



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



RTU
ELEKTROTEHNIKAS UN
VIDES INŽENIERZINĀTŅU
FAKULTĀTE

Latvijas elektroenerģijas sistēmas nākotnes attīstības scenāriji: atjauninātie rezultāti

Nodevums D1.3

Pētījuma pasūtītājs: Ekonomikas ministrija

Pētījumu veica Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas institūts

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

06.12.2021.

Saturs

Attēlu saraksts	4
Tabulu saraksts	6
Ievads	7
1. Scenāriju analīze ar reģiona enerģosistēmas modeli	9
1.1. Reģiona enerģosistēmas modeļa pamatprincipi	9
1.2. 1. scen.: enerģosistēmas stāvoklis pašreiz un tuvā nākotnē	11
1.3. 2.–4. scen.: enerģosistēmas darbība ilgtermiņā ar būtisku AER pieaugumu	14
1.4. AER attīstības ietekme uz Baltijas enerģosistēmas jaudu pietiekamību	16
1.4.1. Baltijas enerģosistēmas izolētas darbības režīms	18
1.4.2. Elektroenerģijas eksporta ietekme	19
1.4.3. Elektroenerģijas importa ietekme	21
1.4.4. Rezerves jaudas izmantošana	23
1.5. Rezerves jaudas aktivizācijas ietekme uz BVE elektroenerģijas bilanci	25
2. Scenāriju analīze ar kopējās optimizācijas modeli	28
2.1. Modelēšanas pieeja	28
2.2. Optimizācijas perioda ietekme	30
2.3. Lielāka AER apjoma ietekme	32
2.4. Salīdzinājums ar REM rezultātiem	33
2.5. Papildu scenāriji	35
2.6. Rezultātu jutības analīze	37
2.6.1. Jūtība pret elektroenerģijas pieprasījuma prognozi	38
2.6.2. Jūtība pret uzstādīto VES jaudu	40
2.6.3. Jūtība pret uzstādīto SES jaudu	42
Secinājumi	45
Pielikums	46
1. BVE jaudu pietiekamības novērtējuma ar REM pilnie rezultāti	46
2. Scenāriju modelēšanā nozīmīgākās ieejas un izejas datu kopas	47
3. Vēja enerģētikas attīstības tendences līdz 2050. gadam	48
A. Sauszemes VES attīstība	48
B. Jūras VES attīstība	52
C. Literatūras saraksts	59

Attēlu saraksts

1.1. att. Modelēšanas platformas vispārināta struktūra	9
1.2. att. BVE modeļa galvenie elementi.....	10
1.3. att. BVE ikstundas elektroenerģijas patēriņš 1. scenārijā.....	11
1.4. att. BVE AER izstrādes un elektroenerģijas pieprasījuma bilance 1. scenārijā.....	13
1.5. att. BVE enerģijas balanss dažādos stāvokļos 1. scenārijā	14
1.6. att. BVE ikstundas elektroenerģijas patēriņš 2. scenārijā.....	15
1.7. att. BVE ikstundas elektroenerģijas patēriņš 3. un 4. scenārijā	16
1.8. att. BVE elektroenerģijas balanss dažādos stāvokļos 3. un 4. scenārijā.....	17
1.9. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE bez starpsavien. un rezervēm (3. scenārijs)	18
1.10. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE bez starpsavien. un rezervēm (4. scenārijs)	18
1.11. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta (bez importa un rezervēm) (3. scenārijs).....	19
1.12. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta (bez importa un rezervēm) (4. scenārijs).....	20
1.13. att. BVE elektroenerģijas pārpalikums un eksports, MWh (3. scenārijs)	20
1.14. att. BVE elektroenerģijas pārpalikums un eksports, MWh (4. scenārijs)	21
1.15. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta un importa (bez rezervēm) (3. scenārijs)	22
1.16. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta un importa (bez rezervēm) (4. scenārijs)	22
1.17. att. BVE elektroenerģijas deficīts un imports, MWh (3. scenārijs)	23
1.18. att. BVE elektroenerģijas deficīts un imports, MWh (4. scenārijs)	23
1.19. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta/importa un rezervju aktivizācijas (3. scenārijs).....	24
1.20. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta/importa un rezervju aktivizācijas (4. scenārijs).....	24
1.21. att. Rezerves jaudas aktivācijas biežums 2030. gadā atkarībā no nepieciešamā elektroenerģijas apjoma (2. scenārijs)	25
1.22. att. Rezerves jaudas aktivācijas biežums 2050. gadā atkarībā no nepieciešamā elektroenerģijas apjoma (3. scenārijs)	26
1.23. att. Rezerves jaudas aktivācijas biežums 2050. gadā atkarībā no nepieciešamā elektroenerģijas apjoma (4. scenārijs)	26
2.1. att. Spine Toolbox izveidotā darbplūsma.....	28
2.2. att. Modelēto objektu grafs.....	29
2.3. att. Modelēto enerģijas akumulācijas staciju ģenerācijas jaudas izmantošanas koeficients atkarībā no optimizācijas perioda (bāzes scenārijs)	31
2.4. att. AER nesegtā slodze un Kroņu HAES akumulētās enerģijas apjoms viena mēneša ietvaros ar diviem dažādiem plānošanas periodiem (bāzes scenārijs).....	31
2.5. att. Ierobežotā AER izstrāde atkarībā no optimizācijas perioda (palielinātas AER jaudas scenārijs)...	32
2.6. att. Modelēto enerģijas akumulācijas staciju ģenerācijas jaudas izmantošanas koeficients atkarībā no optimizācijas perioda (palielinātas AER jaudas scenārijs).....	32
2.7. att. AER nesegtā slodze un Kruoņu HAES akumulētās enerģijas apjoms viena mēneša ietvaros ar diviem dažādiem plānošanas periodiem (palielinātas AER jaudas scenārijs)	33
2.8. att. AER pārprodukcija gada griezumā, variējot pieņēmumu par elektroenerģijas pieprasījumu	38
2.9. att. Rezerves elektrostaciju jaudas izmantošanas koeficients gada griezumā, variējot pieņēmumu par elektroenerģijas pieprasījumu	39
2.10. att. Ar rezerves elektrostaciju aktivizāciju nesegtais elektroenerģijas pieprasījums gada griezumā, variējot pieņēmumu par elektroenerģijas pieprasījumu.....	39

