



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



RTU
ELEKTROTEHNIKAS UN
VIDES INŽENIERZINĀTŅU
FAKULTĀTE

Tirgus modelēšana un imitācija: atjauninātie rezultāti

Nodevums D3.2

Pētījuma pasūtītājs: Ekonomikas ministrija

Pētījumu veica Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas institūts

Autori: vadošais pētnieks *Dr. sc. ing.* **Romāns Petričenko**, vadošā pētniece *Dr. sc. ing.* **Ļubova Petričenko**,
vadošais pētnieks *Ph. D.* **Kārlis Baltputnis**, vadošā pētniece *Ph. D.* **Zane Broka**,
profesors *Dr. habil. sc. ing.* **Antans Sauhats** (projekta vadītājs)

06.12.2021.

Saturs

Attēlu saraksts.....	4
Tabulu saraksts.....	5
Saīsinājumu saraksts.....	6
Ievads.....	7
1. Modelētie scenāriji.....	8
2. Rezultāti	11
2.1. Pamatscenāriju aprēķins ar REM.....	11
2.1.1. Bāzes scenārijs.....	11
2.1.2. Lieljaudas AER scenārijs.....	12
2.2. Pamatscenāriju aprēķins ar kopējās optimizācijas modeli.....	13
2.2.1. Pieņēmumi	13
2.2.2. Modelētās cenas.....	15
2.2.3. Elektroenerģijas eksporta/importa novērtējums.....	17
2.3. Papildu scenāriji	18
2.4. Jūtības analīze.....	22
2.4.1. Rezultātu atkarība no pieņēmumiem par elektroenerģijas patēriņu	22
2.4.2. Rezultātu atkarība no pieņēmumiem par VES uzstādīto jaudu.....	23
2.4.3. Rezultātu atkarība no pieņēmumiem par SES uzstādīto jaudu	25
2.4.4. Rezultātu atkarība no pieņēmumiem par rezerves elektrostaciju izmaksām	26
3. Kopsavilkums.....	29
3.1. Secinājumi no tirgus modelēšanas rezultātiem 2050. gadam	29
3.2. Ieskats citos projekta pētījumos WP3 ietvaros.....	30
3.2.1. Ieguvumi no reģionālajiem balansēšanas apgabaliem.....	31
3.2.2. Palīgpakalpojumu sniegšanas iespējas Latvijā, izmantojot koģenerācijas stacijas	31
3.2.3. Uz Šeplija vērtību balstīta elektrisko automobiļu uzlādes stratēģija.....	32
3.2.4. Potenciālo ieguvumu no dalības tiešā un netiešā pieprasījuma reakcijā izvērtējums ..	33
3.2.5. Balansēšanas tirgus loma nākotnes mainīgajā energosistēmā	33
3.2.6. Enerģijas ražotāju sadarbība siltumenerģijas tirgū, ņemot vērā dalību elektroenerģijas tirgū.....	34
3.2.7. Baltijas balansēšanas tirgus vizuālas analīzes rīks.....	34
3.2.8. Vienkāršots modelis hidroelektrostaciju pārveides hidroakumulācijas stacijās novērtēšanai.....	35

Attēlu saraksts

2.1. att. BVE elektroenerģijas pārpalikums, eksporta apjoms un ieņēmumi (bāzes scenārijs).....	12
2.2. att. BVE elektroenerģijas deficīts, importa apjoms un ieņēmumi (bāzes scenārijs).....	12
2.3. att. BVE elektroenerģijas pārpalikums, eksporta apjoms un ieņēmumi (lieljaudas AER scen.).....	13
2.4. att. BVE elektroenerģijas deficīts, importa apjoms un ieņēmumi (lieljaudas AER scen.).....	13
2.5. att. BVE eksporta importa naudas plūsmas divos modelētajos scenārijos (neņemot vērā tranzītu)	14
2.6. att. Abos scenārijos modelētā ikstundas elektroenerģijas tirgus cena divās nedēļās ziemā	17
2.7. att. Abos scenārijos modelētā ikstundas elektroenerģijas tirgus cena divās nedēļās vasarā.....	17
2.8. att. Abos scenārijos modelētā slīdošā vidējā (nedēļas) elektroenerģijas tirgus cena.....	18
2.9. att. Ar SpineOpt modeli iegūtais BVE elektroenerģijas importa/eksporta apjoms abos scenārijos	18
2.10. att. Ar SpineOpt modeli iegūtā BVE eksporta/importa naudas plūsma abos scenārijos.....	19
2.11. att. Atsevišķos papildu scenārijos modelētā slīdošā vidējā (nedēļas) elektroenerģijas tirgus cena	22
2.12. att. Modelētās elektroenerģijas cenas statistiskie parametri, variējot elektroenerģijas pieprasījumu	23
2.13. att. Modelētā slīdošā vidējā (nedēļas) elektroenerģijas tirgus cena pie dažāda el. en. pieprasījuma..	24
2.14. att. BVE importa/eksporta bilance, variējot elektroenerģijas pieprasījumu	24
2.15. att. Modelētās elektroenerģijas cenas statistiskie parametri, variējot VES uzstādīto jaudu.....	25
2.16. att. Modelētā slīdošā vidējā (nedēļas) elektroenerģijas tirgus cena pie dažādas VES jaudas.....	25
2.17. att. BVE importa/eksporta bilance, variējot VES uzstādīto jaudu	25
2.18. att. Modelētās elektroenerģijas cenas statistiskie parametri, variējot SES uzstādīto jaudu	27
2.19. att. Modelētā slīdošā vidējā (nedēļas) elektroenerģijas tirgus cena pie dažādas SES jaudas	27
2.20. att. Modelētās elektroenerģijas cenas statistiskie parametri, variējot dabasgāzes ES robežizmaksas	28
2.21. att. Modelētā slīdošā vidējā (nedēļas) el. en. tirgus cena pie dažādām dabasg. ES robežizmaksām	28
2.22. att. Modelētās el. tirgus cenas izmaiņas, variējot uzstādīto VES jaudu un dabasg. ES robežizm.	28
3.1. att. Vidējās nebalansa norēķinu cenas Baltijas valstīs 2017. un 2018. gadā	32

Tabulu saraksts

<i>1.1. tab. Baltijas valstu nākotnes elektroenerģijas tirgus darbības modelēšanas pamatscenāriji.....</i>	<i>8</i>
<i>1.2. tab. Aprēķinos izmantotie elektroenerģijas tirgus cenu pieņēmumi citos tirdzniecības apgabalos.....</i>	<i>10</i>
<i>2.1. tab. Sākotnējie elektroenerģijas ražošanas robežizmaksu pieņēmumi.....</i>	<i>15</i>
<i>2.2. tab. Modelētā elektroenerģijas tirgus cena Baltijā bāzes un lieljaudas AER scenārijā.....</i>	<i>16</i>
<i>2.3. tab. Modelētā elektroenerģijas tirgus cena Baltijā papildu scenārijos salīdzinājumā ar bāzes scen.....</i>	<i>19</i>

Saīsinājumu saraksts

AER	atjaunīgie enerģijas resursi
BVE	Baltijas valstu energosistēma
EE	Igaunija
ES	Eiropas Savienība
FI	Somija
HAES	hidroakumulācijas elektrostacija
HES	hidroelektrostacija
IEA	<i>International Energy Agency</i> , Starptautiskā Enerģētikas aģentūra
LT	Lietuva
LV	Latvija
mHES	mazjaudas hidroelektrostacija
PL	Polija
REM	reģiona energosistēmas modelis
SE4	Zviedrija (4. tirdzniecības apgabals)
SES	saules elektrostacija
VES	vēja elektrostacija

Ievads

Šis ir projekta "FutureProof" darba posma WP3 "Tirgus modelēšana un imitācijas" nodevums D3.2, kurā apkopoti atjaunināti šī posma rezultāti elektroenerģijas tirgus modelēšanas kontekstā. Projekta "FutureProof" darba posma WP3 pamatmērķis ir Latvijas energosistēmas un Baltijas valstu energosistēmas (BVE) kopumā darbības analīze tirgus apstākļos, novērtējot dažādu iespējamo ilgtermiņa attīstības scenāriju ietekmi uz BVE importa/eksporta iespējām, tirgus plūsmām, elektroenerģijas cenām un izmaksām, kā arī dažādu prognožu un parametru izmaiņu radītās sekas un elektroenerģijas tirgus rezultātiem.

Prezentēto rezultātu iegūšanai izmantotās metodoloģijas galvenie etapi aprakstīti iepriekšējos projekta "FutureProof" nodevumos D3.1 "Tirgus modelēšana un imitācija: sākotnējie rezultāti" un D1.3 "Latvijas elektroenerģijas sistēmas nākotnes attīstības scenāriji: atjauninātie rezultāti". Savukārt nozīmīgāko parametru prognozēšanas pieeja un modelēšanai nepieciešamo ikstundas laikrindu ieguve aprakstīta nodevumā D2.1 "Ilgtermiņa prognozes Latvijas energosistēmas attīstības plānošanai".

Papildus tirgus modelēšanas rezultātiem šī nodevuma nobeigumā sniegts ieskats citos projekta "FutureProof" darba posma WP3 izpētes virzienos, kuru rezultāti līdz šim ir galvenokārt tikuši izplatīti akadēmiskajā vidē, t. i., zinātnisko rakstu formā. Tāpēc šajā nodevumā atreferētas galvenās pētījumos gūtās atziņas un secinājumi, katra konkrētā jautājuma detalizētākai izziņai dodot saiti uz zinātniskā raksta pilntekstu.

1. Modelētie scenāriji

Šajā ziņojumā atspoguļotie elektroenerģijas tirgus modelēšanas rezultāti iegūti tiem pašiem energosistēmas ilgtermiņa attīstības (2050. gada) scenārijiem, kādi izmantoti scenāriju analīzē jaudu pietiekamības novērtēšanai nodevuma D1.3 "Latvijas elektroenerģijas sistēmas nākotnes attīstības scenāriji: atjauninātie rezultāti". ietvaros. Attiecīgo 2050. gada scenāriju ievaddati – modelētais elektroenerģijas patēriņš, elektrostaciju maksimālā izstrāde stundā un atjaunīgo energoresursu (AER) staciju summārā izstrāde gada griezumā – apkopoti 1.1. tabulā.

1.1. tab. Baltijas valstu nākotnes elektroenerģijas tirgus darbības modelēšanas pamatscenāriji

Scenārijs		Patēriņš	SES	VES	HES	mHES	BES	HAES	TEC
Bāzes sc. ¹	Maks. slodze/ maksimālā izstrāde, MWh/h	7 233	1 876	5 913	1 562	165	522	1 625	1 500
	Patērētā/ izstr. enerģija gadā, TWh	41,80	2,19	17,64	1,90	0,34	3,52	2,85	–
Lielapjoma AER sc. ²	Maks. slodze/ maksimālā izstrāde, MWh/h	7 233	3 872	11 586	1 562	165	522	1 625	1 500
	Patērētā/ izstr. enerģija gadā, TWh	41,80	4,52	34,57	1,90	0,34	3,52	2,85	–

Pamatscenāriju aprēķins veikts ar RTU Enerģētikas institūta reģiona energosistēmas modeli (REM). REM iekļautās komponentes Baltijas valstu energosistēmas (BVE) modelēšanai ir: hidroakumulācijas elektrostacijas (HAES), hidroelektrostacijas (HES), mazās hidroelektrostacijas (mHES), termoelektrostacijas (TEC), saules elektrostacijas (SES), vēja elektrostacijas (VES), biomasas elektrostacijas (BES), akumulācijas elektrostacijas (AkES), elektromobiļi (EM), ražotājlietotāji, Baltijas elektroenerģijas pieprasījums un starpsavienojumi starp Baltijas valstīm un Somiju (1016 MW), Poliju (1700 MW), Zviedriju (700 MW). Pieņemam, ka visi iepriekšminētie objekti ir pievienoti vienam Baltijas elektroenerģijas sistēmas mezglam. Tas nozīmē, ka netiek detalizēti apskatīti pārvades tīkla iekšējie elementi, kā arī starpsavienojumi starp Baltijas valstīm³. REM realizētie modelēšanas principi pieņem, ka katrs individuālais elektroenerģijas tirgus dalībnieks (it īpaši elektrostacijas) pamatā cenšas maksimizēt savu peļņu, balstot savu darba režīmu plānošanu uz elektroenerģijas tirgus cenas prognozēm. Tā kā šīs prognozes realitātē vienmēr ir nepilnīgas, individuālo tirgus dalībnieku izvēlētais sev šķietami optimālais darba režīms negarantē no kopējās sistēmas viedokļa optimālu situāciju. Attiecīgi arī REM aprēķinos tiek imitēta cenu prognozēšana, kas var novest arī pie tādiem darba režīmiem, kādi netiktu izvēlēti perfekta informācijas apstākļos.

¹ Ekvivalents D1.3 1. nodaļā aplūkotajam 3. scenārijam. Uzstādītā SES jauda ir 2 GW, VES jauda ir 6 MW.

² Ekvivalents D1.3 1. nodaļā aplūkotajam 4. scenārijam. Uzstādītā SES jauda ir 4 GW, VES jauda ir 12 MW.

³ Tiek pieņemts, ka līdz 2050. gadam starpsavienojumi starp Igauniju, Latviju un Lietuvu ir pietiekami attīstīti, lai Baltijas energosistēmu varētu faktiski uzskatīt par vienotu tirdzniecības apgabalu.

REM elementi ir izveidoti MATLAB programmēšanas vidē, cita starpā izmantojot tur pieejamos optimizācijas problēmu risinātājus (piemēram, lineārās programmēšanas procedūru). Datu ievade un izvade tiek realizēta, izmantojot .x/sx failus.

Līdzīgi kā jaudu pietiekamības analīzē (D1.3) šie paši divi scenāriji tiek analizēti arī ar alternatīvu modelēšanas pieeju, kurā tiek optimizēta visas energosistēmas darbība kopumā (ar kopējo izmaksu minimizācijas mērķi) perfektas informācijas (t. i., ar nevainojami precīzām elektroenerģijas cenu kaimiņvalstīs, mainīgo AER (vēja un saules) elektrostaciju izstrādes, elektroenerģijas pieprasījuma prognozēm vismaz vienai nedēļai uz priekšu). Šis optimizācijas modelis realizēts atvērtā koda energosistēmu modelēšanas vidē *SpineOpt*. Izvērstāka diskusija par abu izmantoto modelēšanas rīku kopīgajām iezīmēm, nozīmīgākajām atšķirībām un to ietekmi uz rezultātu interpretāciju sniegta D1.3 2. nodaļā.

Papildus tam ar *SpineOpt* optimizācijas modeli veikti aprēķini virknei papildu scenāriju un dažādu parametru ietekmes analīzei (t. i., modeļa rezultātu jutības analīzei). Analogi D1.3 modelēti šādi papildu scenāriji.

- **Starpsavienojumu atteice.** Bāzes scenārijā ir pieņemts, ka starpsavienojumi ar Somiju, Zviedriju un Poliju ir vienmēr pilnvērtīgi pieejami elektroenerģijas importam un eksportam. Taču šajā scenārijā tā vietā tiek izmantoti līdzīgi attiecīgo starpsavienojumu nepieejamības profili kā 2020. gadā (attiecīgi 94,63% pieejamība EE→FI starpsavienojumam; 96,71% FI→EE; 92,42% LT→SE4; 93,33% SE4→LT; 92,27% LT→PL; 88,59% PL→LT).
- **Izolēta darbība.** Šajā scenārijā tiek pieņemta pilnīga starpsavienojumu nepieejamība (līdzīgi kā REM modelētajā izolētas darbības režīmā).
- **Palielināts pieprasījums.** Šajā scenārijā bāzes scenārija patēriņš (neskaitot elektroauto uzlādei nepieciešamo enerģiju) tiek palielināts par 25%.
- **Mazāk akumulācijas.** Atšķirībā no bāzes scenārija tiek pieņemts, ka nenotiek 500 MW HAES izbūve Igaunijā.
- **Lielāka akumulācijas jauda.** Salīdzinājumā ar bāzes scenāriju tiek pieņemta lielāka Igaunijas HAES jauda (+500 MW).
- **Lielāka akumulācijas ietilpība.** Salīdzinājumā ar bāzes scenāriju tiek pieņemta dubulta Igaunijas HAES energoietilpība (pietiekami 24 stundu izlādei).

