktas **dinamiskas Baltijas energosistēmas imitācijas**.

3.3.1. Jauns potenciālais sistēmas atslodzes algoritms

Kā atspoguļots 3.2.1. nodaļā, izolētā darba režīmā pēc lielas ģenerācijas vienības atteices Baltijas energosistēmā frekvences izmaiņas ātrums (*RoCoF*) bija 0,75 Hz/s, un tipiskais pirmais sliekšnis atslodzei pie pazeminātas frekvences – 49 Hz – tika sasniegts apmēram 1,75 s laikā pēc avārijas sākuma. Tas nozīmē, ka, lai potenciāli uzlabotu automatisko sistēmas atslodzi, jaunajai metodei būtu jāspēj nodrošināt palaišana ievērojami ātrāk par 1,75 s. Piemēram, literatūrā⁴⁰ norādīts, ka situācijās, kad frekvences izmaiņas ātrums ir ap 1 Hz/s, būtu jāseko ļoti ātrām iedarbēm nolūkā stabilizēt frekvenci – proti, tās jāaktivizē ātrāk nekā 800 ms laikā.

Tāpēc projekta “FutureProof” ietvaros izstrādāts jauns princips, atbilstoši kuram atslodzi varētu uzsākt **daudz ātrāk nekā tradicionālās UFLS gadījumā**. Tas ļautu palaist (nejaukt ar aktivizēšanu) atslodzi līdz 100 ms laikā no avārijas rašanās, neizmantojot ne frekvences, ne frekvences izmaiņas ātruma mērījumus, kā rezultātā, balstoties uz prognozējošu pieeju, atslodzi varētu aktivizēt ievērojami ātrāk nekā parastās UFLS gadījumā. Šis princips balstās uz **sinhrono kompensatoru aktīvās jaudas pievades monitoringu**. Pētījuma hipotēze ir šāda: sinhronā kompensatora aktīvās jaudas pievade maīnstrāvas energosistēmā satur informāciju par lielas ģenerējošās vienības momentāno deficītu un sagaidāmo frekvences kritumu. SK aktīvās jaudas pievades tāpēc var izmantot kā nosacījumu ātrai atslodzes aktivizācijai. Šāda ātra atslodzes shēmas izpilde ievērojami samazina frekvences kritumu un ierobežo zemākās sasniegtās frekvences vērtību, tādējādi stipri samazinot frekvences ierobežojumu pārsniegšanas risku konkrētā tīklā. Piedāvātā atslodzes principa shematiskais atspoguļojums redzams 3.9. attēlā.



3.9. att. Piedāvātā atslodzes principa diagramma

Lai pierādītu minēto koncepciju un hipotēzi, mēs īstenojam **divas gadījumizpētes** ar energosistēmas **dinamisko modelēšanu**, balstoties uz **diviem dažādiem Baltijas energosistēmas modeļiem**, kas atvasināti no 3.2. nodaļā izmantotajiem, lai analizētu virkni scenāriju Baltijas energosistēmā: sākot no šodienas situācijas, kad ir nebūtisks nesinhronas atjaunīgās ģenerācijas avotu apjoms, līdz scenārijam, kad nesinhronā ģenerācija no atjaunīgajiem avotiem sedz lielu daļu no elektroenerģijas pieprasījuma. Tiks analizētas divas dažādas savstarpēji neatkarīgas testpiemēru kopas ar diviem dažādiem modeļiem, kas ataino Baltijas energosistēmu dažādās modelēšanas vidēs – *Siemens PSSE v34* un *ETAP v12.5*, lai no dažādiem viedokļiem pārbaudītu piedāvātās atslodzes koncepcijas darbību un demonstrētu tās efektivitāti energosistēmas frekvences uzturēšanā noteiktajā diapazonā.

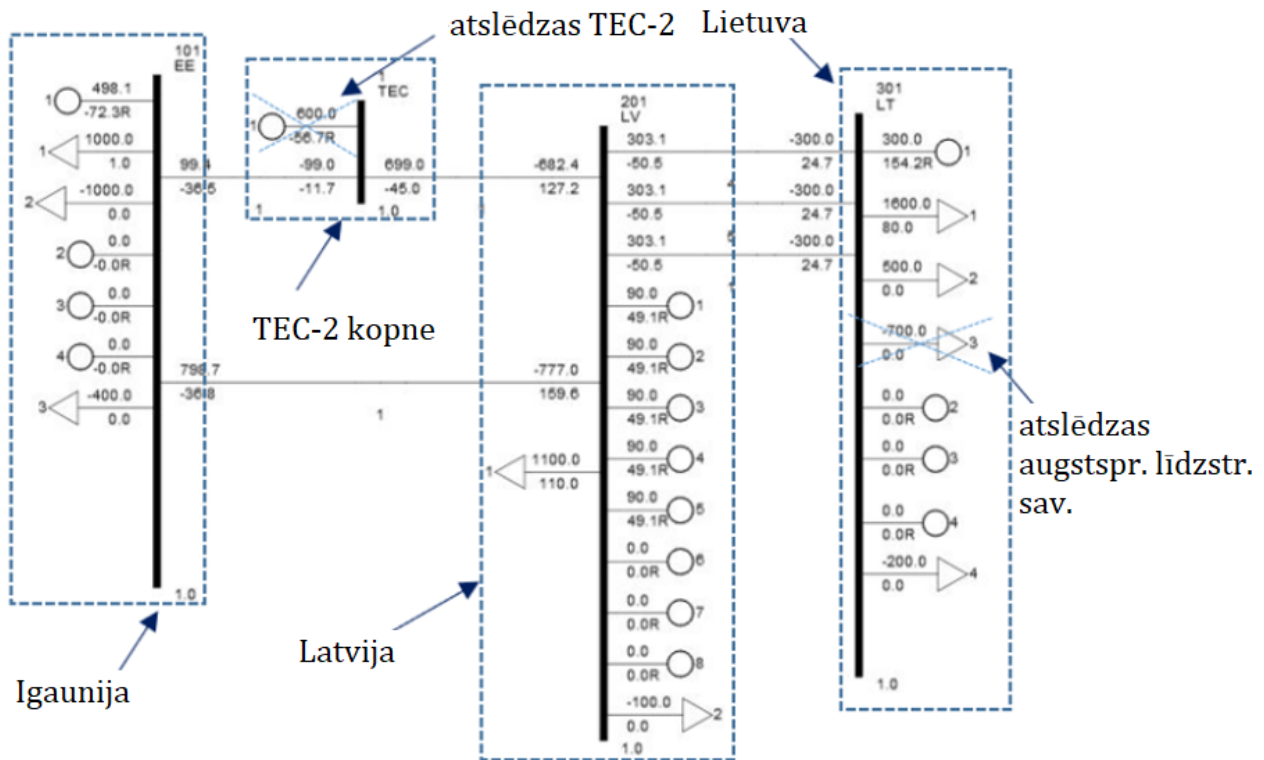
⁴⁰ Rubio, A.; Behrends, H.; Geissendorfer, S.; von Maydell, K.; Agert, C. Determination of the Required Power Response of Inverters to Provide Fast Frequency Support in Power Systems with Low Synchronous Inertia. *Energies* 2020, 13(4). doi:10.3390/en13040816.