2.11. att. Modelētais uzkrātās enerģijas apjoms akumulācijas elektrostacijā divu nedēļu griezumā, variējot pieņēmumu par elektroenerģijas pieprasījumu	40
2.12. att. AER pārprodukcija gada griezumā, variējot pieņēmumu par VES uzstādīto jaudu.....	41
2.13. att. Rezerves elektrostaciju jaudas izmantošanas koeficients gada griezumā, variējot pieņēmumu par VES uzstādīto jaudu	41
2.14. att. Ar rezerves elektrostaciju aktivizāciju nesegtais elektroenerģijas pieprasījums gada griezumā, variējot pieņēmumu par VES uzstādīto jaudu.....	41
2.15. att. Modelētais uzkrātās enerģijas apjoms akumulācijas elektrostacijā divu nedēļu griezumā, variējot pieņēmumu par VES uzstādīto jaudu	42
2.16. att. AER pārprodukcija gada griezumā, variējot pieņēmumu par SES uzstādīto jaudu	42
2.17. att. Rezerves elektrostaciju jaudas izmantošanas koeficients gada griezumā, variējot pieņēmumu par SES uzstādīto jaudu.....	43
2.18. att. Ar rezerves elektrostaciju aktivizāciju nesegtais elektroenerģijas pieprasījums gada griezumā, variējot pieņēmumu par SES uzstādīto jaudu	43
2.19. att. Modelētais uzkrātās enerģijas apjoms akumulācijas elektrostacijā divu nedēļu griezumā, variējot pieņēmumu par SES uzstādīto jaudu (ziema)	44
2.20. att. Modelētais uzkrātās enerģijas apjoms akumulācijas elektrostacijā divu nedēļu griezumā, variējot pieņēmumu par SES uzstādīto jaudu (vasara).....	44
P1. att. Vēsturiskās un prognozētās sauszemes VES vidējās uzstādīšanas izmaksas pasaulē (2010–2050)	48
P2. att. Kopējais sauszemes VES uzstādīšanas izmaksu diapazons un vidējās svērtās vērtības (2010–2018)	49
P3. att. Jauno turbīnu globālais vidējais svērtais jaudas izmantošanas	50
P4. att. Sauszemes VES turbīnu tehnoloģiskie uzlabojumi (2000–2025).....	51
P5. att. Vēsturiskās un prognozētās vidējās svērtās jūras VES uzstādīšanas izmaksas pasaulē (2010–2050)	54
P6. att. Jūras VES vidējais svērtais jaudas izmantošanas koeficients pasaulē (2010–2050)	54
P7. att. Jūras vēja turbīnu jaudas un izmēra dinamika (2000–2030).....	56
P8. att. Jūras vēja turbīnu peldošo pamatu tehnoloģijas.....	57

Tabulu saraksts

<i>1.1. tab. 1. scenārija ieejas dati.....</i>	<i>11</i>
<i>1.2. tab. 2.–4. scenārija ieejas dati.....</i>	<i>16</i>
<i>1.3. tab. BVE modelēšanas rezultāti 3. un 4. scenārijam</i>	<i>24</i>
<i>1.4. tab. Nepieciešamo ģenerācijas rezervju jaudas dalījums pēc to modelētā aktivizācijas biežuma</i>	<i>27</i>
<i>1.5. tab. BVE elektroenerģijas pārpalikums pēc eksporta realizēšanas.....</i>	<i>27</i>
<i>2.1. tab. Ar REM un SpineOpt iegūto rezultātu salīdzinājums divos scenārijos.....</i>	<i>34</i>
<i>2.2. tab. AER izstrādes ierobežošana papildu scenārijos.....</i>	<i>36</i>
<i>2.3. tab. Rezerves staciju izstrāde papildu scenārijos.....</i>	<i>36</i>
<i>P1. tab. BVE elektroenerģijas deficīts/pārpalikums pēc 1. REM aprēķinu soļa.....</i>	<i>46</i>
<i>P2. tab. BVE elektroenerģijas deficīts/pārpalikums pēc 2. REM aprēķinu soļa.....</i>	<i>46</i>
<i>P3. tab. BVE elektroenerģijas deficīts/pārpalikums pēc 3. REM aprēķinu soļa.....</i>	<i>46</i>
<i>P4. tab. BVE elektroenerģijas deficīts/pārpalikums pēc 4. REM aprēķinu soļa.....</i>	<i>46</i>
<i>P5. tab. Tehnoloģijas ar augstu potenciālo ietekmi aptuvenā prioritāšu secībā.....</i>	<i>55</i>

Ievads

Projekta “FutureProof” darba posma WP1 (energosistēmas attīstības scenāriji) noslēdzošajā nodevumā D1.3 “Latvijas elektroenerģijas sistēmas nākotnes attīstības scenāriji: atjauninātie rezultāti” aplūkoti dažādi potenciālie energosistēmas attīstības un darbības scenāriji 2050. gadā un analizēti to modelēšanas rezultāti.

Ziņojumā aplūkoti aprēķinu rezultāti balstās uz iepriekš nodevumā D1.2 “Latvijas elektroenerģijas sistēmas nākotnes attīstības scenāriji” izklāstītajiem pieņēmumiem, scenārijiem un metodoloģiju. Taču tie ir pielāgoti atbilstoši projekta izpildes otrajā pusē, realizējot darba posmus WP1–WP4, gūtajām atziņām, attiecīgi veicot korekcijas pieņēmumos un izmantotajos modelēšanas rīkos.

Atbilstoši D1.2 aprakstītajai metodoloģijai scenāriju modelēšanai tiek izmantotas divas savstarpēji papildinošas pieejas, viena no kurām ir RTU Enerģētikas institūtā izstrādāto energosistēmas dalībnieku darbības stratēģijas modelēšanas rīku komplekss, kas apvienots reģiona energosistēmas modelī (REM). Alternatīva pieeja paredzēja izmantot energosistēmu atvērtā koda modelēšanas vidi *Backbone*. Tomēr projekta noslēdzošajā posmā šis rīks ir aizvietots ar funkcionāli līdzvērtīgu atvērtā koda modelēšanas vidi *SpineOpt* un ar to saistītiem modelēšanas palīgrikiem, kas apkopoti *Spine Toolbox*. Galvenais ieguvums no šīs aizvietošanas ir tas, ka jaunais rīks ievērojami atvieglo liela scenāriju skaita vienlaicīgu aprēķināšanu un pēcapstrādi, kas ir īpaši nozīmīgi, veicot dažādus jutīguma analīzes aprēķinus, jo īpaši modelējot energosistēmas attīstības scenārijus vairākas desmitgades tālā nākotnē. Turklāt, ņemot vērā *Spine Toolbox* lietotājdraudzīgo saskarni un atvērtā koda programmatūru, tas ļauj projekta pētījumos iegūtos rezultātus replicēt arī citiem interesentiem, kā arī tiem izvērst pētniecību šajā virzienā, analizējot jaunus scenārijus.