Savukārt jutības analīze veikta šādiem parametriem:

- 1) **elektroenerģijas pieprasījums $\pm 50\%$** ⁴ no bāzes scenārijā pieņemtās vērtības (ar soli 10 p.p.);
- 2) **VES uzstādītā jauda $+150\%/-50\%$** no bāzes scenārijā pieņemtās vērtības (ar soli 25 p.p.);
- 3) **SES uzstādītā jauda $+150\%/-50\%$** no bāzes scenārijā pieņemtās vērtības (ar soli 25 p.p.).

⁴ Šī izmaiņa attiecas uz elektroenerģijas pieprasījuma pamatvērtību, t. i., bez elektroautomobiļu uzlādes un HAES patēriņa.

Abu modelēšanas pieeju realizācijā lielākoties izmantoti tādi paši galvenie pieņēmumi un ieejas dati. Tostarp ir izmantotas arī tās pašas ilgtermiņa prognozes par ar Baltijas energosistēmu starpsavienoto tirdzniecības apgabalu (Somijas, Zviedrijas (SE4) un Polijas) prognozētajām elektroenerģijas tirgus cenām 2050. gadā. Attiecīgo cenu nozīmīgākie statistiskie parametri apkopoti 1.2. tabulā⁵

1.2. tab. Aprēķinos izmantotie elektroenerģijas tirgus cenu pieņēmumi citos tirdzniecības apgabalos

	Somija	Zviedrija	Polija
Vidējā cena, €/MWh	49,06	48,04	64,64
Mediāna, €/MWh	49,11	47,96	65,31
Standartnovirze, €/MWh	13,31	11,03	11,15

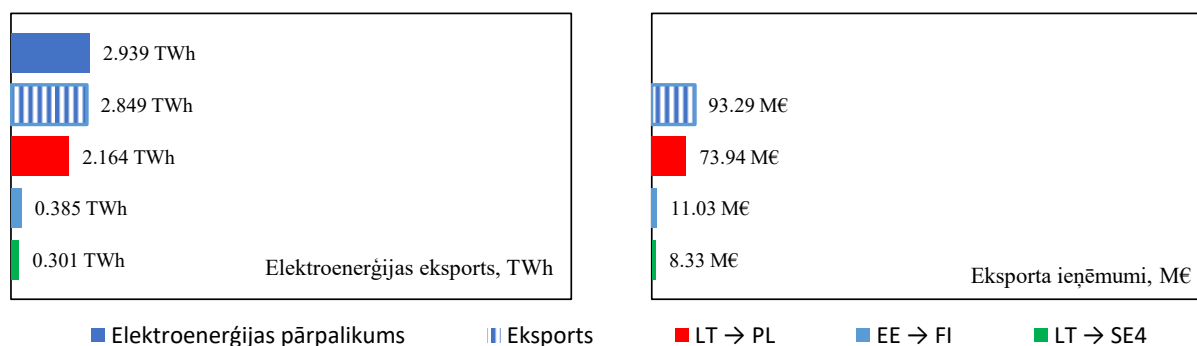
⁵ Importa/eksporta gada vidējo cenu pieņēmumi balstīti uz *SKM Market Predictor* "Long-Term Power Outlook 2019: Nordic and Baltic market 2019-2058" un uz vēsturisko *Nord Pool* cenu analīzes pamata.

2. Rezultāti

2.1. Pamatscenāriju aprēķins ar REM

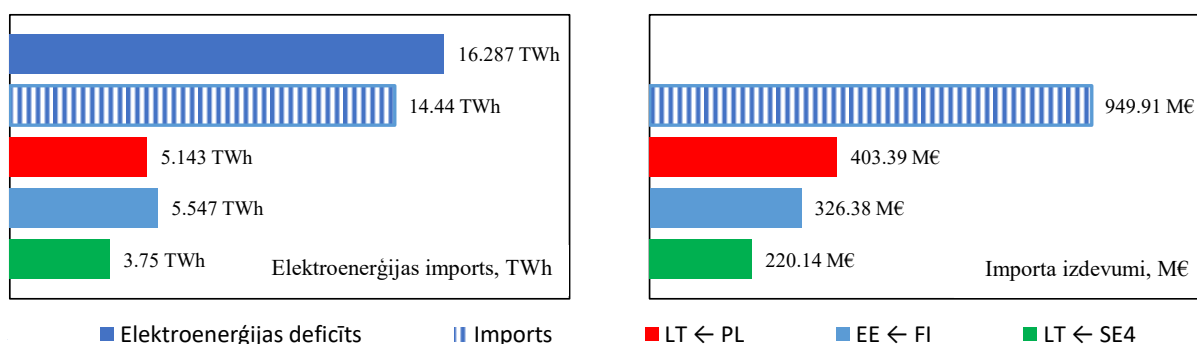
2.1.1. Bāzes scenārijs

Modelētā 2050. gada ietvaros Baltijas valstu enerģosistēmā (BVE), kuru ģenerācijas portfeli dominē AER, veidojas elektroenerģijas pārpalikums 2,939 TWh apmērā (tas atbilst apmēram 7,03% no elektroenerģijas pieprasījuma bāzes scenārija prognozes). Tomēr, ņemot vērā ierobežotu starpsavienojumu jaudu ar kaimiņvalstīm, no šī pārpalikuma eksportēt iespējams ir 96,94% jeb 2,849 TWh. Eksporta sadalījums pa starpsavienojumiem ir šāds: EE → FI 0,38 TWh jeb 13,50%; LT → SE4 0,30 TWh jeb 10,55%; LT → PL 2,16 TWh jeb 75,95%⁶. Attiecīgie lielumi un ar tiem saistītie eksporta ieņēmumi apkopoti 2.1. attēlā.



2.1. att. BVE elektroenerģijas pārpalikums, eksporta apjoms un ieņēmumi (bāzes scenārijs)

Savukārt BVE elektroenerģijas deficīts (pirms importa) 2050. gadā bāzes scenārijā ar REM tiek lēsts ap 16,286 TWh jeb 38,96% no modelētā elektroenerģijas pieprasījuma Baltijā. Pateicoties starpsavienojumiem, ar importu šo deficītu iespējams samazināt par 88,66% (importējot 14,440 TWh elektroenerģijas). Importa sadalījums pa starpsavienojumiem un ar to saistītie izdevumi apkopoti 2.2. attēlā.

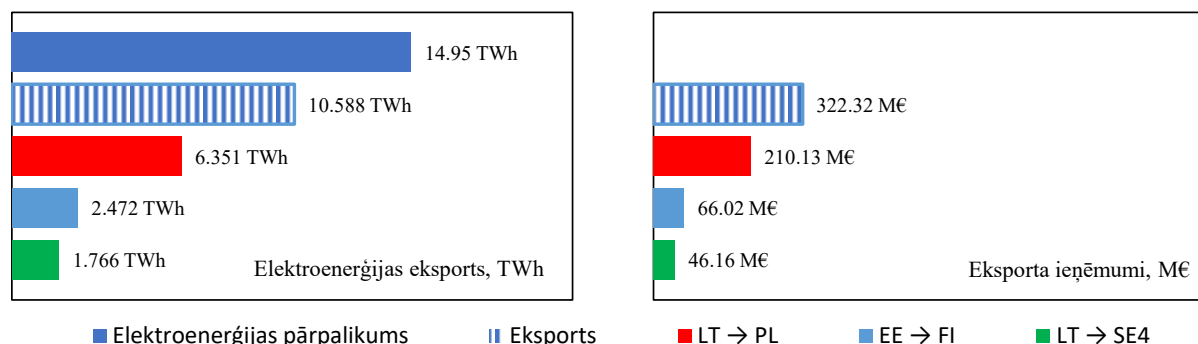


2.2. att. BVE elektroenerģijas deficīts, importa apjoms un ieņēmumi (bāzes scenārijs)

⁶ Šajās vērtībās nav iekļautas elektroenerģijas tranzīta plūsmas.

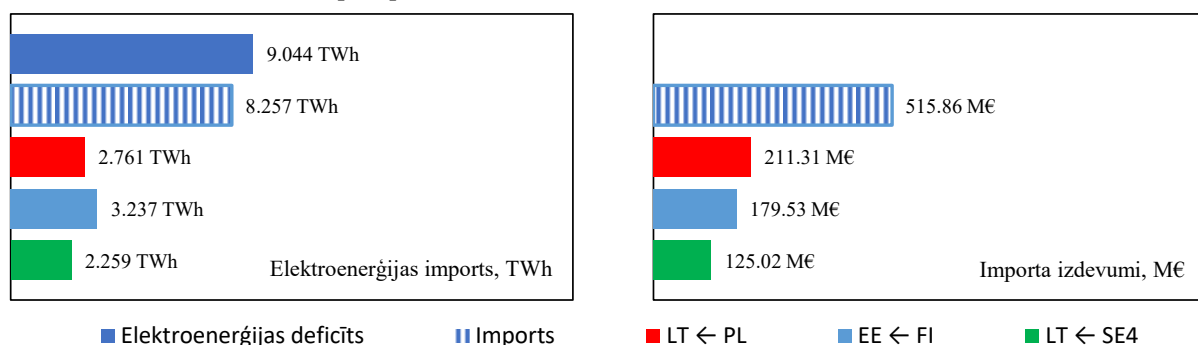
2.1.2. Lieljaudas AER scenārijs

Modelētā 2050. gada ietvaros ar divkārt lielāku uzstādīto VES un SES jaudu BVE veidojas elektroenerģijas pārpalikums 14,950 TWh apmērā (tas atbilst apmērām 35,77% no elektroenerģijas pieprasījuma prognozes). Tomēr, ņemot vērā ierobežotu starpsavienojumu ar kaimiņvalstīm jaudu, no šī pārpalikuma eksportēt iespējams ir 70,83% jeb 10,588 TWh. Eksporta sadalījums pa starpsavienojumiem ir šāds: EE → FI 2,47 TWh jeb 23,35%; LT → SE4 1,77 TWh jeb 16,67%; LT → PL 6,35 TWh jeb 59,98%⁷. Attiecīgie lielumi un ar tiem saistītie eksporta ieņēmumi apkopoti 2.3. attēlā.



2.3. att. BVE elektroenerģijas pārpalikums, eksporta apjoms un ieņēmumi (lieljaudas AER scen.)

Savukārt BVE elektroenerģijas deficīts (pirms importa) 2050. gadā lieljaudas AER scenārijā ar REM tiek lēsts ap 9,044 TWh jeb 21,64% no modelētā elektroenerģijas patēriņa Baltijā. Pateicoties starpsavienojumiem, ar importu šo deficītu iespējams samazināt par 91,30% (atbilstoši importētām 8,257 TWh elektroenerģijas. Importa sadalījums pa starpsavienojumiem un ar to saistītie izdevumi apkopoti 2.4. attēlā.



2.4. att. BVE elektroenerģijas deficīts, importa apjoms un ieņēmumi (lieljaudas AER scen.)

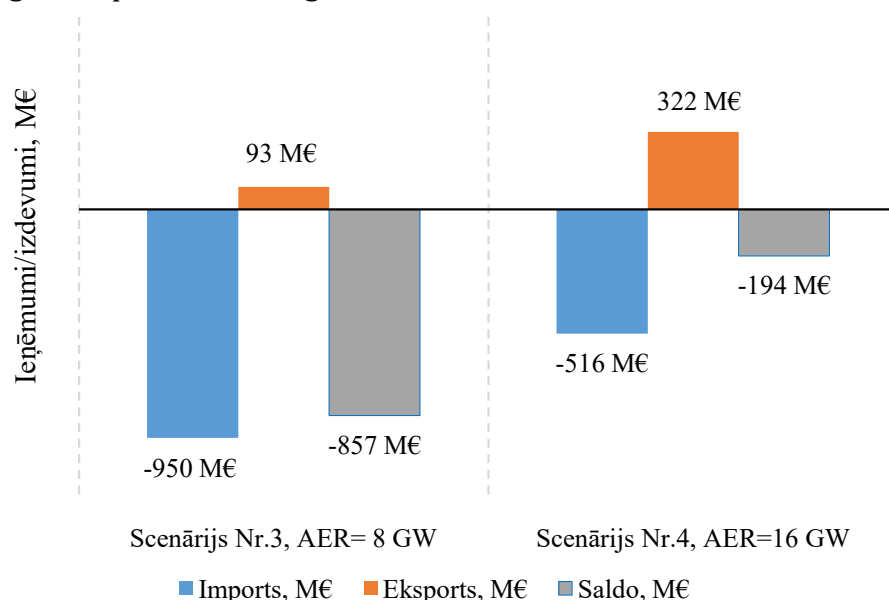
Līdzīgi kā bāzes scenārijā (2.2. att.) arī lieljaudas AER scenārijā (2.4. att.) vislielākie importa izdevumi saistīti ar plūsmām no Polijas. Tas ir divu iemeslu dēļ. Pirmkārt, Polijā 2050. gadā tiek prognozēta visdārgākā elektroenerģija reģionā (atbilstoši 1.2. tabulai). Otrkārt, modeļa rezultātos no Polijas tiek iegūts otrs lielākais importa enerģijas apjoms. Tas varētu šķist paradoksāli, ņemot vērā, ka tā ir dārgāka enerģija. Tomēr lielākais importa apjoms no Polijas,

⁷ Šajās vērtībās nav iekļautas elektroenerģijas tranzīta plūsmas.

salīdzinot ar Zviedriju, ir cieši saistīts ar gandrīz divkārt lielāko prognozēto pārvades jaudu PL-LT savienojumā⁸.

Analizējot 2.1.–2.4. attēlos ilustrētos importa/eksporta finansiālo rādītāju rezultātus, jāņem vērā, ka REM modelī, realizējot importa vai eksporta plūsmas, to cena netiek noteikta pilnīgi vienāda ar attiecīgajā brīdī (tirdzniecības intervālā) sākotnēji prognozēto attiecīgā importa vai eksporta apgabala cenu. Lai aplēstu faktisko prognozēto cenu, sākotnēji pieņemtā cena tiek vienkāršoti pārrēķināta, ņemot vērā modelēto situāciju BVE attiecīgajā stundā⁹.

Abu analizēto scenāriju ar elektroenerģijas eksportu/importu saistītās naudas plūsmas BVE apkopotas 2.5. attēlā. Var konstatēt, ka divkārtšā VES un SES uzstādītā jauda ļauj samazināt izdevumus par elektroenerģijas importu (1,8 reizes), ievērojami palielināt ieņēmumus no eksporta (3,5 reizes), un summārā tirdzniecības balance uzlabojas par vairāk kā 650 M€, kļūstot no ievērojami negatīvas par mēreni negatīvu.



2.5. att. BVE eksporta importa naudas plūsmas divos modelētajos scenārijos (neņemot vērā tranzītu)

2.2. Pamatscenāriju aprēķins ar kopējās optimizācijas modeli

2.2.1. Pieņēmumi

SpineOpt vidē realizētais energosistēmas darbības optimizācijas modelis dod iespēju eksportēt tā rezultātus pēc apstrādes, kas savukārt ļauj aplēst rezultējošo elektroenerģijas tirgus

⁸ Atbilstoši Baltijas PSO sinhronizācijas projektā plānotajam 1000 MW maiņstrāvas savienojumam (esošo 500 MW līdzstrāvas savienojumu pārveidojot par maiņstrāvas un dubultojot tā jaudu) un zemūdens līdzstrāvas kabelim *Harmony Link* ar 700 MW jaudu.