3.3.2. Gadījumizpētes pirmā testpiemēru kopa

Pirmā gadījumizpētes testpiemēru kopa īstenota, balstoties uz **Baltijas energosistēmas modeli izolētā darba režīmā**, kas jau aprakstīts 3.2.1. nodaļā un tagad papildināts ar **trim sinhrono kompensatoru komplektiem**, kur vienā ietilpst trīs SK ar apm. 305 MVA nominālo jaudu, kas pievienoti katras Baltijas valsts kopnei. Tādējādi pavisam Baltijas energosistēmā modelēti deviņi SK. Sinhronie kompensatori ir turboģeneratoru tipa, ar aktīvās jaudas iestatījumu 0, katrs ar inerces konstanti $H = 6,23$ s, nodrošinot kopējo inerci 17 101 MWs. Papildus tam modelētas trīs pārvades līnijas, kas savieno Latvijas un Lietuvas apgabalu. Pārējie modeļa raksturlielumi ir identiski kā 3.2. nodaļā. Modelētās energosistēmas shēma redzama 3.10. attēlā. Sistēmas parametru pārskats dažādajos modelētajos scenārijos sniegts 3.2. tabulā.

3.2. tab. Energosistēmas modeļa parametri scenārijos, 1. testpiemēru kopa

Parametrs	Scenāriji			
	A	B	C	D
Kopējā ģenerācija pirms avārijas (MW)	2567	2548	2623	2686
t. sk. nesinhronā ģenerācija no atjaunīgiem avotiem	100	700	1500	2500
Kopējā slodze (MW)	3700	3700	3700	3700
Imports kopā (MW)	1700	1700	1600	1530
Eksports kopā (MW)	500	500	500	500
Kopējā sistēmas inerce $H_{tot.post}$ (MWs) pēc avārijas	29 779	36 739	24 768	18 091
Modelētā avārija	TEC-2, 800 MW	HVDC, 700 MW	HVDC, 700 MW	HVDC, 700 MW



3.10. att. Modelētās Baltijas energosistēmas shēma 1. testpiemēru kopai

Visiem scenārijiem pirmajā testpiemēru kopā modelēts visnopietnākais darbības traucējums: **TEC-2** (800 MW jauda) atslēgšanās vai **augstsprieguma līdzstrāvas starpsavienojuma** (700 MW pārvades jauda) **atslēgšanās**. Scenārijos B, C un D modelēts **palielināts vēja ģenerācijas apjoms**, kas tādējādi var aizstāt dārgākus ģenerācijas avotus, kuri atrodas tirgus piedāvājuma līknes augšgalā, kas modelētajos piemēros ir TEC-2. Tas nozīmē, ka TEC-2 atslēgšanās, darbojoties ar pilnu jaudu, scenārijos B, C un D nebūtu iespējama, tādēļ par nozīmīgāko avāriju kļūst 700 MW HVDC kabeļa atslēgšanās. Pēc tam tiks analizēta sinhrono kompensatoru pievadītā aktīvā jauda katras valsts kopnei, lai pamatotu piedāvāto sistēmas atslodzes koncepciju. Kopējā SK pievadītā aktīvā jauda ΔP_{SC} tiks novērota, sākot ar $t \geq 20$ ms kopš avārijas sākuma, jo 20 ms atbilst vienam periodam 50 Hz maiņstrāvas tīklā, un mērījumu precizitāte pie Δt , kas mazāks par vienu periodu, var būt problemātiska sakarā ar sprieguma un strāvas mērījumu ierīču darbības principiem, kā arī virspārejas un pārejas elektromagnētisko procesu dēļ jebkura sinhronā ģenerators rotorā un statorā. Visiem pirmā testpiemēra scenārijiem tiks veikta atsevišķa modelēšana gadījumiem bez atslodzes, ar tradicionālo sistēmas atslodzi pie pazeminātas frekvences (UFLS) un ar piedāvāto jauno atslodzes metodi, lai salīdzinātu frekvences raksturlīknes. Parametri tradicionālajai atslodzei pie pazeminātas frekvences 1. testpiemēru kopai doti 3.3. tabulā ar aktivizācijas laika aizkavi 0,17 s pēc tam, kad ir sasniegts sliekšnis.

3.3. tab. Tradicionālās atslodzes pie pazeminātas frekvences (UFLS) parametri, 1. testpiemēru kopa

Atslodzes soļa numurs, n	1	2	3	4	5	6
Frekvences sliekšnis, Hz	48,8	48,6	48,4	48,2	48,0	47,8
$P_{load_UFLS_n}$, %	5,4	6,1	7,5	6,4	5,4	4,4

Jāatzīmē, ka atslodzes īstenošanai, izmantojot nomērīto pievadītās jaudas vērtību ΔP_{SC} , iespējami dažādi veidi. Vispirms aplūkosim rezultātus, kas atbilst vienai no vienkāršākajām shēmām (otrā shēma tiks aprakstīta 3.3.3. nodaļā): ja tiek konstatēta un nomērīta jaudas pievade ΔP_{SC} , tad slodze tiek atslēgta saskaņā ar šādu algoritmu:

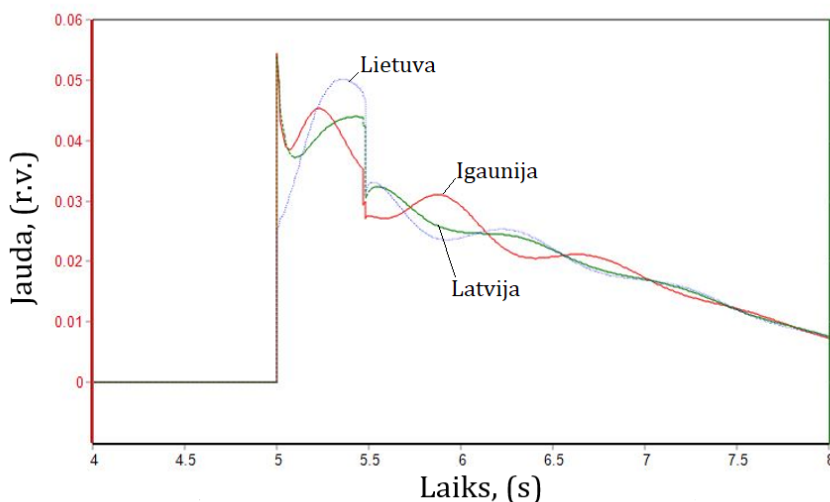
$$\begin{aligned} \text{Ja } \Delta P_{SC} > P_{load_UFLS_1}, \text{ tad } P_{load_novel_LS} &= P_{load_UFLS_1}; \\ \text{ja } \Delta P_{SC} > (P_{load_UFLS_1} + P_{load_UFLS_2}), \text{ tad } P_{load_novel_LS} &= P_{load_UFLS_1} + P_{load_UFLS_2}, \dots \end{aligned} \quad (3.1)$$

kur $P_{load_UFLS_1}, P_{load_UFLS_2}, \dots$ – slodze, kas atslēgta atbilstoši tradicionālās atslogošanas algoritma attiecīgajam solim (sk. 3.3. tab.); $P_{load_novel_LS}$ – slodze, kas atslēgta ar piedāvāto jauno atslodzes metodi. Kopējā slodze, kas atslēgta ar tradicionālo metodi, ir attiecīgo soļu summa: $P_{load_UFLS} = P_{load_UFLS_1} + P_{load_UFLS_2} + \dots$