Modelējamo scenāriju izvēli kopumā noteica iepriekšējos nodevumos izvirzītie būtiskākie pamatpieņēmumi, proti:

- Latvija ievēro Eiropas Savienības tiesību aktus un nacionālos mērķus klimata izmaiņu mazināšanā;
- no 2025. gada Baltijas energosistēmas ir desinhronizētas no apvienotās Krievijas un Baltkrievijas energosistēmas (*IPS/UPS*), tā vietā darbojoties sinhroni ar kontinentālās Eiropas sistēmu;
- līdz 2050. gadam triju Baltijas valstu elektroenerģijas pārvades tīklu caurlaides spējas ir pastiprinātas līdz tādām līmenim, ka normālos darba režīmos tās faktiski uzskatāmas par vienu tirdzniecības apgabalu;
- elektroenerģijas vairumtirdzniecības pārliecinoši lielākā daļa turpina norisināties elektroenerģijas biržā nākamās dienas tirgū;
- nav paredzama tādu videi nelabvēlīgu enerģijas avotu attīstība, kam piemīt lielas emisijas;
- notiek tautsaimniecības turpmāka elektrifikācija un pieaug elektroenerģijas pieprasījums;
- palielinās atjaunīgo energoresursu izmantošanas īpatsvars un apjoms;

- Latvijā tiek arī ilgtermiņā saglabāta esošā Daugavas hidroelektrostaciju kaskāde ar trim hidroelektrostacijām;
- scenāriju analīze tiek veikta, ņemot vērā dažādu tehnoloģiju ietekmi;
- ir jāņem vērā modelēto nākotnes energosistēmu režīmu iespējamība un pieļaujamība no sistēmas drošuma un stabilitātes viedokļa tostarp ievērojot pretavāriju automātikas sniegtās iespējas. Baltijas valstu energosistēmas dinamiskās stabilitātes pētījumi veikti darba posma WP4 ietvaros, kura galvenie rezultāti atspoguļoti nodevumā D4.1 “Latvijas energosistēmas risku novērtējums un rekomendācijas to mazināšanai”.

Šī nodevuma 1. nodaļā īsi izklāstīta REM modelēšanas pieeja un ar to gūtie rezultāti četros atsevišķos scenārijos. No tiem viens attiecas uz tuvu nākotni, savukārt ilgtermiņa scenāriji attiecas uz 2030. un 2050. gadu. Detalizētāk tiek analizēti 2050. gada scenāriji, aplūkojot divas dažādas energosistēmas enerģijas avotu struktūras. Papildus tam tiek vērtēta potenciāli nepieciešamā rezerves elektrostaciju jauda visa prognozētā elektroenerģijas pieprasījuma nodrošināšanai un tās izmantošanas biežums.

Savukārt 2. nodaļā ir izskaidroti otras modelēšanas pieejas pamati, izmantojot *Spine Toolbox*, un tās nozīmīgākās atšķirības no REM. Salīdzināti ar abām pieejām iegūtie rezultāti, kā arī veikta izvērsta modeļa rezultātu jutības analīze, izdarot dažādus papildu pieņēmumus par Baltijas energosistēmu 2050. gadā. Nodaļas nobeigumā salīdzināti apakšscenāriji, kuros variētas nozīmīgāko nākotnes energosistēmas parametru vērtības.

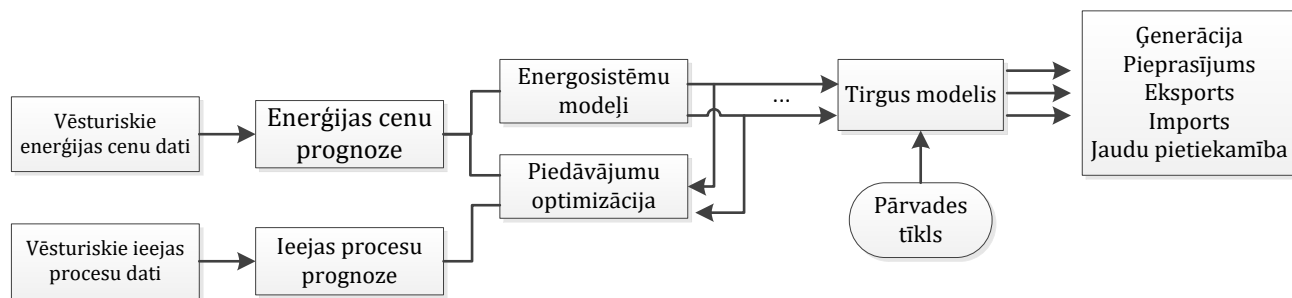
Nodevuma 2. pielikumā norādītajās datnēs apkopotas scenāriju modelēšanā nozīmīgākās ieejas un izejas datu kopas.

Papildus tam ziņojuma 3. pielikumā apkopota informācija par vēja enerģētikas attīstības tendencēm pēdējos gados, kā arī paredzamo izaugsmi līdz 2050. gadam. Aplūkota gan nozares attīstība kopumā, gan arī detalizētāk – sauszemes un jūras vēja elektrostaciju tehnoloģijas un to galvenie tehniskie un ekonomiskie rādītāji.

1. Scenāriju analīze ar reģiona energosistēmas modeli

1.1. Reģiona energosistēmas modeļa pamatprincipi

Baltijas valstu un to kaimiņvalstu – Polijas, Somijas un Zviedrijas – reģionālais energosistēmas modelis (REM) izveidots, apkopojot minēto valstu energosistēmu attīstības plānus (D1.1¹) un ņemot par pamatu nodevumā D1.2² un D3.1³ aprakstīto ģenerācijas optimizācijas uzdevumu tirgus apstākļos. Modeļa vispārinātā struktūra dota 1.1. attēlā.



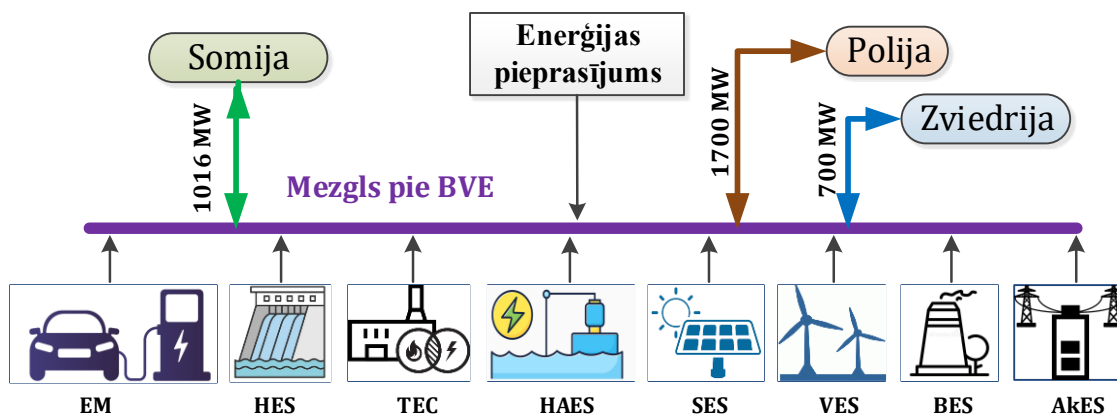
1.1. att. Modelēšanas platformas vispārinātā struktūra

Energosistēmas modelis veido 1.1. att. parādītās modelēšanas platformas kodolu. Tas var būt realizēts dažādi. No konkrētās realizācijas ir atkarīgas prasības attiecībā uz ietekmējošo procesu izvēli un to matemātisko aprakstu. REM iekļautie komponenti Baltijas valstu energosistēmas (BVE) modelēšanai atainoti 1.2. attēlā. Tie ir: hidroakumulācijas elektrostacijas (HAES), hidroelektrostacijas (HES), mazās hidroelektrostacijas (mHES), termoelektrostacijas (TEC), kas nākotnes scenārijos tiek modelētas kā rezerves elektrostacijas (RS), saules elektrostacijas (SES), vēja elektrostacijas (VES), biomasas elektrostacijas (BES), akumulācijas elektrostacijas (AkES), elektromobiļi (EM), ražotājlietotāji, Baltijas valstu elektroenerģijas pieprasījums un starpsavienojumi starp Baltijas valstīm un Somiju, Poliju, Zviedriju. Pieņemam, ka visi iepriekšminētie objekti ir pievienoti vienai kopnei jeb mežglam, kas attēlo Baltijas valstu elektroenerģijas sistēmu. Tas nozīmē, ka netiek detalizēti apskatīti pārvades tīkla iekšējie elementi, kā arī starpsavienojumi starp trim Baltijas valstīm. 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 neizbēgami ir kļūdainas, 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 darba režīmiem, kādi, iespējams, netiktu izvēlēti pilnīgas informācijas apstākļos.