⁹ Vienkāršotais importa/eksporta cenas pārrēķins balstās uz šādu loģisko shēmu: (1) eksporta plūsmas gadījumā tās cena tiek noteikta kā puse no eksporta apgabala cenas, balstoties uz pieņēmumu, ka eksportēta tiek AER enerģija ar gandrīz 0 €/MWh robežizmaksām un šī plūsma tiek cenai izlīdzināties saistītajos tirdzniecības apgabalos; (2) importa gadījumā, ja nav aktivizētas BVE rezerves elektrostacijas, importa plūsma kļūst par cenu noteicošo; (3) importa gadījumā, ja ir aktivizētas rezerves elektrostacijas, par importa plūsmas cenu kļūst vidējā vērtība starp rezerves staciju robežizmaksām un importa apgabala cenu, tādējādi arī imitējot cenu izlīdzināšanos starp abiem tirdzniecības apgabaliem.

cenu katrā modelēšanas (tirdzniecības) intervālā katram no analizētajiem scenārijiem. Tomēr šāds elektroenerģijas vairumtirdzniecības biržas cenas aprēķins situācijai tālā nākotnē (2050. gada scenārijiem) neizbēgami balstās uz virkni pieņēmumu. Praktiski tas nozīmē, ka no analīzes viedokļa būtiskākās ir nevis aprēķinātās tirgus cenu absolūtās vērtībās, bet gan tieši dažādu scenāriju un ieejas parametru jutīguma rezultātu savstarpējais salīdzinājums.

Šajā nodaļā izklāstītā tirgus cenu modelēšana balstās uz šādiem būtiskākajiem pieņēmumiem:

- elektroenerģijas vairumtirdzniecības cena tiek noteikta pēc analoga principa, kā tas notiek mūsdienās Eiropas elektroenerģijas biržās, t. i., pieprasījuma un piedāvājuma līkņu krustpunktā, tātad cenu nosakot dārgākajam pieņemtajam piedāvājumam;
- elektroenerģijas tirgus ir efektīvs – tas nozīmē, ka tā dalībnieki ģenerācijas pusē par savas izstrādes prasīto pārdošanas cenu nosaka savas īstermiņa robežizmaksas¹⁰;
- izņēmums šim principam ir enerģijas akumulācijas elektrostacijas, kurām, kļūstot par pēdējo aktivizēto ražošanas vienību, elektroenerģijas pārdošanas cena modelī tiek noteikta starp iepriekšējo pieņemto un pirmo nepieņemto piedāvājumu proporcionāli tam, cik enerģijas no akumulācijas ir nepieciešams tirgus līdzsvara sasniegšanai¹¹;
- vadāmo ģenerācijas avotu un akumulācijas staciju darba režīmi (t. i., piedāvājumi) tiek aprēķināti, atrisinot energosistēmas izmaksu minimizācijas uzdevumu;
- modeļa telpiskais tvērums ietver tikai Baltijas valstis, tāpēc imports no un eksports uz Zviedriju, Somiju un Poliju tiek modelēts, ņemot vērā caurlaides spējas un prognozi par ikstundas elektroenerģijas cenu 2050. gadā katrā no šiem apgabaliem¹²;
- pārvades tīkls Baltijas valstu iekšienē līdz 2050. gadam ir attīstīts tādā mērā, ka ļauj uzskatīt Latviju, Lietuvu un Igauniju par faktiski vienotu tirdzniecības apgabalu;
- ja elektroenerģijas piedāvājums, akumulētā enerģija un importa iespējas ir nepietiekamas pieprasījuma segšanai, tad par tirgus cenu tiek noteikta maksimālā cena, kuru var interpretēt divējādi – kā papildu rezerves staciju aktivizēšanas izmaksas (par īpaši augstu cenu) vai, alternatīvi, kā kompensāciju pieprasījuma reakcijas rezultātā atslēgtai slodzei;
- minimālā cena ir ierobežota ar 0 €/MWh, pieņemot, ka AER elektrostacijas nesaņem subsīdijas par saražoto enerģiju un ka Baltijas valstīs nav elektrostaciju, kuru apturēšana varētu būt tehniski nevēlama (kā tas varētu būt, piemēram, atomelektrostacijām), tādējādi netiek iesniegti negatīvu cenu piedāvājumi.

¹⁰ Robežizmaksas (angļu val. – *marginal costs*), kas pamatā sastāv no mainīgajām ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksām un, ja attiecināms, kurināmā izmaksām un emisijas kvotu cenām.

¹¹ Enerģijas akumulācijas stacijas no citām elektrostacijām, kas nepatērē kurināmo, atšķiras ar to, ka to mainīgās izmaksas nevar ierobežot tikai ar uzturēšanas un ekspluatācijas izmaksām, jo galvenā saražotās elektroenerģijas izmaksu komponente tām ir iepriekš (vai vēlāk) rezervuāra/akumulatora uzlādei iepirtās elektroenerģijas izmaksas. Tā kā pilna cikla lietderības koeficients akumulācijas elektrostacijām ir zem 100% (piemēram, Kroņus HAES – 74%), tad summāri jāiepērk ir vairāk elektroenerģijas, nekā var pārdot.

¹² Tiek modelēta arī elektroenerģijas tranzīta iespēja, ievērojot, ka elektroenerģijas tirgus plūsmas vienmēr ir virzienā no tirdzniecības apgabala ar zemāku cenu uz augstākas cenas apgabalu.

Dažādu veidu elektrostaciju robežizmaksu pieņēmumi ir orientējoši, jo to galvenais mērķis ir sakārtot ģenerējošos avotus to izdevīguma secībā¹³, kas cita starpā arī nosaka, kādā secībā (proti, sākot ar augstāko cenu) šo staciju izstrāde tiek ierobežota AER pārprodukcijas gadījumos. Attiecīgās elektrostacijas un to pieņemtās robežizmaksas apkopotas 2.1. tabulā.

2.1. tab. Sākotnējie elektroenerģijas ražošanas robežizmaksu pieņēmumi

Avots	Vējš	Saule	Ūdens	Biomasa/ biogāze	Dabagāze	Balans. avots
Elektrostacija(s), to grupas	VES	SES	HES	BES	Rezerves elektrost.	–
Robežizmaksas, €/MWh	0	1	4 ¹⁴	10 ¹⁵	120–122 ¹⁶	500

Atbilstoši 2.1. tabulai par cenas griestiem (t. i., par īpaši reti darbināmas rezerves elektrostacijas aktivizāciju vai par pieprasījuma reakcijas kompensāciju¹⁷) noteikti 500 €/MWh. Atbilstoši nākamās dienas tirgus noteikumiem, ja nepietiek elektroenerģijas piedāvājuma, lai segtu pieprasījumu (t. i., nekrustojas pieprasījuma/piedāvājuma līknes), tad par cenu tiek noteikta maksimālā iespējamā cena (pašlaik 3000 €/MWh) un visi pieprasījuma bidi tiek proporcionāli samazināti. Tātad būtisks pieņēmums šajā nodevumā izklāstītajā cenu modelēšanā ir tas, ka tāda situācija neiestāsies. Taču rezultātu izklāstā tiks novērtēta šī pieņēmuma ietekme.

Jāatgādina, ka papildus 2.1. tabulā apkopotajiem faktoriem, Baltijas elektroenerģijas tirdzniecības apgabala tirgus cenas veidošanā ir iesaistītas arī importa un eksporta plūsmas ar kaimiņvalstīm. To cenas var mainīties katrā tirdzniecības intervālā. Pieņēmumi par prognozēto elektroenerģijas cenu Somijā, Zviedrijā un Polijā atrodami iepriekš dotajā 1.2. tabulā. No metodoloģijas viedokļa šajā modelī atšķirībā no REM pieejas ir precīzāks tirgus darbības atainojums, tostarp veicot elektroenerģijas cenas pārrēķinu Baltijas tirdzniecības apgabalos. Tas neizbēgami ietekmē arī ieņēmumus/izdevumus par starpvalstu plūsmām, taču tas dod iespēju salīdzināt abu pieeju rezultātus to savstarpējai validācijai.

2.2.2. Modelētās cenas

2.2. tabulā atainoti rezultāti 1. nodaļā definētajam bāzes un lieljaudas AER scenārijam.

¹³ angļu val. – *merit order*

¹⁴ Hidroelektrostaciju īstermiņa mainīgās izmaksas ir nedaudz lielākas kā VES un SES; konkrētais pieņēmums veikts, analizējot vēsturiskos *Nord Pool* cenu datus.

¹⁵ Biomasas un biogāzes koģenerācijas staciju primārais uzdevums ir siltumenerģijas ražošana, savukārt kurināmā cena atkarīga no konkrētā izmantotā resursa un tā iegūšanas veida. Aprēķinos izmantots optimistisks mainīgo cenu pieņēmums.

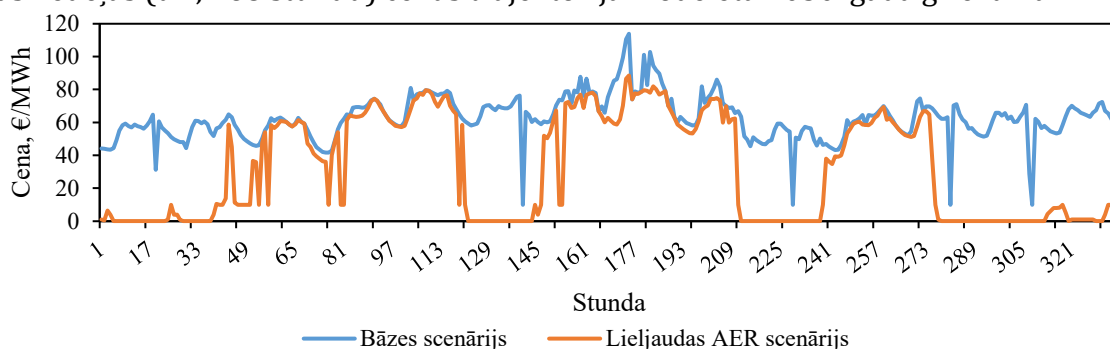
¹⁶ [IEA, Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector, 2021](#); parametrs ietver kurināmā, emisijas kvotu, ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas par saražoto elektroenerģijas vienību (1 MWh); šī parametra ietekme tiks vērtēta sīkāk.

¹⁷ Tas var izpausties kā palielināts pieprasījuma puses elastīgums, piedaloties tirgū ar agregatora starpniecību vai kā elastīga pieprasījuma līkne, kas atkarīga no tirgus cenas (netiešā pieprasījuma reakcija).

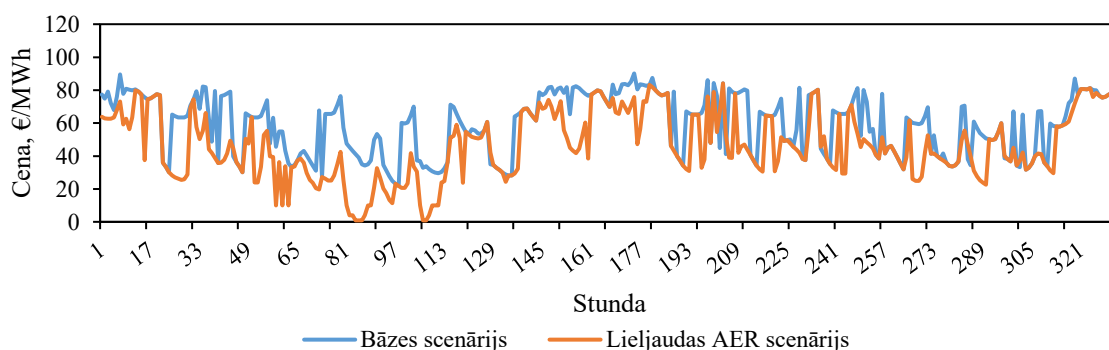
2.2. tab. Modelētā elektroenerģijas tirgus cena Baltijā bāzes un lieljaudas AER scenārijā

	Bāzes scenārijs	Lieljaudas AER scenārijs
Vidējā cena, €/MWh	59,35	42,02
Vidējā svērtā cena ¹⁸ , €/MWh	59,91	42,16
Mediāna, €/MWh	58,82	48,45
Standartnovirze, €/MWh	15,50	25,71

Bāzes scenārijā BVE uzstādītā SES jauda 2050. gadā ir 2 GW, bet VES – 6 GW, savukārt lieljaudas AER scenārijā šīs jaudas ir dubultotas uz attiecīgi 4 GW un 12 GW. No 2.2. tabulā parādītajiem rezultātiem var izdarīt divus galvenos secinājumus. Pirmkārt, ievērojama AER jaudu palielināšana rada vērā ņemamu elektroenerģijas tirgus cenas kritumu (salīdzinot abus scenārijus, elektroenerģijas izmaksas samazinās par 29,62%). Otrkārt, ievērojamais nepastāvīga rakstura ģenerācijas (VES un SES) jaudu kāpums izraisa ievērojamu cenu svārstību pieaugumu (2.2. tabulā to raksturo standartnovirze). To, kā palielinās elektroenerģijas tirgus cenu svārstīgums, ilustrē arī 2.6. un 2.7. attēlos atainotā ikstundas cenu dinamika abos scenārijos divu nedēļu periodā attiecīgi janvārī (ziemā) un jūlijā (vasarā); savukārt 2.8. att. parādīta slidošās vidējās nedēļas (t. i., 168 stundu) cenas trajektorija modelētā 2050. gada griezumā.

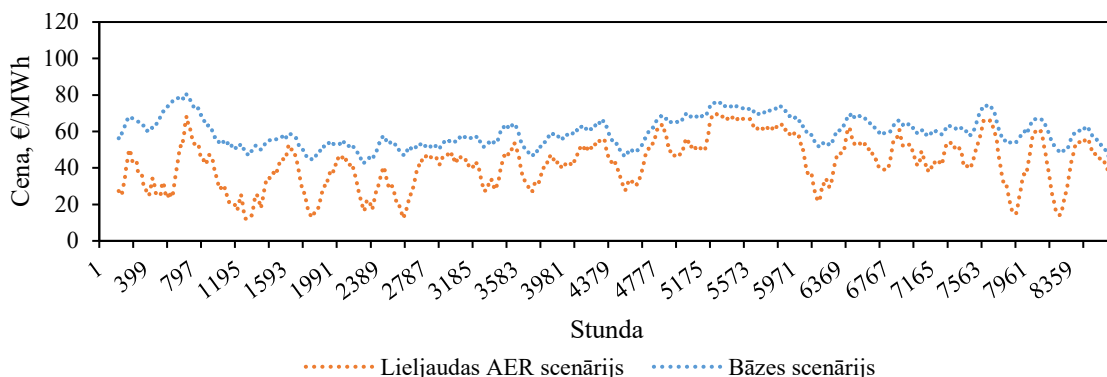


2.6. att. Abos scenārijos modelētā ikstundas elektroenerģijas tirgus cena divās nedēļās ziemā



2.7. att. Abos scenārijos modelētā ikstundas elektroenerģijas tirgus cena divās nedēļās vasarā

¹⁸ Vidējās svērtās cenas aprēķinā nav iekļauts elektroenerģijas patēriņš tās akumulācijai.