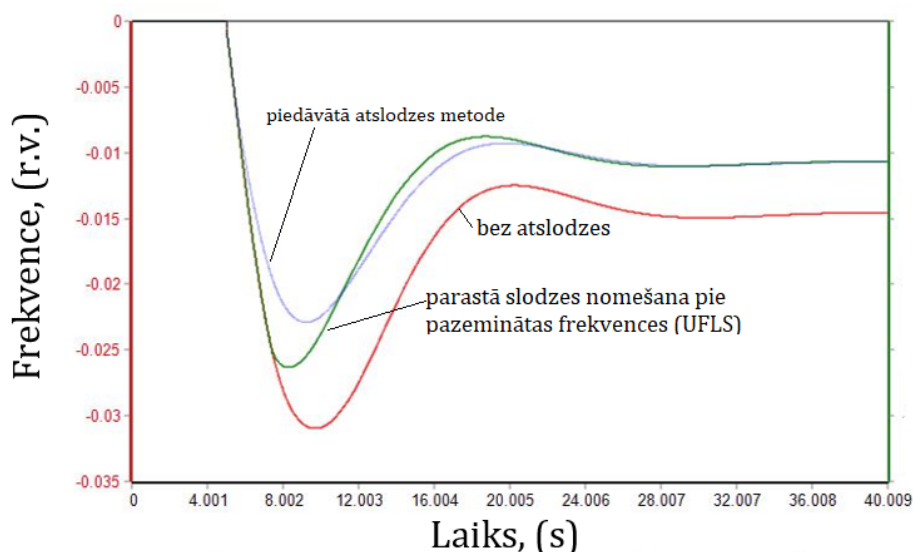
Katrā scenārijā slodzes apjoms, kas atslēgts ar tradicionālo vai jauno metodi, ir tāds pats. Šīs vienādības ievērošana atvieglo abu atslodzes shēmu efektivitātes salīdzināšanu. Atslodze, kas tika veikta ar jauno metodi, tiek aktivizēta ar laika aizkavi ne vairāk kā 0,4 s pēc shēmas palaides (līdz 0,5 s pēc avārijas sākuma).

Scenārijs A. Pie $t = 5$ s tiek imitēta TEC sinhronās ģenerācijas 800 MW apjomā atslēgšanās un aktivizēta atslodze saskaņā ar piedāvāto metodi. SK aktīvās jaudas raksturlīkne redzama 3.11. attēlā: SK visās trijās valstīs reaģē momentāni, turklāt tas SK, kurš atrodas vistuvāk atslēgšanās vietai, pievada vairāk aktīvās jaudas; pie $t \approx 5,5$ s var novērot aktīvās jaudas kritumu sakarā ar atslodzes aktivizāciju. Attēlotā aktīvā jauda ir izteikta relatīvajās vienībās attiecībā pret bāzes jaudu 1 200 MW. 3.12. attēlā parādītas visu veikto imitāciju frekvences raksturlīknes scenārijā A, kur frekvence ir izteikta relatīvajās vienībās pret bāzi 50 Hz.

Kā redzams raksturlīknēs 3.11. attēlā, Igaunijas un Latvijas SK (kas atrodas vistuvāk atslēgtajam ģeneratoram) momentānā aktīvā jauda (sarkanā un zaļā līkne) sasniedz 54 MW; Lietuvas SK (zilā līkne) pievadītā jauda ir ap 32 MW, un tas reaģē pret traucējumu daudz lēnāk, jo atrodas vistālāk no atslēgtā ģeneratora modelī. Visu deviņu SK pievadītā jauda $\Delta P_{sc} = 420$ MW. 3.12. attēlā redzams, ka ar tradicionālo atslodzi frekvence nokrītas līdz 48,7 Hz, bet ar piedāvāto atslodzes metodi – līdz 48,85 Hz.



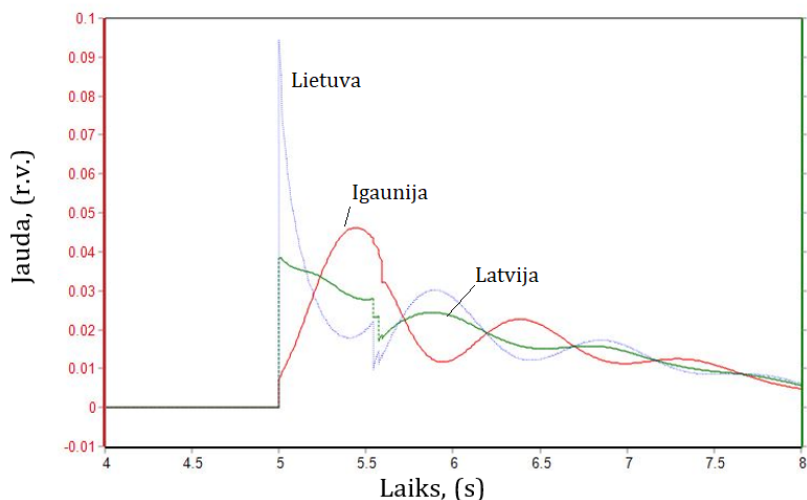
3.11. att. SK pievadītā aktīvā jauda, scenārijs A ar jauno atslodzes metodi



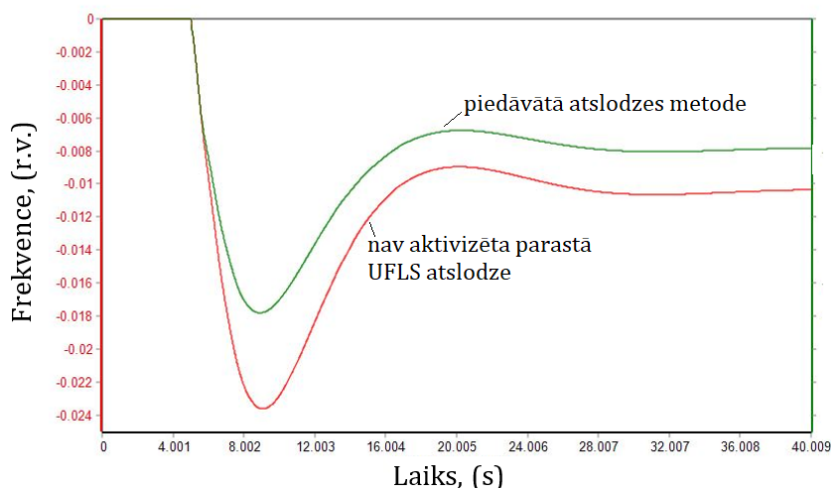
3.12. att. Frekvences raksturlīknes, scenārijs A