¹ Projekta “FutureProof” nodevums D1.1 “Pārskats par Baltijas jūras reģiona valstu nacionālās enerģētikas politikas nosacījumiem un PSO attīstības plāniem”

² Projekta “FutureProof” nodevums D1.2 “Latvijas elektroenerģijas sistēmas nākotnes attīstības scenāriji”

³ Projekta “FutureProof” nodevums D3.1 “Tirgus modelēšana un imitācija: sākotnējie rezultāti”



1.2. att. BVE modeļa galvenie elementi

Saites ar pārējām reģiona valstīm tiek modelētas, ņemot vērā starpsavienojumu ierobežojumus un prognozēto elektroenerģijas cenu dinamiku attiecīgajos tirgus apgabalos. Metode un algoritmi tirgus cenu, enerģijas pieprasījuma un elektrostaciju režīmu prognozēšanai ir aprakstīti mūsu iepriekšējās publikācijās^{4,5,6}.

Pētot energosistēmas nākotnes attīstības scenārijus, netiek modelētas pašreiz esošās saites ar Krieviju un Baltkrieviju atbilstoši pieņemtajam lēmumam līdz 2025. gadam sinhronizēt BVE ar kontinentālās Eiropas energosistēmu, līdz ar ko notiks desinhronizācija no Krievijas un Baltkrievijas apvienotās energosistēmas (IPS/UPS) un deviņi esošie 330 kV starpsavienojumi tiks atslēgti⁷.

REM ietilpst vairāki programmatūras produkti, kas sintezēti Rīgas Tehniskajā universitātē:

- hidroelektrostaciju optimizācijas programmatūra *OptiBidus-HES*;
- vispārīga enerģijas akumulācijas programmatūra, kas ir pielāgojama dažādu veidu tehnoloģijām, kā arī programmatūra, kas paredzēta konkrēti Kroņu HAES optimizācijai;
- prognozēšanas programmatūra, piemēram, lai prognozētu ūdens pieteci.

REM pamatelementi 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.

BVE modelēšanas metodoloģija, izmantojot REM rīku kompleksu, detalizētāk aprakstīta projekta "FutureProof" nodevumos D3.1. un D1.2.

⁴ Petričenko, I., Sauhats, A., Petričenko, R., Bezrukovs, D. Long-Term Price Forecasting for the Cost-Benefit Analysis of Power Equipment. No: 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2018): Conference Proceedings, Latvija, Rīga, 12.-14. novembris, 2018. Piscataway: IEEE, 2018, 1.-5.lpp. ISBN 978-1-5386-6904-4. e-ISBN 978-1-5386-6903-7. Pieejams: doi:10.1109/RTUCON.2018.8659888

⁵ Baltputnis, K., Petričenko, R., Soboļevskis, D. Heating Demand Forecasting with Multiple Regression: Model Setup and Case Study. No: 2018 IEEE 6th Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE 2018), Lietuva, Vilnius, 8.-10. novembris, 2018. Piscataway, NJ: IEEE, 2018, 91.-95.lpp. ISBN 978-1-7281-2000-3. e-ISBN 978-1-7281-1999-1. Pieejams: doi:10.1109/AIEEE.2018.8592144

⁶ Petričenko, R., Soboļevskis, D., Sauhats, A. Short-Term Forecasting of District Heating Demand. No: 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe 2018), Itālija, Palermo, 12.-15. jūnijs, 2018. Piscataway, NJ: IEEE, 2018, 807.-812.lpp. ISBN 978-1-5386-5187-2. e-ISBN 978-1-5386-5186-5. Pieejams: doi:10.1109/EEEIC.2018.8494362

⁷ <https://www.ast.lv/lv/projects/sinhronizacija-ar-eiropu>

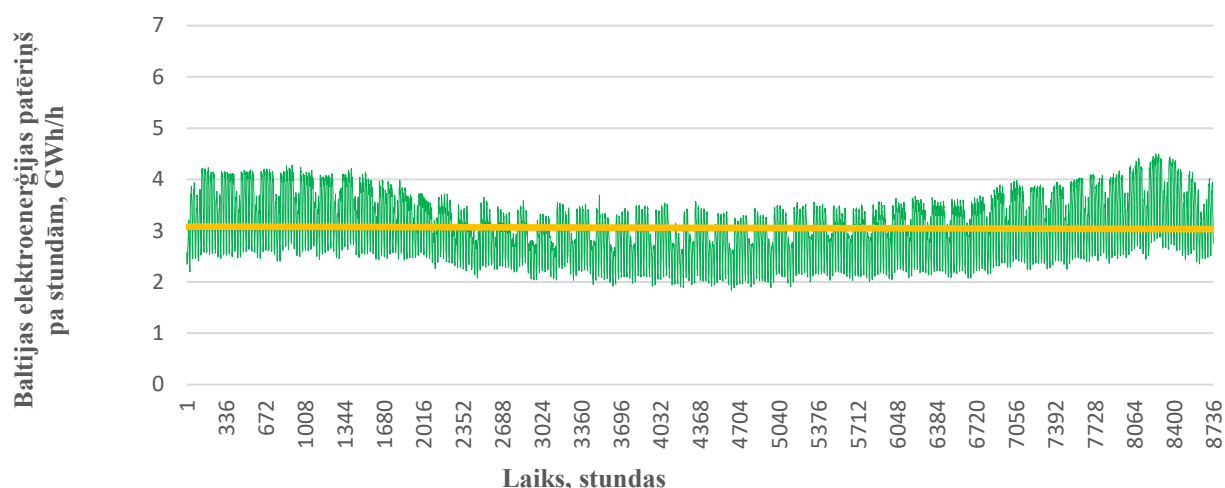
1.2. 1. scen.: energosistēmas stāvoklis pašreiz un tuvā nākotnē

Gatavojoties Baltijas valstu energosistēmu desinhronizācijai no *IPS/UPS*, būtiski pārlicināties par to, kāda ir ģenerācijas jaudu pietiekamība, kā arī energosistēmas drošums kopumā, tai darbojoties izolētas darbības režīmā. Detalizētāks šī jautājuma iztirzājums no sistēmas stabilitātes (drošības) viedokļa dots nodevumā D4.1⁸, kā arī zinātniskajos rakstos^{9,10}.