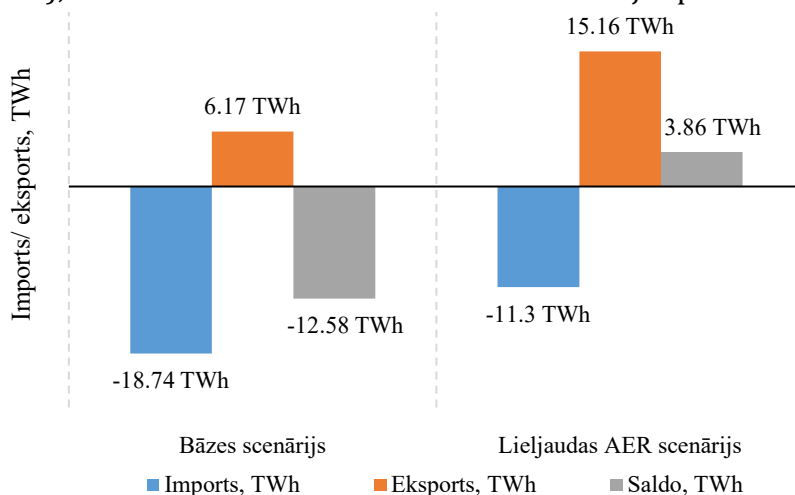
2.8. att. Abos scenārijos modelētā slidošā vidējā (nedēļas) elektroenerģijas tirgus cena

AER uzstādīto jaudu palielināšana noved pie tā, ka lieljaudas AER scenārijā 11,25% stundu tirgus cenu nosaka VES (t. i., atbilstoši pieņēmumiem šajās stundās cena ir 0 €/MWh). Pārāk ilgstoša pārmērīgi zemu cenu situācija tomēr nebūtu vēlama, jo apdraudētu AER elektrostaciju rentabilitāti un neveicinātu jaunas investīcijas elektroenerģijas ražotnēs. Tomēr vidējie cenu līmeņi (2.8. att.) rāda, ka kopumā tās saglabājas racionālas (gada vidējā – 42,02 €/MWh).

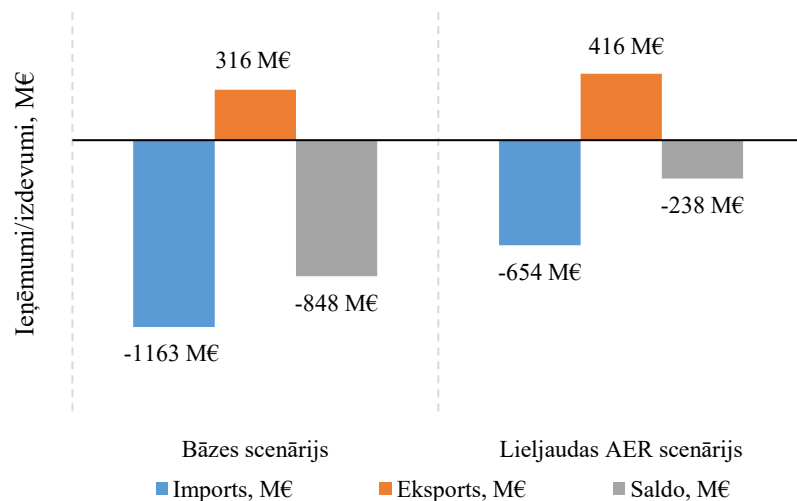
2.2.3. Elektroenerģijas eksporta/importa novērtējums

Nākamajos attēlos parādīti modelētie Baltijas valstu energosistēmas (BVE) elektroenerģijas eksporta/importa apjomi 2050. gadā (2.9. att.) un ar tiem saistītās naudas plūsmas (2.10. att.). Līdzīgi kā ar REM pieeju veiktajos aprēķinos VES un SES uzstādīto jaudu dubultošana elektroenerģijas fizikālo bilanci izmaina no negatīvas uz pozitīvu. Tanī pat laikā tas neļauj iegūt pozitīvu tirdzniecības bilanci, jo deficīta brīžos tiek importēta elektroenerģija par lielākām cenām nekā tās, par kurām pārpalikuma brīžos to var pārdot (t. i., eksportēt).

Savukārt no bāzes un lieljaudas AER scenāriju salīdzināšanas iegūstamās atziņas ir kopumā līdzīgas ar REM modeli iegūtajām. Proti, var konstatēt, ka divkārtša VES un SES uzstādītā jauda ļauj samazināt izdevumus par elektroenerģijas importu (1,8 reizes), palielināt ieņēmumus no eksporta (1,3 reizes), un summārā tirdzniecības balance uzlabojas par vairāk kā 600 M€.



2.9. att. Ar SpineOpt modeli iegūtais BVE elektroenerģijas importa/eksporta apjoms abos scenārijos



2.10. att. Ar *SpineOpt* modeli iegūtā BVE eksporta/importa naudas plūsma abos scenārijos

Salīdzinot kopējās optimizācijas modeļa rezultātus (2.10.att.) ar iepriekš no REM iegūtajiem attiecīgajiem rezultātiem (2.1.2. apakšnodaļā), var konstatēt atšķirības. Tās izriet no citādas modelēšanas pieejas un trim galvenajiem apsvērumiem, kas jāievēro šajā apakšnodaļā iztirzāto rezultātu kontekstā:

- 1) tiek ņemtas vērā tranzīta plūsmas (tādēļ ir lielāki eksporta/importa apjomi);
- 2) tiek veikts elektroenerģijas tirgus cenu pārrēķins ar tirgus modeli (tādēļ var rēķināties ar mazākiem ienākumiem par vienu eksporta enerģijas vienību lielas AER izstrādes laikā un lielākiem izdevumiem par enerģijas vienību tad, kad ir elektroenerģijas deficīts un/vai tiek iedarbinātas rezerves elektrostacijas);
- 3) akumulācijas elektrostaciju dalība tirgū tiek optimizēta no kopējā labuma viedokļa (šis faktors darbojas kā nosacīts pretsvars abiem iepriekšējiem apsvērumiem,).

Šiem dažādajiem faktoriem uz galarezultātiem ir atšķirīgas iedarbes, tomēr rezultējošais efekts ir tāds, ka ar *SpineOpt* modeli tiek imitēti ievērojami lielāki gan elektroenerģijas importa, gan eksporta apjomi, attiecīgi lielāki ir arī ieņēmumi un izdevumi par elektroenerģijas pārrobežu tirdzniecību. Tiesa gan, summārais tirdzniecības saldo finansiālā izteiksmē ar abām modelēšanas pieejām iegūts līdzīgs. Šis apsvērums ļauj turpmākos aprēķinus papildu scenārijiem un jutīguma analīzei veikt tikai ar vienu no aprakstītajām modelēšanas pieejām, šim nolūkam izvēloties *SpineOpt* vidē izveidoto modeli, kurš ir labi piemērots dažādu scenāriju paralēlam aprēķinam un elektroenerģijas tirgus cenas aplēsei.

2.3. Papildu scenāriji

Ar kopējās optimizācijas modeli iegūto elektroenerģijas tirgus cenu statistiskie parametri dažādiem papildu scenārijiem ir apkopoti 2.3. tabulā.

2.3. tab. Modelētā elektroenerģijas tirgus cena Baltijā papildu scenārijos salīdzinājumā ar bāzes scen.

	Starpsav. atteice	Izolēta darbība	Palielināts piepr.	Mazāk akumul.	Lielāka akumul. jauda	Lielāka akumul. enerģija
Δ vidējā cena, €/MWh (%)	+5,04 (+8,49%)	+204,62 (+344,77%)	+12,70 (+21,39%)	+0,51 (+0,85%)	-0,47 (-0,79%)	+0,03 (+0,05%)
Δ vidējā svērtā cena, €/MWh (%)	+5,28 (+8,81%)	+209,87 (+350,32%)	+13,36 (+22,31%)	+0,66 (+1,10%)	-0,54 (-0,90%)	+0,03 (+0,04%)
Δ mediāna, €/MWh (%)	+0,53 (+0,91%)	+89,50 (+152,15%)	+7,81 (+13,27%)	-0,01 (-0,02%)	-0,22 (-0,38%)	0,00 (-)
Δ standartnovirze, €/MWh (%)	+22,27 (+143,70%)	+190,49 (+1228,99%)	+10,35 (+66,78%)	+1,63 (+10,50%)	-0,58 (-3,74%)	-0,26 (-1,71%)

Salīdzinot šos papildu scenārijus ar bāzes scenāriju, var izdarīt virkni secinājumu.

- **Starpsavienojumu atteices** scenārijā, kurā modelēta elektropārvades līniju (starp Baltijas valstīm un Zviedriju, Somiju, kā arī Poliju) nepilnīga pieejamība¹⁹, ir novērojams elektroenerģijas cenas pieaugums virs 8%, salīdzinot ar bāzes scenāriju, kurā pieņemta nepārtraukta pilnvērtīga starpsavienojumu pieejamība elektroenerģijas tirgum.

Tomēr ļoti liels pieaugums ir vērojams elektroenerģijas cenu izkliedē, standartnovirzei pieaugot par 143,74%. Tas skaidrojams ar to, ka, ja starpsavienojumu pieejamība ir ierobežota laikā, kad ir liels vietējais pieprasījums un/vai salīdzinoši maza vietējā ģenerācija, tas rezultējas straujos cenas lēcienos.

- **Izolētas darbības** scenārijā vērojamas ļoti augstas elektroenerģijas tirgus cenas, tai pieaugot par vidēji gandrīz 345% salīdzinājumā ar bāzes scenāriju (lai gan mediāna pieaug divkārt mazāk – par apmēram 152%).

Tāpat ir novērojams arī ārkārtīgi liels cenu svārstīgums. Īpaši augstās cenas skaidrojamas ar ievērojamo elektroenerģijas deficītu²⁰, kas tiek piedzīvots 34,82% no modelētajām stundām šajā scenārijā. Atbilstoši sākotnējiem pieņēmumiem šajos tirdzniecības intervālos par marginālo un cenu noteicošo ražošanas vienību kļūst īpaši dārgas rezerves elektrostacijas vai finansiāli kompensēta patēriņa atslēgšana pieprasījuma reakcijas ietvaros.

Tomēr šāds darba režīms Baltijas energosistēmai nav ilgstoši vēlams un drīzāk uzskatāms par ārkārtas situāciju, tādēļ arī šī scenārija rezultātiem un teorētiskajiem cenu aprēķiniem šādā situācijā gada griezumā ir drīzāk tikai informatīvs raksturs. Turklāt maksimālais vienas stundas ietvaros sedzamais deficīts modelētajā gadā ir 3,426 GW. Tik lielas papildu²¹ rezerves jaudas uzturēšana nebūtu racionāla no ekonomiskā viedokļa.

¹⁹ Tas ir reālistisks pieņēmums un ataino gan atsevišķu elektropārvades līniju retu pilnīgu atteici, gan periodisku to caurlaides spējas samazinājumu, kādi var tikt pieredzēti dažādu apstākļu dēļ.

²⁰ Šāda režīma sekas no jaudu pietiekamības viedokļa iztirzātas projekta "FutureProof" nodevumā D1.3.

²¹ Papildus jau pieņemtajām 1,5 GW rezervēm.

- **Palielinātā pieprasījuma** scenārija rezultāti parāda, ka, palielinot elektroenerģijas pieprasījumu (izņemot elektrisko automobiļu uzlādei nepieciešamo) par 25%, modelētās elektroenerģijas tirgus cenas Baltijā pieaug par 21,39% jeb vidēji par 12,70 €/MWh. Rezultāts ir likumsakarīgs, taču elektroenerģijas pieprasījuma izmaiņas ilgtermiņā (līdz 2050. gadam) ir nezināms un grūti prognozējams parametrs. Tāpēc 2.4.1. apakšnodaļa veltīta detalizētākai tā ietekmes un cenu aplēsei, veicot jutības analīzi.
- Scenārijā ar **mazāk akumulācijas** elektrostacijām, pieņemot, ka 500 MW HAES Igaunijā tomēr netiek uzbūvēta, var novērot, ka tas izraisa samērā nelielu (0,85% jeb 0,51 €/MWh) cenu kāpumu. Tas visdrīzāk skaidrojams ar to, ka pie noteiktā pārtaukumainas dabas AER īpatsvara energosistēmā (atbilstoši bāzes scenārijam) kopumā jau ir pietiekami ar 1125 MW²² akumulācijas elektrostaciju, kurā var akumulēt 10 800 MWh enerģijas. Tā kā aprēķinos pieņemtais HAES rezervuāru tilpuma izmantošanas plānošanas laiks ir viena nedēļa²³, papildu elastīgums ar tādu pašu realizācijas periodu dod samērā mazu efektu. Var lēst, ka lielāku papildu labumu varētu gūt ar ilgtermiņa (t. i., sezonālas) enerģijas akumulācijas izmantošanu, piemēram, uzkrājot vasarā iegūto saules enerģiju izmantošanai ziemas mēnešos. Tiesa gan, ilgtermiņa enerģijas akumulācijas risinājumi ir visracionālākie tad, ja tiek izmantota dažādu energoapgādes sistēmu sinerģija, piemēram, izmantojot no AER ražotas elektroenerģijas pārpalikumu siltumenerģijas ilgtermiņa akumulācijai. Tādējādi ilgtermiņa enerģijas akumulācija, lai gan lietderīga no energoapgādes kopējās efektivitātes viedokļa, negarantē lielu pozitīvu ietekmi uz elektroenerģijas tirgus cenu samazināšanu.
- Atbilstoši iepriekš spriestajam, scenārijos ar dubultotu Igaunijas HAES jaudu (**lielāka akumulācijas jauda**) un uzkrājēja ietilpību (**lielāka akumulācijas enerģija**) ir novērojama maza ietekme uz elektroenerģijas tirgus cenām – attiecīgi samazinājums par 0,79% (0,47 €/MWh) pirmajā gadījumā un 0,05% (0,03 €/MWh) pieaugums otrajā. Otrais rezultāts ar minimāli pieaugošu elektroenerģijas cenu scenārijā ar papildu akumulācijas ietilpību, ir pretējs šķietami sagaidāmajam. Tam ir divi galvenie iemesli. Pirmkārt, kā jau iepriekš tika secināts, modelētajos apstākļos nav lielas nepieciešamības pēc papildu enerģijas īstermiņa/vidēja termiņa²⁴ akumulācijas. Otrkārt, tomēr var secināt, ka papildu akumulācija samazina elektroenerģijas cenas svārstības (šajā piemērā par 1,71%). Tātad šajā scenārijā novērojama situācija, kad ir

²² Atbilstoši Kroņu HAES pēc 5. hidroagregāta uzstādīšanas.

²³ Modeļa optimizācijas procesa matemātiskie nosacījumi pagēr, ka katra plānošanas (optimizācijas) perioda beigās rezervuārā akumulētās enerģijas apjomam jāatgriežas vismaz 50% līmenī.

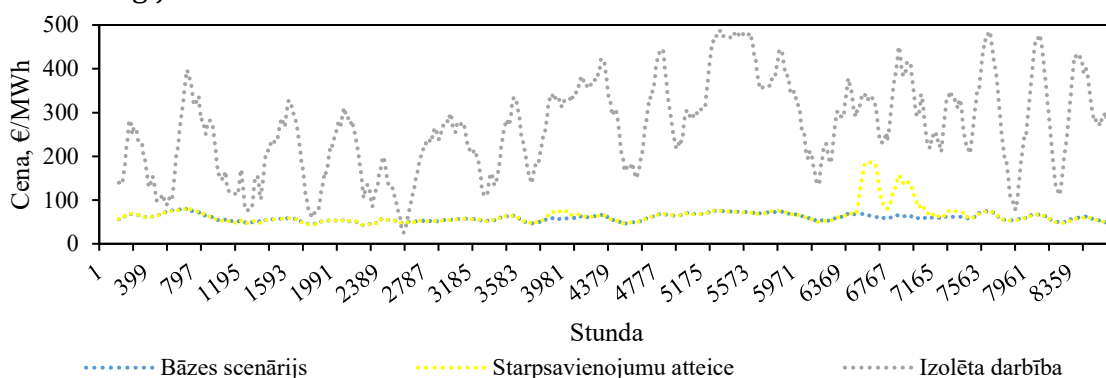
²⁴ Ar īstermiņa saprotot minūtes... stundas, ar vidēja termiņa – nedēļas...mēneša, bet ar ilgtermiņa – ilgākus laika periodus.

sasniegtas mazākas energosistēmas darbības (mainīgās) izmaksas, tirgus cenām tomēr nedaudz pieaugot²⁵.