Scenārijs B. Pie $t = 5$ s tiek imitēta augstsprieguma līdzstrāvas kabeļa, kas nodrošina 700 MW importu, atslēgšanās, un sakarā ar nepietiekamu frekvences kritumu netiek aktivizēta tradicionālā atslodze. Tādā pašā veidā tiek veikta imitācija ar piedāvāto atslodzes metodi. SK aktīvās jaudas raksturlīkne redzama 3.13. attēlā: SK visās trijās valstīs reaģē momentāni, turklāt tie SK, kuri atrodas vistuvāk atslēguma vietai, pievada vairāk aktīvās jaudas. Aktīvās jaudas raksturlīknes attēlotas relatīvajās vienībās pret bāzes jaudu 1200 MW. 3.14. attēlā redzamas frekvences raksturlīknes abām imitācijām scenārijā B, kur frekvence izteikta relatīvajās vienībās pret bāzi 50 Hz.

3.13. attēlā Igaunijas un Latvijas SK (sarkanā un zaļā līkne) momentānā aktīvā jauda sasniedz attiecīgi 11 MW un 46 MW, Lietuvas SK pievadītā jauda (zilā līkne), tā kā tas ir vistuvāk atslēgtajam kabelim, ir ap 89 MW. Igaunijas SK uz traucējumu reaģē daudz lēnāk, jo tas ir vistālāk no atslēgtā kabeļa modeli. Visu deviņu SK pievadītā jauda $\Delta P_{sc} = 438$ MW. 3.14. attēlā redzams, ka frekvence nokrīt līdz 48,81 Hz un nav pietiekama, lai aktivizētu tradicionālo atslodzi pie pazeminātas frekvences; savukārt ar piedāvāto jauno atslodzes metodi frekvence nokrīt tikai līdz 49,1 Hz.



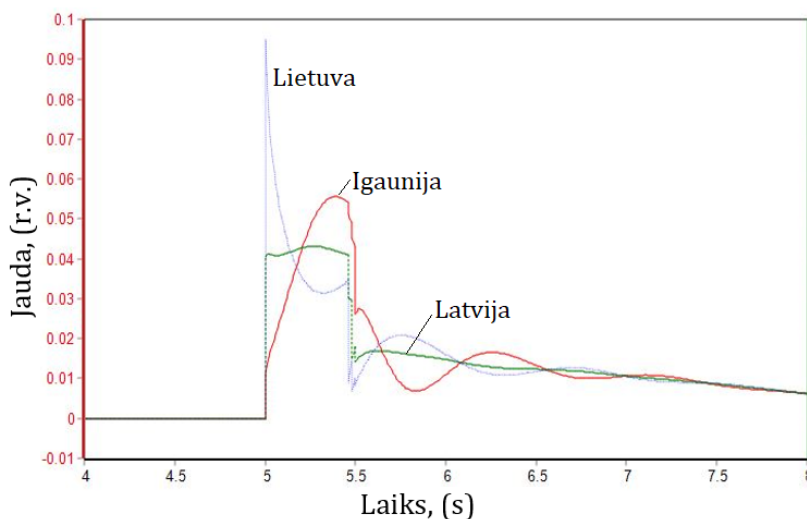
3.13. att. SK pievadītā aktīvā jauda, scenārijs B ar jauno atslodzes metodi



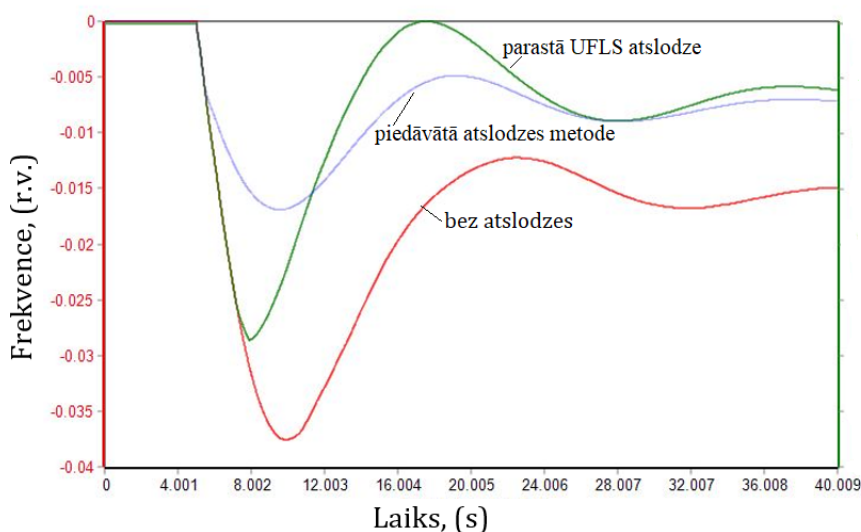
3.14. att. Frekvences raksturlīknes, scenārijs B

Scenārijs B testpiemēru kopā izceļas gan ar lielu sistēmas inerces apjomu, gan ar lielu pieejamo rotējošo rezervju apjomu, kas arī izskaidro faktu, ka šajā scenārijā klasiskā atslodze netiek aktivizēta – sinhrono ģeneratoru primārie regulatori ierobežo frekvences kritumu. Šis scenārijs parāda arī potenciālu piedāvātās atslodzes metodes labo īpašību gadījumos ar augstu inerci: tā tiek aktivizēta un piedalās frekvences krituma ierobežošanā arī gadījumos, kad nav sagaidāma tradicionālās atslodzes pie pazeminātas frekvences uzsākšana.

Scenārijs C. Pie $t = 5$ s tiek imitēta augstsprieguma līdzstrāvas kabeļa, kas nodrošina 700 MW importu, atslēgšanās, un tiek aktivizēta atslodze saskaņā ar piedāvāto metodi. SK aktīvās jaudas raksturlīkne parādīta 3.15. attēlā: SK visās trijās valstīs reaģē momentāni, un tie SK, kuri ir vistuvāk atslēgšanās vietai, pievada vairāk aktīvās jaudas; pie $t \approx 5,5$ s var novērot pievadītās aktīvās jaudas kritumu sakarā ar atslodzes aktivizēšanu. Aktīvās jaudas raksturlīknes ir mērotas relatīvajās vienībās pret bāzes jaudu 1200 MW. 3.16. attēlā parādītas visu scenārija C imitāciju frekvences raksturlīknes; frekvence izteikta relatīvajās vienībās pret bāzi 50 Hz.