Šajā apakšnodaļā cita starpā veicam izolētas darbības režīma pieļaujamības aplēsi no jaudu pietiekamības viedokļa, kas ir viens no būtiskākajiem energosistēmas drošuma kritērijiem. Šī aprēķina ieejas dati balstīti uz reālo 2020. gada situāciju Baltijas valstu energosistēmā. Informācija par ģenerācijas avotu darbības pamatrādītājiem un enerģijas pieprasījumu apkopota 1.1. tabulā^{11,12}, kas kalpo par pamatu REM 1. scenārija mainīgo ikstundas laikrindu izveidei. Tanī pat laikā atbilstoši REM metodoloģijai, kur fosilo resursu elektrostaciju darbība tiek modelēta tikai tādos apstākļos, kad slodzi nevar segt ar atjaunīgajiem resursiem un importu, šo staciju darba režīms nav scenārija ieejas parametrs, bet tiek noteikts aprēķinu gaitā.

1.1. tab. 1. scenārija ieejas dati

	Patēriņš	SES	VES	HES	mHES	BES	HAES	RS
Maks. slodze / maks. izstrāde, MWh/h	4 501	168	799	1 192	165	226	776	4 330
Patērētā/izstrādātā enerģija gadā, TWh	26,7	0,21	2,38	2,51	1,64	1,5	0,77	–



1.3. att. BVE ikstundas elektroenerģijas patēriņš 1. scenārijā

⁸ Projekta "FutureProof" nodevums D4.1 "Latvijas energosistēmas risku novērtējums un rekomendācijas to mazināšanai"

⁹ D. Guzs, A. Utans, A. Sauhats, G. Junghans and J. Silinevics, "Resilience of the Baltic power system when operating in island mode," *2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/RTUCON51174.2020.9316616.

¹⁰ Sauhats A, Utans A, Silinevics J, Junghans G, Guzs D. Enhancing Power System Frequency with a Novel Load Shedding Method Including Monitoring of Synchronous Condensers' Power Injections. *Energies*. 2021; 14(5):1490. <https://doi.org/10.3390/en14051490>.

¹¹ <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

¹² <https://transparency.entsoe.eu/>

Baltijas energosistēmas ikstundas patēriņa laikrinda, kas izmantota modelēšanā, atainota 1.3. attēlā (iekļauts arī HAES patēriņš; ar dzelteno līniju attēlots kopējais vidējais patēriņš).

Lai novērtētu ģenerācijas jaudu pietiekamību, viens no modelēšanā izmantotajiem pamatpieņēmumiem paredz, ka fosilā kurināmā elektrostacijas var aktivizēt pirmajās iterācijās iegūtā elektroenerģijas deficīta likvidēšanai pēc nepieciešamības. Respektīvi, katrā stundā maksimālā pieejamā elektrostaciju rezerves jauda Baltijā REM 1. scenārijā ir 4 330 MW.

Sākotnējā aplēse tiek veikta šādiem teorētiskiem energosistēmas stāvokļiem:

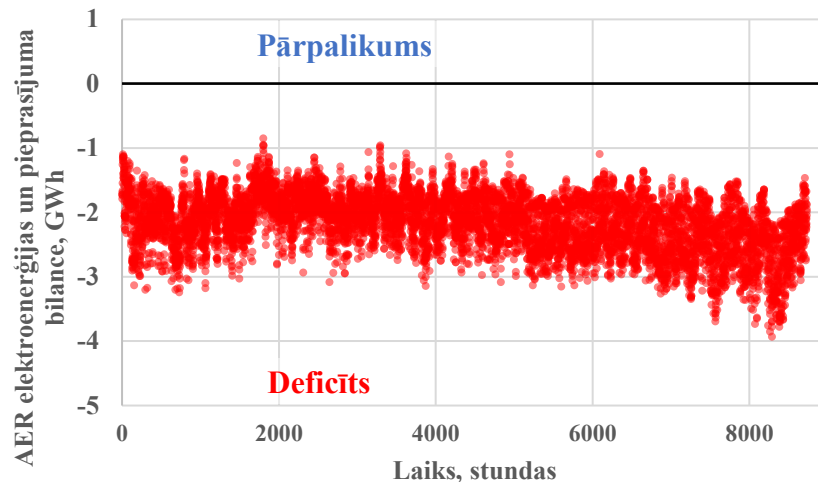
- stāvoklis **S1** – energosistēma ar pašreizējo struktūru un starpsavienojumiem pirms sinhronizācijas, bez bojātiem vai atslēgtiem elementiem;
- stāvoklis **S2** – Baltijas energosistēma ir atslēgta no *IPS/UPS*, bet modelētās starpsavienojumu jaudas ar Skandināvijas un kontinentālās Eiropas sinhronajiem apgabaliem atbilst 1.2. att. norādītajām, kādas plānotas no 2025. gada;
- stāvoklis **S3** – Baltijas energosistēma ir atslēgta no *IPS/UPS*, un vienlaikus nav pieejami starpsavienojumi ar Zviedriju, Somiju un Poliju (izolētas darbības režīms). Šis stāvoklis tiek analizēts, lai saprastu importa un eksporta nozīmi;
- stāvoklis **S4** – Baltijas energosistēma ir atslēgta no *IPS/UPS*, un nav pieejama daļa no koģenerācijas un termoelektrostacijām, kuras tiek pamazām slēgtas izmešu samazināšanas nolūkos.

Stāvoklis **S1**. Pašreizējā situācijā Baltijas energosistēmai ir pieejama gandrīz 4 330 MW vadāmu vietējo konvencionālo staciju jauda (Rīgas termoelektrocentrāles, Lietuvas un Igaunijas termoelektrostacijas), pieejamā importa jauda no Somijas, Zviedrijas un Polijas pārsniedz 2 000 MW, no Krievijas un Baltkrievijas – 2 500 MW, kā rezultātā var apgalvot, ka energosistēma nepieciešamības gadījumā varētu pilnībā nodrošināt maksimālo slodzi (ap 4 500 MW) pat bez AER elektrostacijām (piemēram, mainīgo AER ilgstošas nepieejamības gadījumā). Tādējādi stāvoklī S1 Baltijas energosistēmas jaudu pietiekamība ir pilnīgi apmierinoša.

Stāvoklis **S2**. Baltijas sistēmas atslēgšana no *IPS/UPS* samazina importa/eksporta iespējas, bet arī šajā gadījumā Baltijas valstu fosilās elektrostacijas kopā ar importu no Zviedrijas, Somijas un Polijas (summārā pārvades jauda pēc sinhronizācijas – 3 416 MW) var nodrošināt enerģijas pieprasījumu pat nelabvēlīgos apstākļos, kad atjaunīgā enerģija nav pieejama, bet enerģijas pieprasījums sasniedz maksimālo vērtību.