Tomēr šo rezultātu interpretācijā jāņem vērā fakts, ka *SpineOpt* vidē izveidotais energosistēmas modelis prezumē to, ka ir iespējams perfekti prognozēt energosistēmu ietekmējošos procesus (tādus kā pieprasījums, AER izstrāde, elektroenerģijas tirgus cena citos apgabalos) vismaz vienas nedēļas periodam. Tādēļ realitātē nepieciešamais enerģijas akumulācijas apjoms arī vidēja termiņa akumulācijai visdrīzāk ir lielāks, jo praktiskā darbībā jāņem vērā arī nepieciešamība balansēt īstermiņa svārstības un prognožu kļūdas, tostarp arī piedaloties tekošās dienas un balansēšanas tirgos.

2.11. attēlā salīdzināta slidošās septiņu dienu vidējās elektroenerģijas cenas trajektorija bāzes scenārijā un divos no papildu scenārijiem. Scenārijā, kur pieņemtas reālistiskas starpsavienojumu atteices, caurlaides spējas ierobežojumi ir kopumā reta parādība, taču, kā parāda attēls, tām var būt ļoti nozīmīga ietekme uz elektroenerģijas cenu.

Savukārt nereālistiskais izolētās darbības scenārijs atklāj sagaidāmu, bet interesantu parādību. Proti, dažkārt noteiktos apstākļos starpsavienojumu esamība var elektroenerģijas tirgus cenu Baltijā paaugstināt, nevis samazināt. Tas notiek, piemēram, tad, kad lētāko AER izstrāde būtu pietiekama Baltijas elektroenerģijas pieprasījuma segšanai par zemu vai gandrīz nulles cenu, bet eksporta iespēju dēļ tiek aktivizētas arī dārgākas elektrostacijas vai izlietota akumulētā enerģija.



2.11. att. Atsevišķos papildu scenārijos modelētā slidošā vidējā (nedēļas) elektroenerģijas tirgus cena

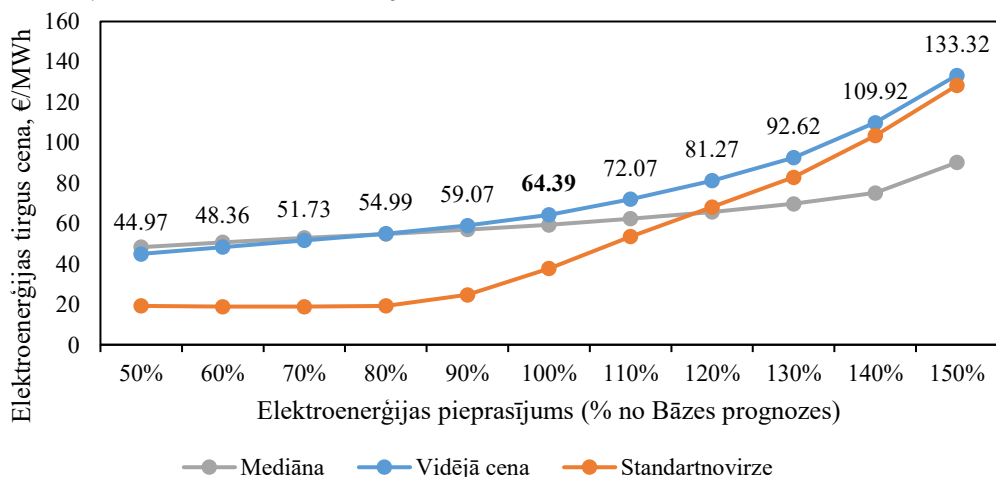
Starpsavienojumu caurlaides spēju ierobežojumi ir izkristalizējušies kā nozīmīgs tirgus apstākļu modelēšanas parametrs, jo to ievērošana ļauj atklāt retas, bet nozīmīgas izmaiņas energosistēmas un elektroenerģijas tirgus darbībā. Šī iemesla dēļ turpmāk izklāstītajā jutības analizē par pamatscenāriju tiek uzskatīts tieši **starpsavienojumu atteices** scenārijs.

²⁵ Tas skaidrojams ar to, ka optimizācijas modeļa minimizējamā mērķfunkcija ir energosistēmas darbības izmaksas, nevis tirgus cena. Energosistēmas darbības izmaksas atšķirībā no tirgus cenas ir mazākā mērā atkarīgas no pēdējās pieņemtās vienības robežizmaksām. Vienkāršots teorētisks šī principa piemērs: ja energosistēmā ir trīs avoti ar robežizmaksām attiecīgi 10 (avots A), 11 (avots B) un 12 €/MWh (avots C), tad stundā, kurā 10 MWh patēriņu sedz 1 MWh no A un 9 MWh no B, summārās izmaksas ir 109 € un tirgus cena 11 €/MWh, savukārt stundā, kurā patēriņu sedz 9 MWh no A un 1 MWh no C, summārās izmaksas ir 102 €, bet tirgus cena 12 €/MWh.

2.4. Jūtības analīze

2.4.1. Rezultātu atkarība no pieņēmumiem par elektroenerģijas patēriņu

2.12. attēlā atainota modelētās 2050. gada vidējās elektroenerģijas tirgus cenas statistisko parametru atkarība no elektroenerģijas pieprasījuma prognozes izmaiņām²⁶ (grafikā atsevišķi norādītas gada vidējās aritmētiskās cenas).

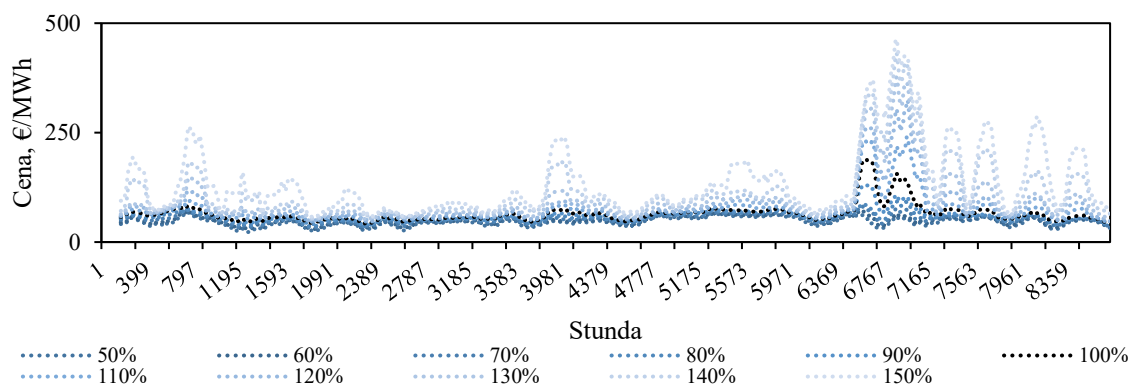


2.12. att. Modelētās elektroenerģijas cenas statistiskie parametri, variējot elektroenerģijas pieprasījumu

Kā jau sagaidāms, pieprasījuma palielināšana izraisa Baltijas valstu vidējās elektroenerģijas tirgus cenas palielināšanos. Taču 2.12. attēls ļauj secināt, ka tas lielā mērā notiek tamdēļ, ka strauji aug cenas tieši dārgākajās stundās (t. i., tad, kad ir īpaši negatīva AER izstrādes un elektroenerģijas pieprasījuma starpība un/vai ierobežota starpsavienojumu caurlaides spēja). Tas izriet no grafikā novērojamā fakta, ka mediānas pieaugums ir daudz lēzenāks nekā vidējā aritmētiskā cena. Mediāna kā rādītājs labāk raksturo cenas izmaiņas tieši “normālajās” stundās. Šo divu statistisko parametru salīdzinājums arī parāda, ka, sākot no apmēram 90% pieprasījuma (un vairāk) cenu izkliedei ir aizvien lielāka nosliece lielu cenu virzienā. Savukārt cenu izkliedi kā tādu raksturojošais standartnovirzes parametrs ir gandrīz nemainīgs pieprasījumam 50%–80% apmērā no bāzes prognozes, bet pēc tam vienmērīgi kāpj un pie maksimālā 150% pieprasījuma sasniedz jau vērtību, kas gandrīz vienāda ar vidējo cenu, norādot uz ļoti lielu cenu svārstīgumu šajā scenārijā.

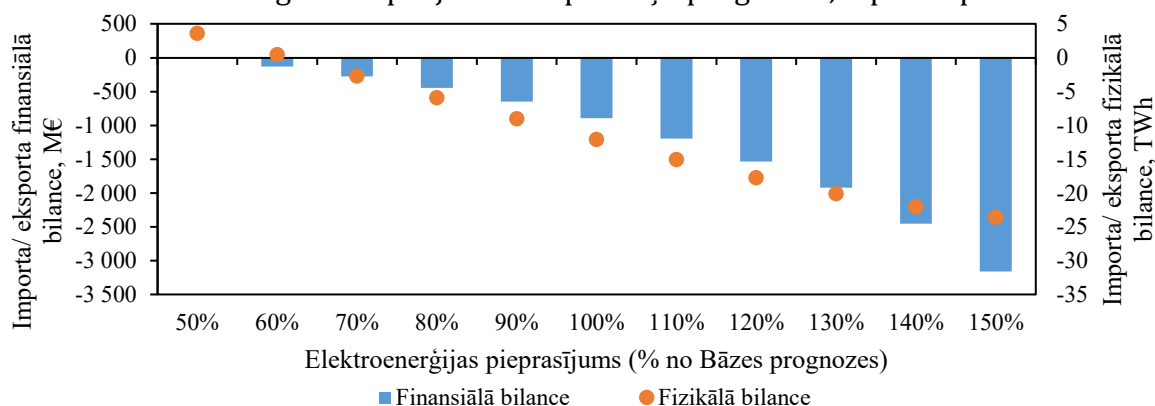
Minētos apsvērumus apstiprina arī 2.13. attēls, kurā atainota slīdošā vidējā elektroenerģijas tirgus cena (ar 168 stundu jeb nedēļas periodu). Kāpinot pieprasījumu, cenas kopumā šķietami aug mēreni, taču cenu pīķi kļūst aizvien augstāki, turklāt, palielinot pieprasījumu aizvien vairāk, parādās jauni cenu pīķu apgabali tādos laikos modelētajā 2050. gadā, kad iepriekš pie zemāka pieprasījuma līmeņa cenas bija līdzvērtīgas caurmēra vērtībām.

²⁶ Par norādīto apjomu tiek mainīta tikai elektroenerģijas pieprasījuma bāzes daļa, t. i., izmaiņas neattiecinot uz elektrisko automobiļu enerģijas patēriņu un akumulācijas staciju enerģijas pieprasījumu.



2.13. att. Modelētā slīdošā vidējā (nedēļas) elektroenerģijas tirgus cena pie dažāda el. en. pieprasījuma

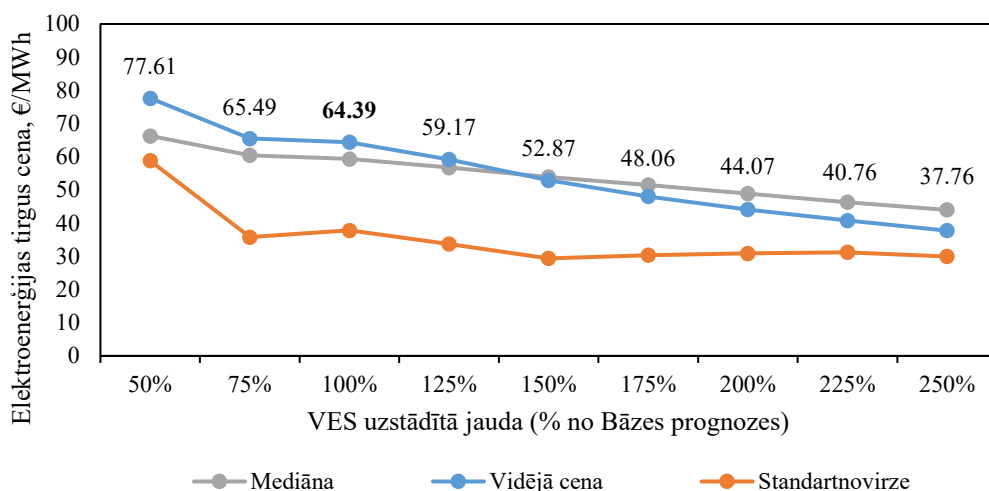
Savukārt 2.14. attēlā atainota modelētā elektroenerģijas importa/eksporta balance BVE, kas gandrīz visus scenārijos ir negatīva. Acīmredzot, bāzes pieņēmumi par AER uzstādītajām jaudām (2 GW SES, 6 GW VES, kā arī esošie HES un citi AER) 2050. gadā nav pietiekami pozitīvas bilances nodrošināšanai gandrīz pie jebkādas patēriņa prognozes, tāpēc imports ir nozīmīgs.



2.14. att. BVE importa/eksporta balance, variējot elektroenerģijas pieprasījumu

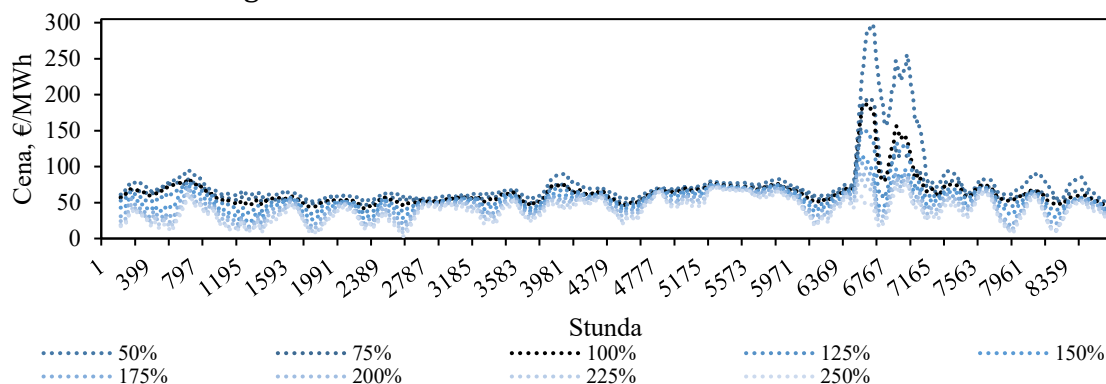
2.4.2. Rezultātu atkarība no pieņēmumiem par VES uzstādīto jaudu

Līdzīgi kā iepriekš pieprasījumam varam vērtēt rezultātu jutīgumu arī atkarībā no citiem parametriem. 2.15.–2.17. attēlos atainoti cenu modelēšanas rezultāti, kas iegūti, variējot pieņēmumu par uzstādīto VES jaudu robežās +150%/–50% no bāzes pieņēmuma (6 GW). Pakāpeniska uzstādītās VES jaudas palielināšana izraisa gandrīz vienlīdz vienmērīgu (tuvināti lineāru) vidējās elektroenerģijas tirgus cenas samazināšanos. Pie 150% VES jaudas (9 GW) modelētās elektroenerģijas cenas mediāna kļūst lielāka par vidējo vērtību (2.15. att.). Apmēram no šī punkta var konstatēt arī to, ka modelētās cenas standartnovirze, tālāk palielinot VES jaudu, vairs izteikti nemainās. Tas liek secināt, ka, lai gan VES jaudas palielināšana kopumā ļauj samazināt cenas, tā (pēc attiecīgās robežas) samērā maz ietekmē kopējo cenu nestabilitāti. Visdrīzāk tas skaidrojams ar kopējo VES nestabilo dabu, kas visos scenārijos ir pieņemta vienāda. Tātad lielāka VES jauda dos mazu vai nekādu efektu tajās stundās, kad vēja resurss ir ļoti mazs.