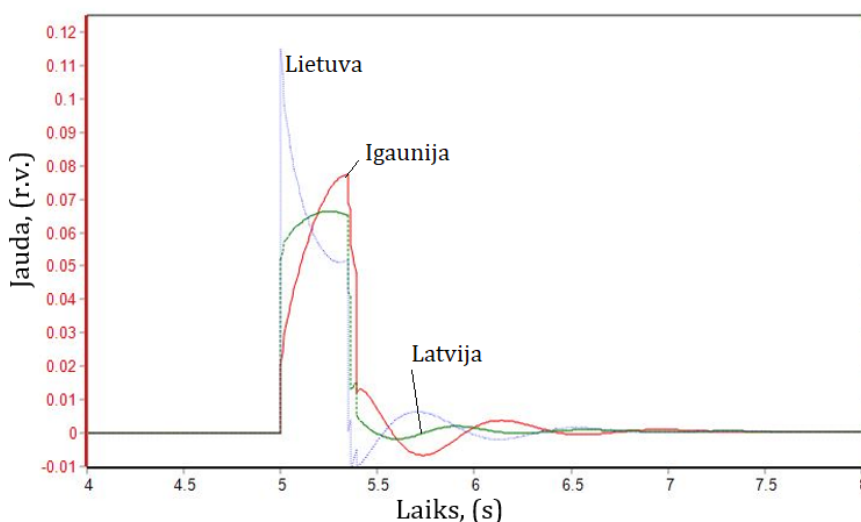
3.15. att. SK pievadītā aktīvā jauda, scenārijs C ar jauno atslodzes metodi



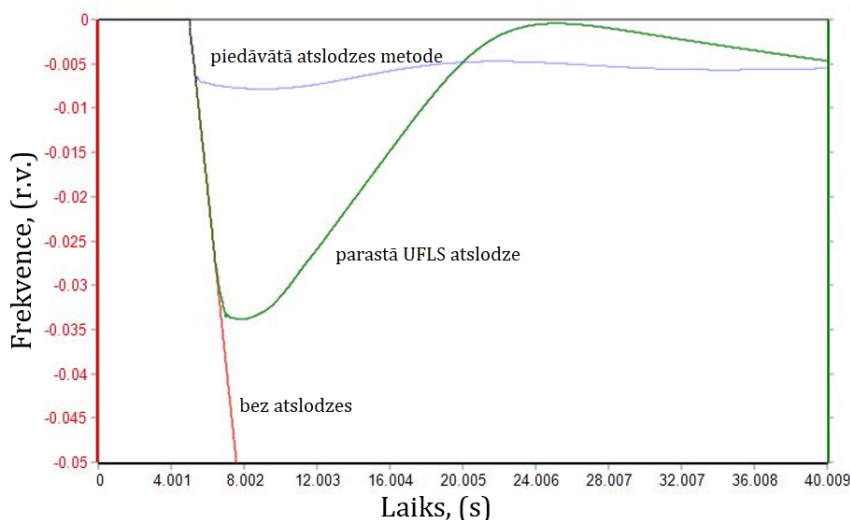
3.16. att. Frekvences raksturlīknes, scenārijs C

3.15. attēlā Igaunijas un Latvijas SK momentānā aktīvā jauda (sarkanā un zaļā līkne) ir attiecīgi 18 MW un 49 MW; Lietuvas SK (zilā līkne) pievadītā jauda, esot vistuvāk atslēgtajam kabeļim, ir ap 91 MW. Igaunijas SK uz traucējumu reaģē daudz lēnāk, jo tas ir vistālāk no atslēgtā kabeļa modelī. Visu deviņu SK pievadītā jauda $\Delta P_{SC} = 475$ MW. 3.16. attēlā redzam, ka pie parastās UFLS metodes frekvence nokrīt līdz 48,6 Hz, bet ar piedāvāto atslodzes metodi – līdz 49,15 Hz.

Scenārijs D. Pie $t = 5$ s tiek imitēta 700 MW HVDC kabeļa atslēgšanās, un tiek aktivizēta atslodze saskaņā ar piedāvāto atslodzes metodi. SK aktīvās jaudas raksturlīkne redzama 3.17. attēlā: visās trijās valstīs SK reaģē momentāni, kur SK, kurš ir vistuvāk atslēgšanās vietai, pievada lielāku aktīvās jaudas apjomu; pie $t \approx 5,5$ s var novērot pievadītās aktīvās jaudas kritumu sakarā ar atslodzes aktivizāciju. Aktīvā jauda izteikta relatīvajās vienībās pret bāzes jaudu 1200 MW. 3.18. attēlā redzamas visu scenārija D imitāciju frekvences raksturlīknes; frekvence izteikta relatīvajās vienībās pret bāzi 50 Hz.



3.17. att. SK pievadītā aktīvās jaudas, scenārijs D ar jauno atslodzes metodi



3.18. att. Frekvences raksturlīknes, scenārijs D

3.17. attēlā Igaunijas un Latvijas SK (sarkanā un zaļā līkne) momentānā aktīvā jauda ir attiecīgi 36 MW un 68 MW; Lietuvas SK (zilā līkne), kas ir vistuvāk atslēgtajam kabelim, jauda ir ap 118 MW. Igaunijas SK uz traucējumu reaģē daudz lēnāk, jo tas atrodas vistālāk no atslēgtā kabeļa modeli. Visu deviņu SK pievadītā jauda $\Delta P_{SC} = 666$ MW. 3.18. attēlā redzams, ka ar parasto UFLS atslodzi frekvence nokrīt līdz 48,3 Hz, bet ar piedāvāto atslodzes metodi – līdz 49,6 Hz.

Pirmās testpiemēru kopas rezultātu kopsavilkums dots 3.4. tabulā.

3.4. tab. Rezultātu kopsavilkums 1. testpiemēru kopai

Scenārijs	A	B	C	D
ΔP_{SC} , MW	420	438	475	666
P_{load_UFLS} , MW	200	0	425,5	703
P_{load_UFLS} , % no kopējās slodzes	5,4	0	11,5	19
$P_{load_novel_LS}$, MW	200	200	425,5	703
Zemākais frekvences līmenis bez UFLS aktivizācijas (scenārijs B), Hz	-	48,81	-	-
Zemākais frekvences līmenis ar tradicionālo UFLS, Hz	48,7	-	48,6	48,3
Zemākais frekvences līmenis ar jaunpiedāvāto atslodzes metodi, Hz	48,85	49,1	49,15	49,6