Stāvoklis **S3**. Pieņemam, ka Baltijas energosistēma darbojas izolētā režīmā un ir atslēgta no visām kaimiņvalstīm, lai tādējādi novērtētu energosistēmas lokālo jaudu pietiekamību. Šādā režīmā, kad nav iespējams izmantot importa/eksporta iespējas, Baltijas energosistēmā, ja tā paļautos tikai uz AER avotiem, nevienā modelētajā laika vienībā (stundā) neveidojas elektroenerģijas pārpalikums, bet summāri gadā veidojas 70,88% deficīts, kas izteikts attiecībā pret kopējo pieprasījumu. AER ģenerācijas / BVE patēriņa bilances¹³ mainīgums un iztrūkuma dinamika visās gada stundās atspoguļota 1.4. attēlā. Līdz ar to trūkstošais elektroenerģijas apjoms ~ 18,93 TWh/gadā būtu jāsedz ar Baltijā esošajām fosilā kurināmā elektrostacijām. Maksimālais iztrūkums vienā stundā ir 3,93 GW, ko atbilstoši sākotnējiem pieņēmumiem par situāciju tuvā nākotnē (1.1. tab.) tik tiešām iespējams segt ar fosilā kurināmā elektrostacijām.

¹³ Ģenerācijas/patēriņa bilanci ietekmē arī enerģijas akumulācijas staciju darbība. 1. scenārijā, kas aplūko iespējamo situāciju īstermiņā, modelī ir iekļauta tikai esošā Kroņu HAES Lietuvā.



1.4. att. BVE AER izstrādes un elektroenerģijas pieprasījuma balance 1. scenārijā

Šie rezultāti liecina, ka stāvokli S3 (bez starpsavienojumiem) nedrīkst pieļaut, ja nav pieejamas pietiekamas rezerves jaudas, jo tas radīs lielus enerģijas piegādes pārtraukumus. Ja nav pieejamas importa/eksporta jaudas un rezerves stacijas, tādā gadījumā visās gada stundās iestātos elektroenerģijas deficīts, jo pašreizējās AER jaudas ir nepietiekamas Baltijas patēriņa segšanai jebkuras atsevišķas stundas ietvaros (modelētā gada griezumā).

Stāvoklī S4, kad ir iespējams imports un eksports, tomēr no Baltijas energosistēmas ģenerācijas portfeļa teorētiski izslēgtu 4 300 MW vadāmo vietējo konvencionālo staciju jaudas (Rīgas termoelektrocentrāles, Lietuvas un Igaunijas termoelektrostacijas), elektroenerģijas deficīta vērtība veidotos 0,04% apmērā jeb 9,4 GWh/gadā (1.5. att.). Iztrūkums veidojas 54 gada stundās. Tātad šajā gadījumā rezerves stacijām nav tik lielas nozīmes pie nosacījuma, ka pēc desinhronizācijas starpsavienojumi ir pieejami pilnā apmērā un ir iespējams importēt nepieciešamo elektroenerģiju no Somijas, Zviedrijas un Polijas. Vienlaikus no energoapgādes drošuma viedokļa rezerves ir nepieciešamas.

Iepriekš minētie rezultāti ļauj izdarīt divus secinājumus. Pirmkārt, kopumā no jaudu pietiekamības viedokļa Baltijas energosistēma 1. scenārijā varētu darboties izolētas darbības režīmā pie nosacījuma, ka netiek slēgtas esošās fosilā kurināmā elektrostacijas un AER stacijas pieejamas pašreizējā apjomā. Otrkārt, ja starpsavienojumi darbojas bez problēmām, tad iespējams segt visu pieprasījumu ar minimālu fosilo staciju izmantošanu.

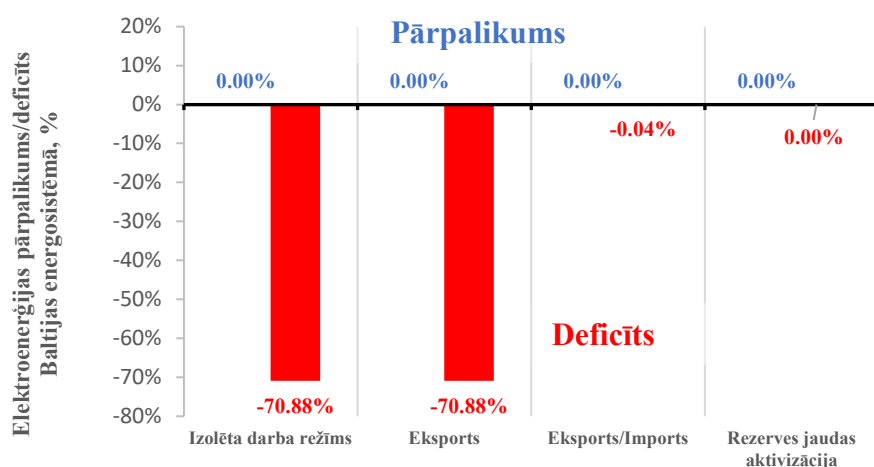
Pirmā atziņa gan ir pretrunā ar Eiropas savienības izmešu mazināšanas politiku, kas paredz pakāpenisku fosilo elektrostaciju slēgšanu, kas īpaši aktuāli Igaunijas degslānekļa elektrostacijām sakarā ar to augsto emisiju līmeni. No tāda viedokļa rezerves staciju jauda var izrādīties arī nepietiekoša, tāpēc scenārijos, kad tiek modelēta situācija tālākā nākotnē, svarīgi ņemt vērā plānoto fosilo elektrostaciju jaudas samazināšanos.

Savukārt otrā atziņa balstīta uz teorētisku jaudu pietiekamības novērtējumu. Tas nozīmē, ka praksē tirgus apstākļos 1. scenārijā fosilo resursu elektrostacijas visticamāk darbotos daudz aktīvāk, kamēr vien situācija elektroenerģijas vairumtirgū pieļautu to rentablu darbību – proti,

ja tirgus līdzsvara cena reģionā ir lielāka par elektroenerģijas ražošanas mainīgajām izmaksām (pamatā kurināmā un CO₂ izmešu izmaksas).

Kopumā arī turpmākajos nākotnes scenāriju aprēķinos REM paradigma paredz fosilo resursu izmantošanas samazināšanu, un tie tiek aktivizēti tikai galējas nepieciešamības gadījumā (t. i., aprēķinu pēdējā iterācijā). Aprēķinu soļus uz 1. scenārija piemēra labi ilustrē 1.5. attēls, kur parādīts summārais elektroenerģijas pārpalikums (stundās ar pārpalikumu) un deficīts (stundās ar deficītu) četrās aprēķinu iterācijās:

- 1) elektroenerģijas izstrāde no AER; nav pieejamas ne importa, ne eksporta iespējas; nav pieejamas rezerves elektrostacijas;
- 2) elektroenerģijas izstrāde no AER; nav pieejamas importa iespējas; ir pieejamas elektroenerģijas eksporta iespējas; nav pieejamas rezerves elektrostacijas;
- 3) elektroenerģijas izstrāde no AER; ir pieejamas elektroenerģijas importa/eksporta iespējas; nav pieejamas rezerves elektrostacijas;
- 4) elektroenerģijas izstrāde no AER; ir pieejamas elektroenerģijas importa/eksporta iespējas; ir pieejamas rezerves elektrostacijas.