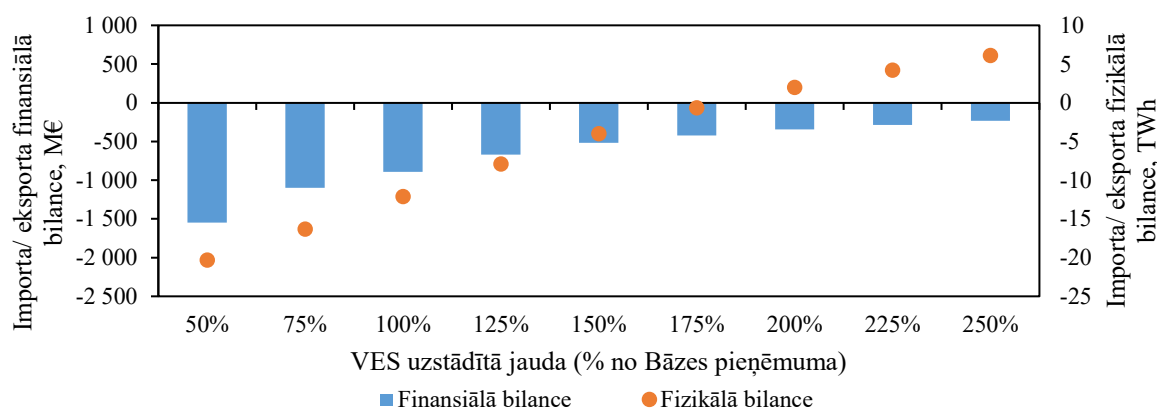


2.15. att. Modelētās elektroenerģijas cenas statistiskie parametri, variējot VES uzstādīto jaudu

Iepriekšējo secinājumu apstiprina arī 2.16. attēls, kurā var redzēt, ka pie īpaši augstiem VES līmeņiem elektroenerģijas vidējās cenas (slidošais vidējais ar vienas nedēļas periodu) turpina samazināties, taču saglabājas kopumā ļoti līdzīgs profils, un attiecīgi arī rezultējošās standartnovirzes ir līdzīgas.



2.16. att. Modelētā slidošā vidējā (nedēļas) elektroenerģijas tirgus cena pie dažādās VES jaudas



2.17. att. BVE importa/eksporta balance, variējot VES uzstādīto jaudu

Savukārt, vērtējot modelētās elektroenerģijas tirgus plūsmas ar kaimiņvalstīm, var secināt, ka tik tiešām ir nepieciešama vismaz dubulta VES jauda pret 6 GW bāzes scenāriju, lai iegūtu pozitīvu elektroenerģijas tirdzniecības saldo (2.17. att.). Tas apstiprina arī iepriekš aplūkotā

lieljaudas AER scenārija rezultātus. Tomēr par spīti pozitīvajai fizikālajai bilancei, no ekonomiskā viedokļa, variējot VES jaudu uzdotajās robežās, nav izdevies panākt pozitīvu bilanci. Tas ir viegli izskaidrojams ar to, ka enerģijas deficīta (t. i., mazas AER izstrādes) apstākļos elektroenerģijas cenas ir kopumā daudzkārt augstākas nekā lielas AER izstrādes laikā, kad savukārt veidojas lielākā eksporta plūsma. Citiem vārdiem, kad Baltijā ir liela VES izstrāde, tāda tā visdrīzāk ir arī tuvējās kaimiņvalstīs un eksports lielu papildu finansiālu labumu nedod²⁷.

Minētajā apstākļi izpaužas arī izmantotās modelēšanas pieejas nozīmīgs trūkums. Proti, netiek detalizēti apskatīts plašāks reģions, kas neļauj izdarīt secinājumus par to, vai lielas VES izstrādes laikā vispār būtu iespējams lieko enerģiju eksportēt. Otrs iespējamais 2.17. attēla rezultātu skaidrojums no metodoloģiskā viedokļa saistīts ar ideālistisko pieņēmumu par robežizmaksām kā galveno tirgus cenu noteicošo faktoru. Situācijās, kad visu patēriņu iespējams segt ar ģenerācijas avotiem, kuru mainīgās izmaksas ir tuvu nullei, ja tādas tiek pieredzētas bieži un/vai ilgstoši, elektroenerģijas ražotāju cenu piedāvājumiem vajadzētu kļūt lielākiem. Citādi, ilgstoši strādājot pie zemām cenām, var būt apdraudēta VES kapitālizmaksu atgūšana²⁸.

Šai problēmai iespējami vairāki risinājumi – VES elektroenerģijas tirgošana ārpus biržas apstākļiem, tostarp slēdzot elektroenerģijas ilgtermiņa pārdošanas līgumus par attīstītajiem pieņemamu un pamatotu cenu; strukturālas elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgus izmaiņas²⁹; no nepastāvīgas dabas AER elektrostacijām saražotās elektroenerģijas lietderīga izmantošana ārpus elektroenerģijas sistēmas (siltumenerģijai, ķīmiskajos procesos u. c.). Lai gan šis ir ilgtermiņa jautājums un vismaz vidējā termiņā konkrētā problēma visdrīzāk vēl nebūs aktuāla, gatavoties (gandrīz) pilnībā dekarbonizētai Eiropas Savienības enerģētikai līdz 2050. gadam ir nepieciešams jau laicīgi.

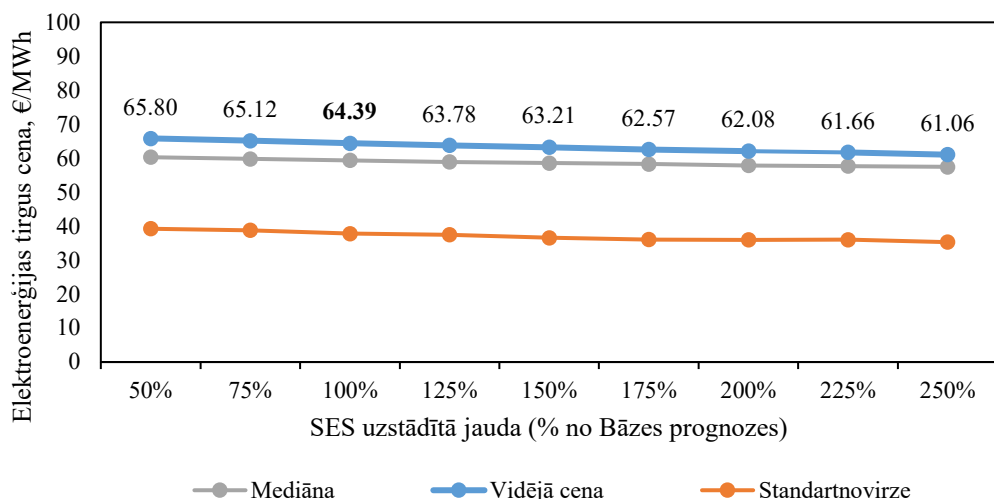
2.4.3. Rezultātu atkarība no pieņēmumiem par SES uzstādīto jaudu

Nemot vērā mazāku SES jaudas izmantošanas koeficientu pretstatā VES un sezonālo dabu, tās atstāj ļoti mazu iespaidu uz modelēto elektroenerģijas tirgus cenu. Palielinot SES apmēru, tirgus cena vienmērīgi (gandrīz lineāri) samazinās (2.18. att.), taču tas notiek ļoti lēnu – variējot SES jaudu robežās 50–250% no bāzes pieņēmuma (tātad to faktiski pieckāršojot), vidējā cena samazinās tikai par 7,22%. Arī cenas mediāna un standartnovirze tiek ietekmēta līdzīgi un maz.

²⁷ Pieņēmums par zemu elektroenerģijas cenu plašākā reģionā VES izstrādes laikā netieši izriet no izmantotā elektroenerģijas cenu noteikšanas algoritma, kurš Baltijas tirdzniecības apgabaliem piešķir VES robežizmaksas gadījumos, kad VES spēj pilnīgi segt gan visu vietējo patēriņu, gan nodrošināt maksimālu eksportu visos starpsavienojumos.

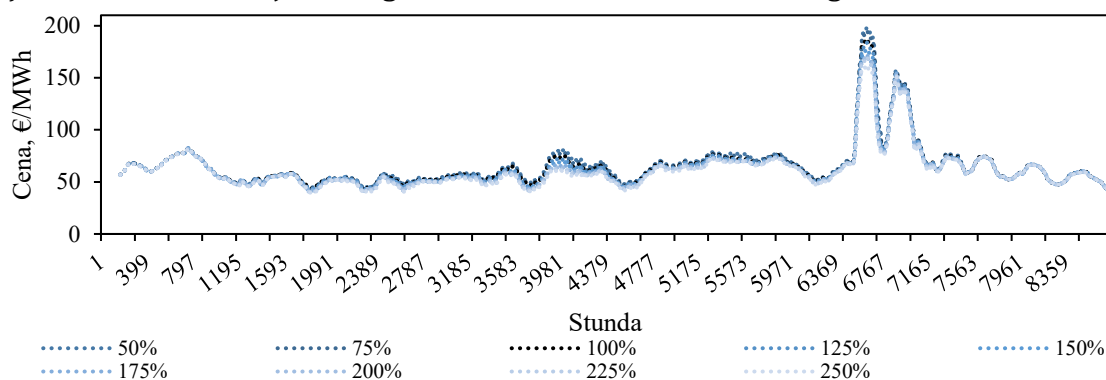
²⁸ Tātad šis apstāklis zināmā mērā izgaismo uz noslēdzošajām robežizmaksām balstīta elektroenerģijas tirgus strukturālās problēmas. Šis jautājums izklāstīts plašāk, piemēram, Peeter Pikk & Marko Viiding, "The dangers of marginal cost based electricity pricing," *Baltic Journal of Economics*, 2013, 13:1, 49-62, DOI: 10.1080/1406099X.2013.10840525.

²⁹ Šis jautājums izsvērti aplūkots rakstā: F. A. Wolak, "Market Design in an Intermittent Renewable Future: Cost Recovery With Zero-Marginal-Cost Resources," *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 19, no. 1, pp. 29-40, Jan.-Feb. 2021, doi: 10.1109/MPE.2020.3033395.



2.18. att. Modelētās elektroenerģijas cenas statistiskie parametri, variējot SES uzstādīto jaudu

SES izmaiņas pamanāmu ietekmi uz elektroenerģijas tirgu atstāj faktiski tikai, pirmkārt, vasaras periodā un, otrkārt, īpaši lielu cenu pīķu mazināšanā (2.19. att.). Tātad no tirgus analīzes viedokļa SES darbība Baltijas energosistēmā ir daudzkārt mazsvarīgāks faktors kā VES.

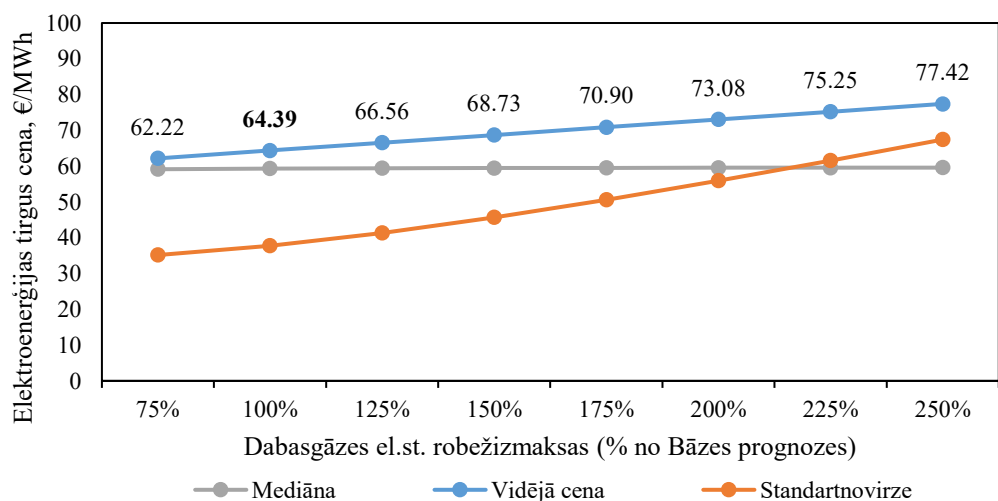


2.19. att. Modelētā slīdošā vidējā (nedēļas) elektroenerģijas tirgus cena pie dažādas SES jaudas

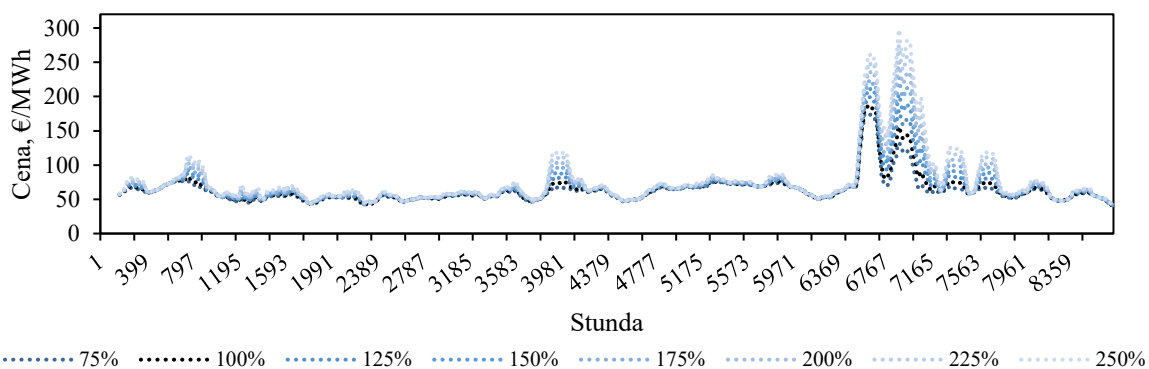
2.4.4. Rezultātu atkarība no pieņēmumiem par rezerves elektrostaciju izmaksām

Variējot elektroenerģijas izstrādes izmaksas kombinētā cikla dabasgāzes (“rezerves”) elektrostacijās robežās no -25% līdz +150% (ar soli 25 p.p.)³⁰, rezervju enerģijas pašizmaksas palielināšanās vienmērīgi palielina modelēto vidējo elektroenerģijas tirgus cenu un tās standartnovirzi, taču mediāna tiek ietekmēta pavisam mēreni (2.20. att.). Tas nozīmē, ka šī pieņēmuma izmaiņas ietekmē galvenokārt tikai tās stundas, kad ir bijusi nepieciešamība attiecīgās rezerves aktivizēt. Tas izriet arī no 2.21. attēla. Savukārt 2.22. attēlā parādīta elektroenerģijas vidējās tirgus cenas atkarība no diviem faktoriem, papildus dabasgāzes elektrostaciju mainīgajām izmaksām variējot arī uzstādīto VES jaudu.