3.3.3. Gadījumizpētes otrā testpiemēru kopa

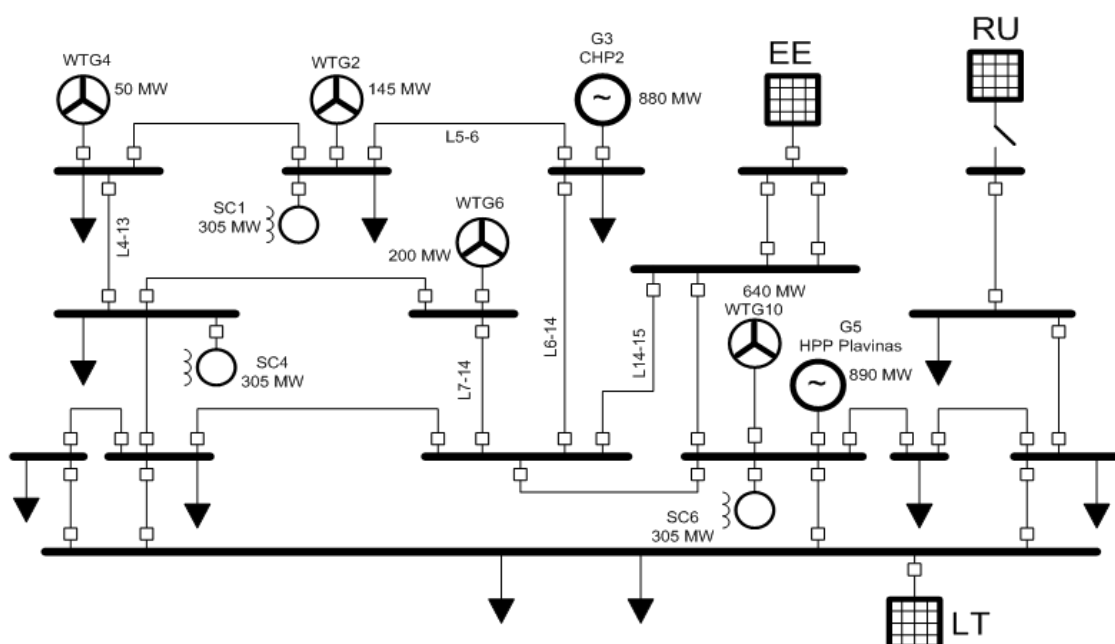
Otrā testpiemēru kopa ir balstīta uz 3.2.2. nodaļā aprakstīto modeli. Izmantotais modelis, kas redzams 3.19. attēlā, detalizētāk attēlo Latvijas energosistēmu, bet Igaunijas un Lietuvas energosistēmas attēlo kā tīkla ekvivalentus, kā rezultātā imitētā dinamiskā reakcija uz traucējumiem būs atšķirīga no 1. testpiemēru kopas. Tīkla ekvivalentu kopējā nominālā jauda ir 990 MVA Igaunijai un 400 MVA Lietuvai. Šajā modeli Latvijas elektrotīklā ir arī **trīs sinhronie kompensatori** (SC1, SC4 un SC6 3.19. att.) ar nominālo jaudu 305 MVA līdzīgi kā 1. testpiemēru kopā. Lielākie tradicionālie ģenerācijas avoti ir koģenerācijas stacija Rīgas TEC-2 un Pļaviņu HES. Daži no tradicionālajiem ģenerācijas avotiem modeli aizstāti ar vēja parkiem (vēja ģeneratori WTG2, WTG4 un WTG6), lai imitētu pieaugošo nesinhrono atjaunīgo avotu integrāciju sistēmā nākotnē. Neskatoties uz atjaunīgo avotu esamību, scenārijos A un B sinhronās ģenerācijas īpatsvars šajā testpiemēru kopā ir 91%, kas ir ārkārtīgi augsts rādītājs arī pašreizējai Baltijas energosistēmai. Tas nozīmē, ka scenāriji A un B drīzāk attēlo vēsturisko, nevis nākotnes situāciju. No otras puses, scenāriji C un D sniedz reālistisku priekšstatu par pašreizējo situāciju – tajos sinhronās ģenerācijas īpatsvars ir ap 50%. 3.5. tabulā sniegts pārskats par izmantotajiem parametriem dažādajos modelētajos scenārijos.

Tika modelēti **četri scenāriji** (A–D), izmantojot programmatūru ETAP v12.5. Imitāciju mērķis bija izpētīt sistēmas frekvences raksturlielni dažāda veida avārijās, kad atslēdzas kāds ģenerācijas avots. Visos gadījumos pieņemts, ka kopējā Latvijas tīkla slodze ir ap 2400 MW. Apmēram pusi no visa patēriņa sedz Latvijas ģenerācijas jaudas, pārējo enerģiju importējot no Igaunijas un Lietuvas. Avārijas imitētas, atslēdzot vienu no galvenajiem ģenerācijas avotiem. Darbības režīms ar minimālu sistēmas inerci modelēts scenārijā C, kur TEC-2, Igaunijas un Lietuvas ģenerācijas avotu inerces konstantes ir samazinātas līdz $H = 0,1$ s.

3.5. tab. Ģenerācijas jauda (MW) un citi modelētie parametri dažādos scenārijos 2. testpiemēru kopā

Scenārijs / ģenerācijas avoti	TEC-2	HES	EE	LT	WTG2	WTG4	WTG6	WTG10	Imitētais avārijas veids (ģeneratora atslēgums)	Kopējā sistēmas inerce (MWs)
A	800	220	670	380	128	40	120	x	EE	15 760
B	x*	800	990	400	128	40	120	x	HES	12 150
C	800	x	50	350	128	40	120	640	TEC-2	5790
D	800	x	50	350	128	40	120	640	TEC-2	12 148

* x – ģenerācijas avots nedarbojas



3.19. att. Modelētās Baltijas enerģosistēmas shēma 2. testpiemēru kopā

Šajā testpiemēru kopā imitācijas tika vispirms veiktas ar tradicionālo UFLS un tad – ar jaunpiedāvāto atslodzes metodi. Papildus tam mēs tagad izmantojam atšķirīgu metodi (salīdzinājumā ar 3.3.2. nodaļā aprakstīto), kā izvēlēties atvienojamās slodzes apjomu. Pieņemam, ka atslēdzamās slodzes apjoms $P_{load_novel_LS}$ ir proporcionāls visu SK pievadītajai jaudai ΔP_{sc} saskaņā ar formulu:

$$P_{load_novel_LS} = K * \Delta P_{sc}, \quad (3.2)$$

kur K ir **koeficients**, kuru ir nepieciešams izvēlēties. Parastās UFLS parametri doti 3.6. tabulā ar aktivizācijas laika aizkavi 0,3 s pēc sliekšņa sasniegšanas. Kopējais atslēdzamās slodzes apjoms ir P_{load_UFLS} .

Ar jaunpiedāvāto atslodzes metodi slodze tiek atslēgta ar laika aizkavi 0,3 s pēc traucējuma. Gadījumos, kad ar jauno atslodzes metodi atslēgtās slodzes apjoms nav pietiekams, lai ierobežotu frekvences kritumu, tiks aktivizēta tradicionālā UFLS saskaņā ar 3.6. tabulā minētajiem sliekšņiem.