1.5. att. BVE enerģijas balanss dažādos stāvokļos 1. scenārijā

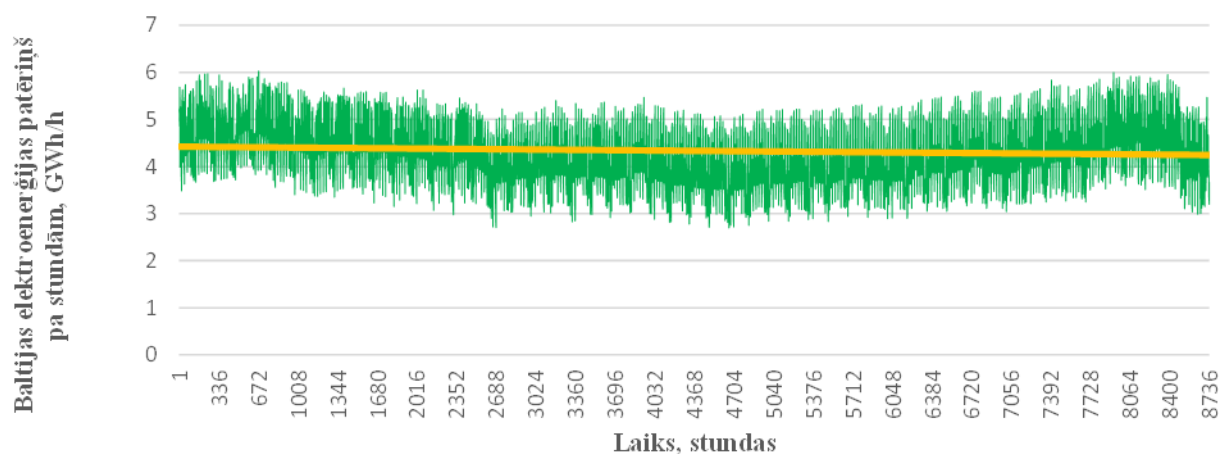
Turpmākajos aprēķinos tiek modelēta situācija tālākā nākotnē, kad ir aktuāli pieņēmumi par ievērojamu fosilo resursu elektrostaciju jaudas samazinājumu un AER jaudas pieaugumu. Raugoties ilgtermiņā, kļūst arī pamatotāki pieņēmumi par fosilo staciju zemo konkurētspēju elektroenerģijas vairumtirgū un attiecīgi to darbināšanu tikai galējas nepieciešamības gadījumā.

1.3. 2.–4. scen.: energosistēmas darbība ilgtermiņā ar būtisku AER pieaugumu

Ilgtermiņa attīstības scenāriju analīzei ar REM tiek veikti aprēķini vienam scenārijam attiecībā uz 2030. gadu (2. scenārijs) un diviem 2050. gada scenārijiem (3. un 4. scenārijs).

Tiem ir pieci galvenie raksturojošie **parametri**:

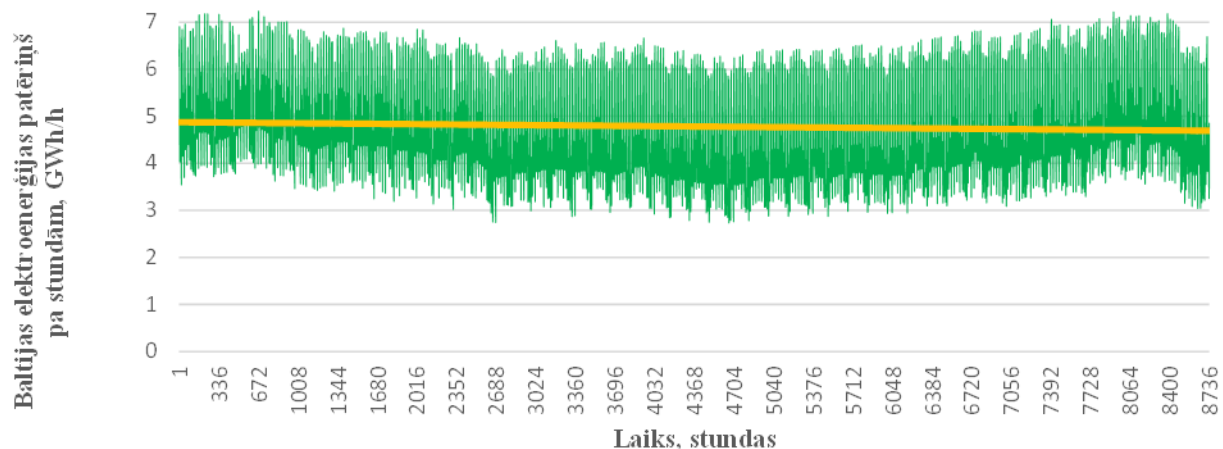
- elektroenerģijas patēriņa pieaugums: elektroenerģijas patēriņa prognoze ikstundas izšķirtspējā 2030. un 2050. gadam apkopota attiecīgi 1.6. un 1.7. attēlā¹⁴;
- rezerves jaudas: pieņemts, ka, ja AER ģenerācija un akumulētā enerģija nespēj nodrošināt enerģijas pieprasījumu, tad tiek izmantotas fosilā kurināmā elektrostacijas – Lietuvas dabasgāzes stacija (455 MW), divas Latvijas dabasgāzes elektrostacijas ar kopējo jaudu 1025 MW un trīs Igaunijas degslānekļa elektrostacijas ar jaudu 1497 MW 2030. gadā un ar jaudu 0 MW 2050. gadā (proti, degslānekļa elektrostacijas tiek slēgtas). Pamatojoties uz REM aprēķinu rezultātiem 3. un 4. scenārijam, tiek arī analizēta rezerves jaudas minimālā nepieciešamā vērtība 2050. gadā;
- saules elektrostaciju (SES) jauda: 1,5 GW 2. scenārijā (2030), 2 GW un 4 GW attiecīgi 3. un 4. scenārijā (2050);
- vēja elektrostaciju (VES) jauda: 4 GW 2. scenārijā (2030), 6 GW un 12 GW attiecīgi 3. un 4. scenārijā (2050);
- elektrisko automobiļu (EM) parametri: modelējot EM patēriņu, izdarām šādus papildus pieņēmumus:
 - vidējais dienas nobraukums – 15 km dienā¹⁵;
 - vidējais enerģijas patēriņš – 0,3 kWh/km;
 - elektrisko automobiļu akumulatora energoietilpība – 90 kWh;
 - automobiļu vienmērīga uzlāde pa nakti no plkst. 23.00 līdz 7.00 (8 stundu laikā);
 - katru nakti tiek uzlādēts enerģijas daudzums, kas ir pietiekošs nobraukuma kompensācijai;
 - tiek apskatīti divi varianti: pirmais variants atspoguļo situāciju, kad prognozētais EM skaits 2030.gadā ir 1 miljons; otrais variants prognozē 3 milj. EM 2050.gadā.