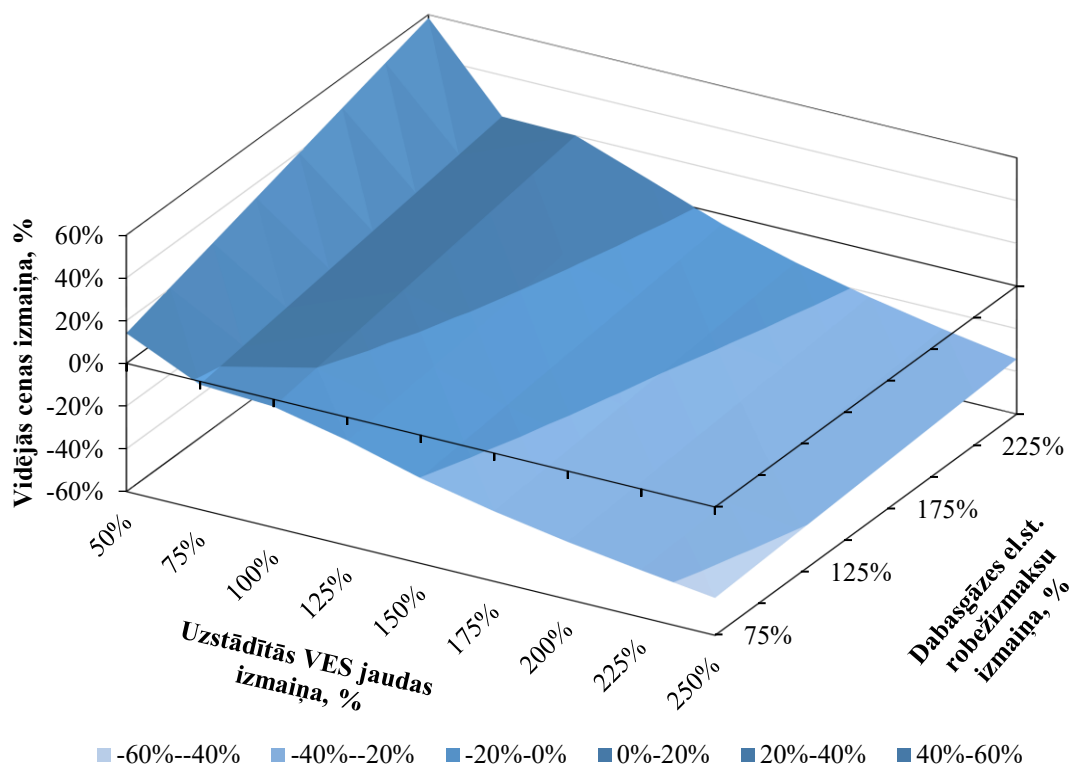
³⁰ Tātad balstoties uz sākotnējo pieņēmumu par šīm izmaksām 120 €/MWh apmērā, modelētais diapazons ir 90–300 €/MWh. Jūtības analīze tiek veikta galvenokārt lielākai, nevis mazākai elektroenerģijas pašizmaksai dabasgāzes stacijās, jo 2050. gada kontekstā nav pamatoti pieņemt šīs cenas samazināšanos, ņemot vērā, ka fosīlie resursu izmantošanu līdz tam laikam ir paredzēts ievērojami ierobežot.



2.20. att. Modelētās elektroenerģijas cenas statistiskie parametri, variējot dabaszgāzes ES robežizmaksas



2.21. att. Modelētā slidošā vidējā (nedēļas) el. en. tirgus cena pie dažādām dabaszg. ES robežizmaksām



2.22. att. Modelētās el. tirgus cenas izmaiņas, variējot uzstādīto VES jaudu un dabaszg. ES robežizm.

Kā jau iepriekš tika secināts, rezerves elektrostaciju darbības izmaksām pieaugot, kāpj arī elektroenerģijas tirgus cena (2.21. att.). Tomēr, jo lielāks ir uzstādītās VES jaudas apjoms, jo mazāka ir rezerves kurināmā izmaksu ietekme un attiecīgi to sadārdzināšanās izraisa mazāku elektroenerģijas cenu kāpumu (2.22. att.). Tanī pat laikā fakts, ka pat pie ļoti lielām VES jaudām rezerves staciju izmaksām tomēr joprojām ir zināma ietekme uz tirgus cenu, norāda, ka to uzturēšana (vai ekvivalenti energosistēmas jaudu pietiekamības risinājumi) ir nepieciešami arī šādās situācijās³¹.

Visbeidzot varam izvērtēt sākotnējo pieņēmumu par saimnieciskā izdevīguma līknes dārgāko punktu (t. i., piedāvājumu). Visos līdz šim analizētajos scenārijos kā maksimālā cena bija noteikta 500 €/MWh, to pamatojot ar jaudu nepietiekamības nepieļaujamību un pieņēmumu, ka līdz 2050. gadam vajadzētu būt funkcionālai pieprasījuma reakcijas sistēmai, kuru iedarbināt nepieciešamības apstākļos³².

Ja mēs atsākāmies no šāda pieņēmuma, tad par cenu griestiem kļūst vairumtirdzniecības biržas maksimālā cena (šobrīd 3000 €/MWh), kas iestājas brīžos, kad piedāvājuma puse nevar segt visu plānoto pieprasījumu³³. Starpsavienojumu atteices scenārijā, kas kalpoja kā pamatscenārijs visu iepriekš aprakstīto jutības analīžu veikšanai, bija 25 stundas, kad starpsavienojumu ierobežojumu³⁴ un nepietiekamas AER izstrādes dēļ nebija iespējams segt visu pieprasījumu. Šādā situācijā, aizstājot modelēto 500 €/MWh maksimālās cenas ierobežojumu ar 3000 €/MWh, gada vidējā tirgus cena palielinātos no 64,39 €/MWh uz 80,84 €/MWh (tātad par 25,55%)³⁵.

Tomēr šādas situācijas iestāšanās nebūtu vēlama, jo nozīmētu, ka energosistēma darbojas uz savu spēju robežas (kuras nesasniegt palīdz tirgus mehānismā iestrādātais pieprasījuma *pro rata* samazināšanas princips).

³¹ Sikāks šī jautājuma izklāsts no jaudu pietiekamības viedokļa dots projekta "FutureProof" nodevumā D1.3 "Latvijas elektroenerģijas sistēmas nākotnes attīstības scenāriji: atjauninātie rezultāti".

³² Un attiecīgi 500 €/MWh nosakot kā saprātīgus griestus šādas sistēmas kompensācijai, lai gan teorētiski šeit varētu pieņemt arī jebkuru citu vērtību (tā, piem., 07.12.2021. tirgus cena atsevišķā stundā sasniegusi jau 1000,07 €/MWh).

³³ Praksē mūsdienās šādas situācijas vismaz Eiropā iestājas ārkārtīgi reti. *Nord Pool* tirgus ietvaros var izcelt gadījumu 2013. gada 7. jūnijā, kad divās stundās Dānijas DK1 tirdzniecības apgabalā 10. un 11. stundā tika sasniegta maksimālā cena (tobrīd 2000 €/MWh) un pieprasījums tika samazināts par 0,12% vienā un par 1,93% otrā gadījumā. Šajā pat dienā trīs stundās cena pietuvojās maksimālajai, bet, tā kā to nerasniedza, nebija nepieciešams pieprasījuma samazinājums.

Avots: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Operational-Message-List/2013/06/1/>

³⁴ Starpsavienojumu caurlaides ierobežojumus kā būtiskāko ietekmējošo faktoru ļauj izvirzīt fakts, ka oriģinālajā bāzes scenārijā, kurā ir 100% pieejama visu starpsavienojumu jauda, maksimālās tirgus cenas nevienā brīdī neiestājas.

³⁵ Efekts ir summāri tik liels, jo rezultātā tiek ietekmēta ne tikai cena šajās 25 stundās, bet arī citās, kurās par pēdējo pieņemto vienību kļūst akumulācijas elektrostacijas, kuras tad attiecīgi var perfektas informācijas apstākļos, veidojot savu daudzpakāpju cenu piedāvājumu, ņemt vērā maksimālās tirgus cenas faktoru. Modelētajā gadā atklājās 86 šādas stundas.

3. Kopsavilkums

3.1. Secinājumi no tirgus modelēšanas rezultātiem 2050. gadam

Nākotnē Baltijas energosistēmā, kurā paredzams ievērojams AER jaudu īpatsvars, aizvien lielāka kļūst starpsavienojumu nozīme. Tirgus modelēšanas rezultātā secināts, ka pārrobežu tirdzniecības jaudu ierobežojumi izraisa straujus elektroenerģijas cenas lēcienus, turklāt it īpaši tad, kad ir ierobežota elektroenerģijas izstrāde no nepastāvīgiem AER (it īpaši VES).

Tiesa gan, noteiktos apstākļos starpsavienojumu esamība elektroenerģijas tirgus cenu Baltijā var arī paaugstināt, nevis samazināt. Tas varētu notikt, piemēram, tad, kad lētāko AER izstrāde būtu pietiekama Baltijas elektroenerģijas pieprasījuma segšanai par zemu vai gandrīz nulles cenu, bet eksporta iespēju dēļ tiek aktivizētas arī dārgākas elektrostacijas vai izmantota akumulētā enerģija.

Tanī pat laikā, variējot dažādus ar enerģijas akumulācijas elektrostacijām saistītus modelēšanas parametrus, var secināt, ka jaunu lieljaudas elektroenerģijas akumulācijas staciju izbūve (ar vidēja termiņa enerģijas akumulācijas ietilpību) dod samērā mazu tirgus cenas samazinājumu. Tiesa gan, šis rezultāts jāinterpretē kontekstā ar modelēšanas pieņēmumiem, kas paredz, ka akumulācijas staciju darbību nedēļas griezumā iespējams prognozēt un optimizēt nekļūdīgi. Realitātē to darbība ir saistīta ar prognožu kļūdām. Turklāt AER izstrādes un patēriņa prognožu neprecizitātes rezultātā palielinās vajadzība pēc enerģijas akumulācijas īstermiņa problēmu risināšanai (tostarp tekošās dienas un balansēšanas tirgu ietvaros).

Akumulācijas elektrostaciju mērenā ietekme uz vidējo tirgus cenas vērtību skaidrojama ar to, ka, lai gan tās palīdz mazināt tirgus cenas, darbojoties elektroenerģijas izstrādes režīmā, sūkņēšanas režīmā tās savukārt palielina patēriņu, tādējādi liekot elektroenerģijas cenai attiecīgajā brīdī kāpt. Lielāka ietekme akumulācijas elektrostacijām ir tieši uz elektroenerģijas cenas svārstībām – pilna cikla elektroenerģijas akumulācijas staciju iesaiste tirgū neizbēgami noved pie kopējo svārstību mazināšanās.

Var lēst, ka lielāku papildu labumu varētu gūt ar ilgtermiņa (t. i., sezonālas) enerģijas akumulācijas izmantošanu, piemēram, pārnesot vasarā iegūto saules enerģiju uz ziemas mēnešiem. Tiesa gan, ilgtermiņa enerģijas akumulācijas risinājumi ir visracionālākie tad, ja tiek izmantota dažādu energoapgādes sistēmu sinerģija, piemēram, izmantojot no AER ražotas elektroenerģijas pārpalikumu siltumenerģijas ilgtermiņa akumulācijai.

Modelējot dažādu elektroenerģijas pieprasījuma izmaiņu ietekmi, var ievērot, ka, tam palielinoties, elektroenerģijas cenas kopumā šķietami aug vienmērīgi, taču cenu pīķi kļūst aizvien augstāki. Turklāt, palielinot pieprasījumu aizvien vairāk, parādās jauni cenu pīķu apgabali tādos laikos modelētajā 2050. gadā, kad iepriekš pie zemāka pieprasījuma līmeņa cenas bija tuvas vidējām vērtībām.

Savukārt VES jaudas palielināšana, lai gan ļauj samazināt tirgus cenas, pēc noteikta līmeņa sasniegšanas vairs neatstāj ievērojamu efektu uz kopējām cenu svārstībām. Visdrīzāk tas skaidrojams ar kopējo VES nestabilo dabu, kas visos modelētajos scenārijos ir pieņemta vienāda. Tātad lielāka VES jauda dos mazu vai nekādu efektu tajās stundās, kad vēja resurss ir ļoti mazs.

Taču, kad VES ģenerācija ir plaši pieejama, tā dod ļoti lielu ieguldījumu lielo cenu pīķu samazināšanā.

Savukārt vērtējot modelētās elektroenerģijas tirgus plūsmas ar kaimiņvalstīm, var secināt, ka nākotnē būtu nepieciešamas ļoti lielas VES jaudas, lai gada griezumā sasniegtu elektroenerģijas eksporta pārsvaru pār importu, tādējādi iegūstot pozitīvu Baltijas valstu energosistēmas tirdzniecības saldo vismaz enerģijas apjoma ziņā. Turklāt, ja eksportēta tiek pamatā no vēja resursa iegūta elektroenerģija, tad kopējais tirdzniecības saldo ir negatīvs pat pie pozitīvas enerģijas plūsmu bilances. Tas ir skaidrojams ar to, ka mazas AER izstrādes apstākļos elektroenerģijas cenas ir kopumā daudzkārt augstākas nekā lielas AER ģenerācijas laikā, kad savukārt iespējama lielākā eksporta plūsma. Citiem vārdiem, kad Baltijā ir liela VES izstrāde, tāda tā visdrīzāk ir arī tuvējās kaimiņvalstīs un eksports lielu finansiālu labumu nedod.

Turklāt ilgstoši zemas elektroenerģijas tirgus cenas var apdraudēt VES projektu rentabilitāti. Šo problēmu var risināt, slēdzot elektroenerģijas ilgtermiņa pārdošanas līgumus par attīstītājiem pieņemamu un pamatotu cenu; veicot strukturālas elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgus izmaiņas; lietderīgi izmantojot no nepastāvīgas dabas AER elektrostacijām saražoto elektroenerģiju ārpus elektroenerģijas sistēmas (siltumenerģijai, dažādos ķīmiskos un rūpniecības procesos u. c.). Lai gan šis ir ilgtermiņa jautājums un vismaz vidējā termiņā konkrētā problēma vēl visdrīzāk nebūs aktuāla, gatavoties pilnībā vai gandrīz dekarbonizētai Eiropas Savienības enerģētikai līdz 2050. gadam ir nepieciešams jau savlaicīgi.

Pretstatā VES elektrostacijām, SES ietekme uz elektroenerģijas tirgus modelēšanas rezultātiem ir visnotaļ niecīga. Tas saistāms ar šīs tehnoloģijas salīdzinoši zemo jaudas izmantošanas koeficientu un izteikti sezonālo raksturu (Baltijas energosistēmā SES rada pamanāmu efektu gandrīz tikai vasarā).

Papildus iepriekš minētajam palielinātas VES uzstādītās jaudas spēj daļēji kompensēt rezerves elektrostaciju kurināmā izmaksu strauju pieaugumu. Tanī pat laikā fakts, ka pat pie ļoti lielām VES jaudām rezerves staciju izmaksām tomēr joprojām ir ietekme uz tirgus cenu, norāda, ka rezervju uzturēšana (vai ekvivalenti energosistēmu jaudu pietiekamības risinājumi) ir nepieciešama arī pie liela AER īpatsvara.

3.2. Ieskats citos projekta pētījumos WP3 ietvaros

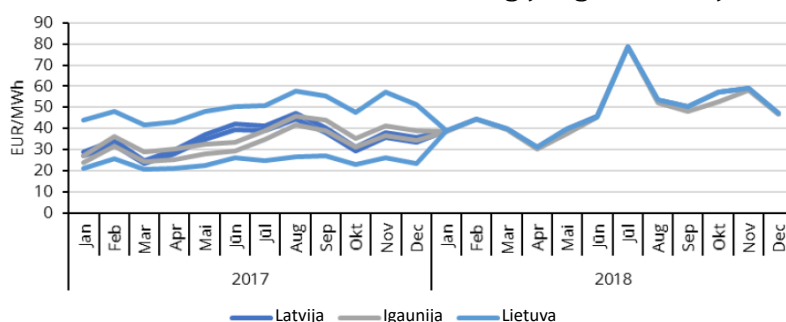
Papildus nodevumā D3.1 un D3.2 ietvertajiem rezultātiem projektā “FutureProof” ir veikta izpēte arī citos elektroenerģijas tirgus analīzes jautājumos. Gūtie zinātniskie rezultāti ir izplatīti virknē publikāciju, apspriesti zinātniskajās konferencēs un iekļauti zinātniskajos žurnālos. Turpmākajās sadaļās uzskaitītas nozīmīgākās publikācijas³⁶ un ieskicētas tajās gūtās svarīgākās atziņas.