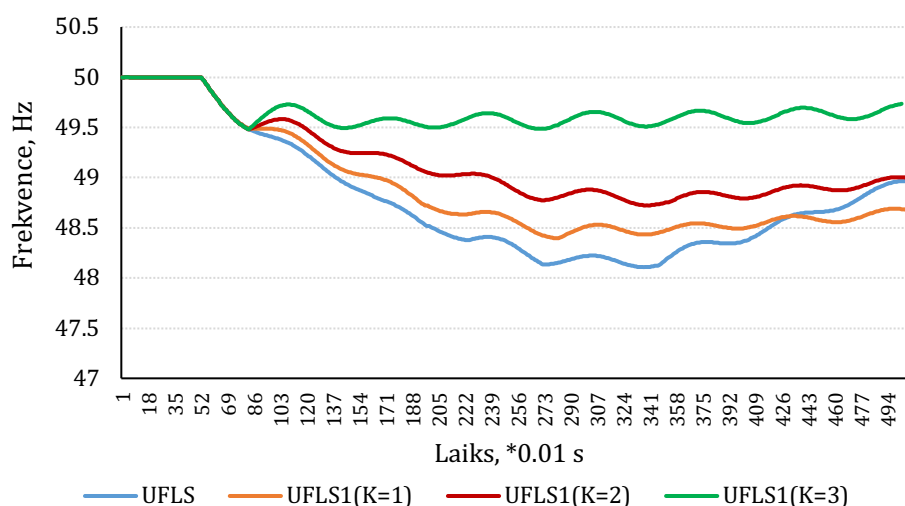
3.6. tab. Tradicionālās UFLS parametri, 2. testpiemēru kopa

Atslodzes soļa numurs, n	1	2	3	4	5	6
Frekvences sliekšnis, Hz	49,0	48,8	48,6	48,4	48,2	48,0
$P_{load_UFLS_n}$, %	5	5	10	10	10	10

Katrā 2. testpiemēru kopas scenārijā tika imitēts ģenerācijas atslēgums pie $t = 0,5$ s un atslodze ar tradicionālo UFLS, kā arī ar jauno atslodzes metodi ar koeficientu $K = 1$ (scenārijā B – arī ar koeficientu $K = 2$ un $K = 3$, lai jaunās atslodzes metodes devuma novērtēšanas nolūkā sasniegtu vislabāko frekvences līmeni). Imitācijās ar jauno atslodzes metodi tradicionālā UFLS shēma joprojām bija aktīva un nodrošināja papildu slodzes atslēgšanu, kā redzams scenārijā B un D. Imitāciju rezultāti visos scenārijos doti 3.7. tabulā. B scenārija frekvences raksturlīknes parādītas 3.20. attēlā.

3.7. tab. Rezultātu kopsavilkums, 2. testpiemēru kopa

Scenārijs	$\Delta P_{gen\ loss}$, MW	$\Delta P_{load\ UFLS}$, MW	Parastās UFLS atslodzes f_{min} , Hz	ΔP_{SC} , MW	Jaunā atslodzes pieeja ar $K=1$ un papildus atslodzi ar parasto UFLS atslodzes metodi		Jaunā atslodzes pieeja ar $K=2$ un papildus atslodzi ar parasto UFLS atslodzes metodi		Jaunā atslodzes pieeja ar $K=3$ un papildus atslodzi ar parasto UFLS atslodzes metodi	
					f_{min} , Hz	Papildu parastā UFLS atslodze, MW	f_{min} , Hz	Papildu parastā UFLS atslodze, MW	f_{min} , Hz	Papildu parastā UFLS atslodze, MW
A	670	120	48.9	150	49.06	-	N/A	-	N/A	-
B	800	960	48.1	280	48.4	480	48.72	240	49.48	-
C	800	720	48.29	800	49.4	-	N/A	-	N/A	-
D	800	480	48.45	330	48.9	120	N/A	-	N/A	-



3.20. att. Frekvences raksturlīknes, scenārijs B

2. testpiemēru kopā scenāriji bija ļoti daudzveidīgi attiecībā uz kopējās sistēmas inerces līmeni un primārās frekvences vadības regulatoru parametriem. **Scenārijam A** raksturīga augsta sistēmas inerces, kas izskaidro P_{load_UFLS} un ΔP_{SC} minimālo apjomu. **Scenārijā B** sistēmas inerces bija augsta, bet visu atlikušo sistēmas sinhrono ģenerātoru jaudas rezerves bija 0, tā kā to

izdotā aktīvā jauda ir vienāda ar nominālo: šis ir samērā nereāls scenārijs, tomēr ir iekļauts testpiemēru kopā. Atslēgtās slodzes apjoms ar parasto UFLS (P_{load_UFLS}) scenārijā B bija ārkārtīgi liels, un pat ar šo lielo apjomu frekvence nokrīt līdz nepieņemamai vērtībai – 48,1 Hz. Tas viss ir saistīts ar sistēmas sinhrono ģeneratoru nepietiekamo spēju pievadīt aktīvo jaudu. SK reakcija ΔP_{sc} šajā scenārijā arī ir gandrīz divreiz lielāka nekā scenārijā A ar līdzīgu sistēmas inerces līmeni. Scenārijā B koeficients K bija jāpaaugstina līdz $K = 3$, lai $P_{load_novel_LS}$ atbilstu P_{load_UFLS} šim scenārijam un frekvence nenokristos līdz nepieļaujamam līmenim. **Piedāvātā atslodzes metode skaidri parāda savas priekšrocības** šajā konkrētajā scenārijā, bet pasvītro arī faktu, ka jaunās pieejas veiksmīgai izmantošanai atslodzes koeficientam K varētu piemērot **dinamisku vērtību**, kas proporcionāla sistēmas kopējai inercei. Algoritma noteikšana K novērtēšanai reālos sistēmu pielietojumos ir viens no turpmāko pētījumu virzieniem.

Scenāriji C un D arī ir parādījuši, ka piedāvātā atslodzes metode **ievērojami uzlabo frekvences raksturlīkni**, īpaši **zemās inerces** scenārijā C.

3.3.4. Imitācijas rezultātu novērtējums un salīdzinājums

Pētījumā piedāvātā jaunā energosistēmas atslodzes paņēmiena efektivitātes novērtēšanai veikta gadījumizpēte divām dažādām testpiemēru kopām ar vairākiem scenārijiem. Imitācijām izmantoti divi dažādi energosistēmas modeļi un divu veidu programmatūra. Katrā analizētajā testpiemēru kopā un scenārijā tika novērtēta SK reakcija, proti, aktīvās jaudas pievade dažādu avāriju gadījumā, kā arī tika analizēta jaunpiedāvātās atslodzes metodes efektivitāte, salīdzinot tradicionālās UFLS un jaunās metodes frekvenču raksturlīknes. Tika aplūkoti dažādi sistēmas inerces līmeņi, saglabājot to pašu elektrotīkla topoloģiju.