³⁶ Daži no izmantotajiem rakstiem tapuši arī projekta “FutureProof” izpildītāju ciešā sadarbībā ar citiem zinātniskajiem projektiem un/vai nozares uzņēmumiem.

3.2.1. Ieguvumi no reģionālajiem balansēšanas apgabaliem

- [1] Sīlis, A., Ertmanis, K., Sadoviča, L., Junghāns, G., Sauhats, A. **Benefits of Regional Balancing Areas**. No: *The 16th International Conference on the European Energy Markets*, Slovēnija, Ljubljana, 18.-20. septembris, 2019. Ljubljana: EEM, 2019, 1.-5.lpp.
Pieejams: 10.1109/EEM.2019.8916254

Šā raksta ietvaros veikta Baltijas energosistēmas balansēšanas tirgus darbības indikatoru analīze atklāj skaidrus ieguvumus no vienotā balansēšanas apgabala izveides un tam sekojošās balansēšanas darbību koordinācijas, sākot no 2018. gada 1. janvāra. Pētītajā 2018. gadā³⁷ 97% gada stundu nebalansa norēķinu cenas Baltijas valstīs bija vienādas (3.1. att.³⁸), ļaujot balansatbildīgajām pusēm ievērojami samazināt sava portfeļa balansēšanas izmaksas, turklāt balansēšanas nosacījumi un rādītāji trijās Baltijas valstīs izlīdzinājās (tas ir īpaši nozīmīgi uzņēmumiem, kas darbojas vairāk kā vienā valstī). Tas savukārt ļauj samazināt to daļu no nebalansa izmaksām, kas tiek novirzītas uz elektroenerģijas galalietotājiem.



3.1. att. Vidējās nebalansa norēķinu cenas Baltijas valstīs 2017. un 2018. gadā

3.2.2. Palīgpakalpojumu sniegšanas iespējas Latvijā, izmantojot koģenerācijas stacijas

- [2] Oļekšijs, R., Linkevičs, O. **Possible Solutions for Ancillary Service Provision from Combined Heat and Power Plants in Latvia**. No: *2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTU CON 2019): Conference Proceedings*, Latvija, Rīga, 7.-9. oktobris, 2019. Piscataway: IEEE, 2019, 284.-289.lpp. Pieejams: doi:10.1109/RTU CON48111.2019.8982358

Rakstā prezentētais pētījums secina, ka reaktīvās jaudas pakalpojumu ir ekonomiski pamatotāk nodrošināt elektrostacijās nekā tuvākajā apakšstacijā. Iemesls tam ir šuntējošo reaktoru salīdzinoši lielākās izmaksas pretstatā reaktīvās jaudas iegūšanai, izmantojot ģeneratorus.

Savukārt energosistēmas inerces trūkums ir, iespējams, lielākais Baltijas energosistēmas izaicinājums sinhronizācijas projekta īstenošanā. Pārvades sistēmas operatoram ir nepieciešams investēt sinhrono kompensatoru uzstādīšanā. Tiesa gan, to izmantošanas laiks

³⁷ Konkrētais pētījums veikts 2019. gadā.

³⁸ Attēlā 2017. gadā redzamas divas līnijas, jo ir atšķirīgas pozitīvā un negatīvā nebalansa cenas.

kopumā nav sagaidāms liels. Tanī pat laikā koģenerācijas staciju izmantošana³⁹ inerces uzturēšanai ir potenciāli vēl dārgāks risinājums, it īpaši, ja elektroenerģijas tirgus cenas ir zemas.

Visbeidzot, akumulatoru baterijas ir labs risinājums FCR⁴⁰ nodrošināšanai. Ja pārvades sistēmas operators neiegūst ES finansējumu akumulatoru bateriju uzstādīšanai, tad tās izdevīgāk varētu būt izvietot pie ģenerācijas avotiem. Alternatīvs risinājums ir akumulatoru bateriju uzstādīšana pie mazas jaudas (industriālas) kombinētā cikla gāzturbīnu elektrostacijas. Tad apstākļos, kad nepieciešama relatīvi neliela FCR jauda, šāds kombinēts risinājums ir ekonomiski pamatotāks par atsevišķām akumulatoru baterijām. Taču arī šāds tehniskais izpildījums nevarētu konkurēt ar akumulatoru baterijām tad, ja tās saņemtu papildu finansējumu.

Pēc autoru aplēsēm, uz tirgus principiem balstītā FCR pakalpojuma iepirkumā esošās elektrostacijas varētu izkonkurēt akumulatoru baterijas, ja tās saņemtu līdz 75% finansējuma atbalstu. Akumulatoru bateriju finansiālo lietderību varētu palielināt, tās izmantojot vairākiem mērķiem, piemēram, ne tikai FCR, bet arī balansēšanas pakalpojumam (t. i., aFRR, mFRR).

3.2.3. Uz Šeplija vērtību balstīta elektrisko automobiļu uzlādes stratēģija

- [3] Zima-Bočkarjova, M., Sauhats, A., Petričenko, Ļ., Petričenko, R. **Shapley-Value-Based Charging and Discharging Scheduling for Electric Vehicles in a Parking Station**. No: *2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTU CON 2019): Conference Proceedings*, Latvija, Rīga, 7.-9. oktobris, 2019. Piscataway: IEEE, 2019, 263.-268.lpp.
Pieejams: doi:10.1109/RTU CON48111.2019.8982376

Atšķirībā no citām elektroenerģijas patēriņa iekārtām elektriskie automobiļi ir īpaši ar to, ka to patēriņu iespējams regulēt ne tikai laikā, bet arī telpā (t. i., izvēloties uzlādes un perspektīvi arī izlādes⁴¹ vietu). Šī īpašība var potenciāli sniegt labumu visiem energoapgādes procesa dalībniekiem.

Lielākoties elektriskie automobiļi ir novietoti pie to īpašnieka mājokļa vai darbavietas. Tas ļauj uzlādes stratēģijas izveidē ņemt vērā gan īpašnieka, gan tā darba devēja intereses. Tamdēļ, novērtējot elektrisko automobiļu uzlādes staciju izbūves (un vadības) ekonomisko atdevi, jāņem vērā stacijas (vai uzlādes punkta) īpašnieku un elektrisko automobiļu lietotāju iespējamā savstarpējā sadarbība. Tās veiksmīga attīstība radītu apstākļus straujākam elektrisko automobiļu skaita pieaugumam, samazinot kaitīgo emisiju apjomu un uzlabojot energoapgādes efektivitāti. Rakstā sniegts detalizēts skaidrojums uz Šeplija vērtību balstītas koalīcijas izveidei racionālam no sadarbības gūto labumu sadalījumam starp koalīcijas dalībniekiem.

³⁹ Laikā, kad tās jau nav iedarbinātas, piemēram, siltumslozdes segšanai.

⁴⁰ FCR – *frequency containment reserve* jeb frekvences noturēšanas rezerve (senāk – primārā frekvences regulēšana). Pēc 2025. gadā plānotās desinhronizācijas Baltijas valstu pārvades sistēmu operatoriem būs pašiem jāuzsāk šī procesa īstenošana.

⁴¹ Atbilstoši V2G jeb *vehicle-to-grid* konceptam.

3.2.4. Potenciālo ieguvumu no dalības tiešā un netiešā pieprasījuma reakcijā izvērtējums

- [4] Balputnis, K., Broka, Z., Sauhats, A. **Analysis of the Potential Benefits from Participation in Explicit and Implicit Demand Response**. No: *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2019)*, Rumānija, Bukareste, 3.-6. septembris, 2019. Piscataway: IEEE, 2019, 72.-76.lpp.
Pieejams: <https://ortus.rtu.lv/science/lv/publications/29476>

Šajā pētījumā piedāvāts modelis pieprasījuma reakcijas pakalpojuma sniegšanas ieguvumu/izmaksu novērtējumam. Aprēķinu piemērs, kas prezentēts rakstā, parāda, ka viedu elektrificētu apkures iekārtu⁴² vienlaicīga dalība gan tiešās (energosistēmas balansēšanas pakalpojumā), gan netiešās (dinamiskais tarifs) pieprasījuma reakcijas shēmās no iekārtu īpašnieka viedokļa nesamazina teorētisko finansiālo labumu, ko tas varētu gūt. Tieši otrādi, abi pieprasījuma elastīguma izmantošanas veidi, tos savstarpēji kombinējot, tikai palielina no lietotāja skatupunkta gūstamo labumu⁴³.

3.2.5. Balansēšanas tirgus loma mainīgajā nākotnes energosistēmā

- [5] Junghāns, G., Sīlis, A., Mārciņa, K., Ertmanis, K. **Role of Balancing Markets in Dealing with Future Challenges of System Adequacy Caused by Energy Transmission**. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 2020, Vol. 57, No. 3, 48.-56.lpp. Pieejams: doi:10.2478/lpts-2020-0015

Līdz ar novecojušo fosilo resursu elektrostaciju pakāpenisku izeju no tirgus, Baltijas valstīs ir sagaidāms balansēšanas rezervju samazinājums. Tanī pat laikā pieprasījums pēc tām tikai pieaugs izklīdētās un mainīgās AER elektroenerģijas ražošanas dēļ. Autori lēš, ka četrkārtīgs VES uzstādīto jaudu palielinājums nākamo desmit gadu laikā varētu palielināt Baltijas apgabala nebalansa kontroles kļūdu⁴⁴ par 50%. Sinhronizācija ar kontinentālās Eiropas energosistēmu vēl vairāk palielinās nepieciešamību pēc balansēšanas rezervēm.

Ja tuvākajā desmitgadē turpināsies līdzšinējā situācija ar lielu vadāmu elektrostaciju izešanu no Baltijas elektroenerģijas tirgus, tām netiekot aizstātām ar adekvātām jaunām jaudām, var sagaidīt palielinātus jaudu nepietiekamības riskus maksimumslodzes segšanai un balansēšanas procesa nodrošināšanai. Risku var mazināt ar balansēšanas jaudu tirgus izveidi un citiem jaunu ģenerācijas jaudu attīstības finansēšanas mehānismiem.

⁴² Modelēšanas piemēram izmantotas SETS ierīces – *smart electric thermal storage* jeb viedā elektriskā siltumakumulācija

⁴³ Tiesa gan, šeit nav ņemti vērā iespējamie zaudējumi situācijā, ja lietotājs balansēšanas tirgū piedalās ar neatkarīgā agregatora starpniecību, kad agregatora-tirgotāja savstarpējo attiecību regulējumā ir iestrādāts kompensācijas maksājums.

⁴⁴ ACE – *area control error*

3.2.6. Enerģijas ražotāju sadarbība siltumenerģijas tirgū, ņemot vērā dalību elektroenerģijas tirgū

- [6] 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, 66.-81.lpp. Pieejams: doi:10.2478/lpts-2021-0020

Rakstā piedāvāta elektroenerģijas un siltumenerģijas avotu koordinētas darbības optimizācijas pieeja, kas varētu nodrošināt paaugstinātu enerģijas izstrādes procesu efektivitāti. Lai pārbaudītu, vai šāds efekts tiešām ir iespējams, tiek veikti modelēšanas eksperimenti, un hipotēze apstiprinās. Rezultātā gūtos papildu ieņēmumus piedāvāts sadalīt, izmantojot Šeplija metodi. Turklāt efektīvāka enerģijas ieguve, kas rezultējas mazākā primāro energoresursu patēriņā, var samazināt energoapgādes izmaksas arī tās galalietotājiem. Tiesa gan, autori vērš uzmanību, ka jebkāda šāda veida koalīciju veidošanu pašlaik liedz tirgus noteikumi. Tomēr, izstrādājot tādu regulējumu, kas šādu izmaksefektīvu sadarbību pieļautu, primārie ieguvēji būtu tieši lietotāji, pateicoties samazinātām siltumenerģijas izmaksām (tās mazinot, iesaistot lietotājus papildus gūtā labuma sadalē).

Pētījuma autori arī vērš uzmanību tam, ka pašreizējā siltumenerģijas tirgus struktūra ar vienas nedēļas tirdzniecības periodu neveicina efektīvu enerģijas ražošanu. Siltumenerģijas tirgum pārejot uz vienas dienas periodu analogi tam, kā notiek elektroenerģijas tirdzniecība, iespējama efektīvāka enerģijas ražošanas procesa un dalības tirgū plānošana, tādējādi palielinot arī izmaksefektivitāti. Tas ir īpaši nozīmīgi koģenerācijas stacijām, kurās siltumenerģijas un elektroenerģijas ražošanas procesi ir cieši saistīti.

3.2.7. Baltijas balansēšanas tirgus vizuālas analīzes rīks

- [7] Šakele, V., Broka, Z. **BBEMA: Dashboard for Baltic Balancing Energy Market Analysis**⁴⁵. No: *Energy '21: Proceedings of the Twelfth ACM International Conference on Future Energy Systems*, Itālija, Turīna, 28. jūn.-2. jūl., 2021. New York, NY: Association for Computing Machinery, 2021, 389.-395.lpp. Pieejams: doi:10.1145/3447555.3466601

Rakstā piedāvāta pieeja efektīvai Baltijas balansēšanas tirgus platformas⁴⁶ datu vizualizācijai, kas atvieglo datu uztveršanu un paver iespējas plašākai to analīzei. Pētījumā izstrādāts publiski pieejams rīks, kas ļauj analizēt Baltijas balansēšanas tirgus vēsturiskos darbības rādītājus dažādos aspektos.

⁴⁵ Raksts tapis sadarbībā ar RTU Datorzinātņu un informācijas tehnoloģiju fakultāti.

⁴⁶ *Baltic CoBA Dashboard*

3.2.8. Vienkāršots modelis hidroelektrostaciju pārveides hidroakumulācijas stacijās novērtēšanai

- [8] Ķiene, S., Linkevičs, O. **Simplified Model for Evaluation of Hydropower Plant Conversion into Pumped Storage Hydropower Plant.** *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 2021, Vol. 58, No. 3, 108.-120.lpp. Pieejams: doi:10.2478/lpts-2021-0020

Rakstā izvērtēta iespēja Pļaviņu hidroelektrostacijā uzstādīt sūkņu staciju, tādējādi piešķirot tai hidroakumulācijas iespēju. Tiek secināts, ka, vismaz balstoties uz *Nord Pool* elektroenerģijas vairumtirdzniecības biržas vēsturiskajiem datiem, nebūtu iespējama minētās sūkņu stacijas atmaksāšanās, piedaloties nākamās dienas tirgū. Primāri HAES ienesīgai darbībai nepieciešamas lielas cenu svārstības (liela starpība starp zemākajām un augstākajām cenām). Tādēļ nākotnē ar lielāku AER īpatsvaru jauna HAES projekts, iespējams, varētu atmaksāties.

Tomēr jāņem vērā arī riski, kas saistīti ar šāda risinājuma ieviešanu. Mazūdens periodos, sūknējot ūdeni no Pļaviņu HES lejasbjefa uz tā rezervuāru, pastāv iespēja negatīvi ietekmēt Ķeguma HES darbību, samazinot tam pieejamos ūdens resursus. Šī iemesla dēļ precīzāka tehniski ekonomiskā novērtējuma veikšanai jāpaplašina izmantotā modeļa tvērums. Tomēr jau iepriekš var prezumēt, ka Ķeguma HES rezervuāra ūdenslīmeņa ierobežojumi būtu hipotētiskās Pļaviņu HAES darbību ierobežojošs faktors.