Pirmā testpiemēru kopa, kura ir balstīta uz vienkāršāku modeļa topoloģiju, parādīja, ka SK reakcija avārijas gadījumā ir saistīta ar sistēmas kopējo inerces līmeni. Augstākās inerces scenārijā (scenārijs B) netiek palaista nekāda automātiskā frekvences atslodze (ne klasiskā, ne jaunā veida) sakarā ar sinhrono ģeneratoru milzīgo ieguldījumu frekvences stabilizācijā. Scenārijā A ar otro augstāko sistēmas inerci tiek reģistrēts mērens ar UFLS atslēgtās slodzes apjoms, un arī jaunā atslodzes metode sniedz tikai pieticīgu ieguldījumu frekvences stabilitātē.

Abi 1. testpiemēru kopas zemas inerces scenāriji (C un D) ir parādījuši, ka piedāvātā atslodzes shēma **ievērojami uzlabo pēcavārijas frekvences raksturlīkni**, tā nodrošinot efektīvu frekvences stabilizāciju. No tā izriet svarīgs secinājums: piedāvātā atslodzes metode ir ārkārtīgi piemērota sistēmām, kur galvenais inerces avots ir sinhronie kompensatori. Sistēmas inerces līmeņa sliekšnis, pie kāda piedāvātā atslodzes metode nodrošina pievienoto vērtību, ir temats tālākiem pētījumiem šajā virzienā.

Otrā testpiemēru kopa – ar detalizētāku tīkla topoloģiju – sniedz līdzīgus rezultātus kā pirmā: scenārijos ar augstu inerci atslēgtās slodzes apjoms samazinās, kas ir loģiski sakarā ar sistēmas sinhrono ģeneratoru reakciju. Arī šajā gadījumā secināms, ka jaunajai atslodzes metodei ir tikai ierobežota pievienotā vērtība frekvences stabilizēšanā pie augstas inerces.

Tāpat kā 1. testpiemēru kopā, scenārijā ar **zemu sistēmas inerci** (scenārijs C) SK nodrošina intensīvu reakciju uz avāriju, un **piedāvātā atslodzes metode** uzrāda **lieliskus rezultātus sistēmas frekvences stabilizēšanā**. Vēlreiz apstiprinās tas, ka jaunās metodes

devums pieaug, samazinoties sistēmas inerces. Tas arī nozīmē, ka piedāvātās atslodzes metodes praktiskajai īstenošanai būtu jāparedz tās aktivizācija **pie noteikta sistēmas inerces sliekšņa**, saglabājot tradicionālo UFLS pie tādas sistēmas inerces, kas pārsniedz šo sliekšni. Sistēmas inerces sliekšņa noteikšana ietvertu **detalizētu modelēšanu**, izmantojot **reālu tīkla topoloģiju**, kam paredzēts izmantot jauno atslodzes metodi.

Veiktās imitācijas parādīja, ka SK aktīvi pretdarbojas frekvences traucējumiem, ko rada ģenerācijas atslēgšanās, pievadot tīklā ievērojamu aktīvās jaudas apjomu. Šīs pievades ir novērojamas gandrīz momentāni, tās ir ar ievērojamu apjomu un labi izmērāmas. Pievadīto jaudu var nomērīt pie $t \geq 20$ ms, tā dodot principiālu pamatu jaunpiedāvātās atslodzes metodes palaišanas automātikai un pierādot, ka metode ir tik tiešām perspektīva.

Secinājumi un rekomendācijas

1. Baltijas valstu energosistēmu sinhronizācija ar kontinentālās Eiropas sistēmu un desinhronizācija ar Krievijas sistēmu, kopā ar lielo saules un vēja staciju izmantošanas apjomu, radīs stabilitātes zuduma un energosistēmas sabrukuma draudus. Rodas nepieciešamība palielināt energosistēmas inerci, ko var sasniegt ar sinhrono kompensatoru (SK) palīdzību.
2. Īpaši bīstamas situācijas var izveidoties, kad tiek atslēgts vienīgais plānotais sinhronais starpsavienojums ar Eiropas kontinentālo tīklu – maiņstrāvas augstsprieguma līnija Lietuva–Polija. Šajā gadījumā, pat izmantojot SK, īsslēgumi augstsprieguma līnijās vai lieljaudas ģenerācijas avotu atslēgšana var izsaukt asinhrono režīmu, frekvences pazemināšanos un sistēmas sabrukumu. Īpaši bīstama sistēmas avārija var rasties, ja Baltijas energosistēmas izolētā darba režīmā papildus tiktu bojāts kāds līdzstrāvas starpsavienojums vai atslēgtos kāds nozīmīgs ģenerācijas avots.
3. Kopumā palielināsies arī asinhronā režīma rašanās iespēja, ko var izraisīt īsslēgumi pārvades līnijās. Turklāt stabilitātes traucējumus var izraisīt arī īslaicīgi bojājumi, kuru rašanās varbūtība pārvades tīklā un starpvalstu savienojumos ir salīdzinoši augsta (dažas reizes gadā).
4. Risku mazināšanai ir nepieciešams rūpīgi izvēlēties energosistēmas darbības režīmu, ņemot vērā prognozēto ģenerāciju un slodzi, kā arī ievērojot konkrētu bojājumu rašanās varbūtības un to potenciālās sekas.
5. Sistēmas aizsardzībai un stabilitātes nodrošināšanai jāizmanto pretavārijas automātika (frekvences aizsardzība, asinhronās gaitas novēršanas automātika) un pietiekošā apjomā jāuztur ātrdarbīgas ģenerācijas jaudas rezerves.
6. Lai uzlabotu automātikas ātrdarbību avāriju gadījumā, pēc SK uzstādīšanas būtu lietderīgi apsvērt esošās energosistēmas atslodzes metodes uzlabošanu, izmantojot šajā pētījumā piedāvāto algoritmu. SK maiņstrāvas energosistēmā ģenerācijas zuduma gadījumā gandrīz momentāni reaģē ar aktīvās jaudas pievadi. Pievadītā jauda atkarīga no atslēgtā ģenerators jaudas, turklāt to ietekmē arī elektriskais attālums starp pašu SK un atslēgto ģeneratoru. Imitācijas rāda, ka šajā pētījumā jaunpiedāvātā atslodzes metode ir vislabāk piemērota energosistēmām ar zemu sistēmas inerci, un tā ievērojami uzlabo pēcavārijas frekvences raksturlielni un zemas inerces energosistēmas frekvences stabilitāti. Pētījumā secināts, ka piedāvātā atslodzes metode, kas balstīta uz SK pievadīto aktīvo jaudu, var būt noderīga Latvijas energosistēmā.
7. Lai attīstītu piedāvāto atslodzes koncepciju, ir nepieciešami turpmāki pētījumi par attiecīgās energosistēmas topoloģiju ar reālām SK atrašanās vietām augstsprieguma tīklā, analizējot dažādus sistēmas kopējās sistēmas inerces līmeņus. Tas palīdzēs noteikt visus nozīmīgos parametrus praktiska atslodzes algoritma izveidei un darbībai, kas balstīts uz piedāvāto atslodzes metodi.