1.6. att. BVE ikstundas elektroenerģijas patēriņš 2. scenārijā

¹⁴ Šajos attēlos un tabulās pie Baltijas elektroenerģijas patēriņa iekļauta arī elektroautomobiļu uzlādei nepieciešamā Enerģija un HAES darbība uzlādes režīmā.

¹⁵ Zima-Bockarjova, M., Sauhats, A., Petričenko, L., Petričenko, R. Charging and Discharging Scheduling for Electrical Vehicles Using a Shapley-Value Approach. *Energies*, 2020, Vol. 13, No. 5, Article number 1160. ISSN 1996-1073. Pieejams: doi:10.3390/en13051160



1.7. att. BVE ikstundas elektroenerģijas patēriņš 3. un 4. scenārijā

2.–4. scenārija ieejas parametri apkopoti 1.2. tabulā, bet šo scenāriju analīzes rezultāti aprakstīti nākošajā apakšnodaļā.

1.2. tab. 2.–4. scenārija ieejas dati

Scenārija Nr.	Parametri	Patēriņš	SES	VES	HES	mHES	BES	HAES	RS
2030. gads									
2	Maks. slodze / maksimālā izstrāde, MWh/h	6 026	1 489	3 907	1 562	165	522	1 625	4 330
	Patērētā / izstrādātā enerģija gadā, TWh	37,87	1,74	11,66	1,90	0,34	3,52	2,85	–
2050. gads									
3	Maks. slodze / maksimālā izstrāde, MWh/h	7 233	1 876	5 913	1 562	165	522	1 625	1 500
	Patērētā / izstrādātā enerģija gadā, TWh	41,80	2,19	17,64	1,90	0,34	3,52	2,85	–
4	Maks. slodze / maksimālā izstrāde, MWh/h	7 233	3 872	11 586	1 562	165	522	1 625	1 500
	Patērētā / izstrādātā enerģija gadā, TWh	41,80	4,52	34,57	1,90	0,34	3,52	2,85	–

1.4. AER attīstības ietekme uz Baltijas energosistēmas jaudu pietiekamību

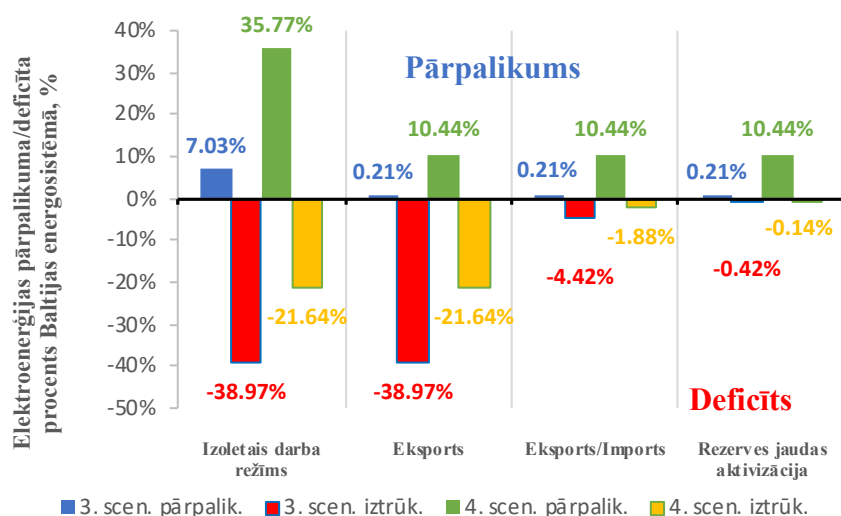
Analogi iepriekš aplūkotajam 1. scenārijam arī ilgtermiņa scenāriju aprēķinus lietderīgi sadalīt četros posmos, atainojot to starprezultātus:

- 1) energosistēma darbojas izolētā režīmā, bez enerģijas apmaiņas ar kaimiņvalstīm (šajā posmā tiek modelēta tikai AER ģenerācija un enerģijas izlāde no akumulācijas elektrostacijām; tāvad šajā posmā iegūtos deficītus teorētiski varētu segt arī ar fosilo (rezerves) staciju izmantošanu, ja tām ir pietiekama jauda);
- 2) nākamajā solī tiek izmantotas elektroenerģijas eksporta iespējas uz Poliju, Somiju un Zviedriju, bet netiek izmantotas importa iespējas;
- 3) tiek izmantotas gan eksporta, gan importa iespējas;
- 4) visbeidzot, ja nepieciešams, tiek modelēta rezerves staciju izmantošana.

Ja arī pēc pēdējā aprēķinu soļa atsevišķās stundās tiek fiksēta elektroenerģijas nepietiekamība, tas nozīmē, ka sākotnējais pieņēmums par rezerves staciju jaudu (1.2. tabula) bijis nepietiekams.

Pēc pirmā aprēķinu soļa **2. scenārijā** 12,85% stundu vērojams elektroenerģijas pārpalikums, kas summāri vienāds ar 1,03 TWh, savukārt atlikušajās 87,15% stundās ir deficīts, kas summāri gada griezumā sastāda 16,88 TWh (maksimālā vienas stundas vērtība – 5,156 GWh/h). Pēc pilvērtīgas eksporta jaudu izmantošanas otrajā aprēķinu solī elektroenerģijas pārpalikums samazinās uz vairs tikai 4,10 GWh, un gadā ir tikai 0,15% stundu ar pārpalikumu. Trešajā aprēķinu solī realizējot arī importu, summārais deficīts samazinās uz 0,73 TWh. Visbeidzot, pēdējā solī aktivizējot rezerves, var secināt, ka 2. scenārijā pieņemtais to apjoms būtu **pietiekams pilnīgai deficīta segšanai**. Maksimālā vienas stundas ietvaros nepieciešamā elektroenerģija no rezerves stacijām bija 1,740 GWh/h.

Atbilstošo soļu aprēķinu starprezultāti **3. un 4. scenārijam** ilustrēti 1.8. attēlā.



1.8. att. BVE elektroenerģijas balanss dažādos stāvokļos 3. un 4. scenārijā

1.8. attēlā dotās elektroenerģijas disbalansa vērtības ļauj secināt, ka elektroenerģijas eksporta un importa ietekme ir ļoti nozīmīga. 4. scenārijā AER uzstādītā jauda ir lielāka nekā 3. scenārijā. Rezultātā BVE elektroenerģijas deficīts pēc importa/eksporta iekļaušanas ir vairāk nekā divas reizes mazāks. Rezerves jaudas aktivizācija gandrīz pilnībā likvidē elektroenerģijas deficītu abos gadījumos (samazinot to uz attiecīgi tikai 0,42% un 0,14%). Tomēr tas arī ļauj secināt, ka pieņemtā rezerves jauda tomēr **nevar pilnīgi kompensēt elektroenerģijas deficītu**, kas ir svarīgi energosistēmas tehniskas drošības nodrošināšanai. Nodevuma 1.5. apakšnodaļā sīkāk iztirzāts jautājums par nepieciešamās rezerves jaudas apjoma aplēsi iztrūkstošās elektroenerģijas kompensācijai.

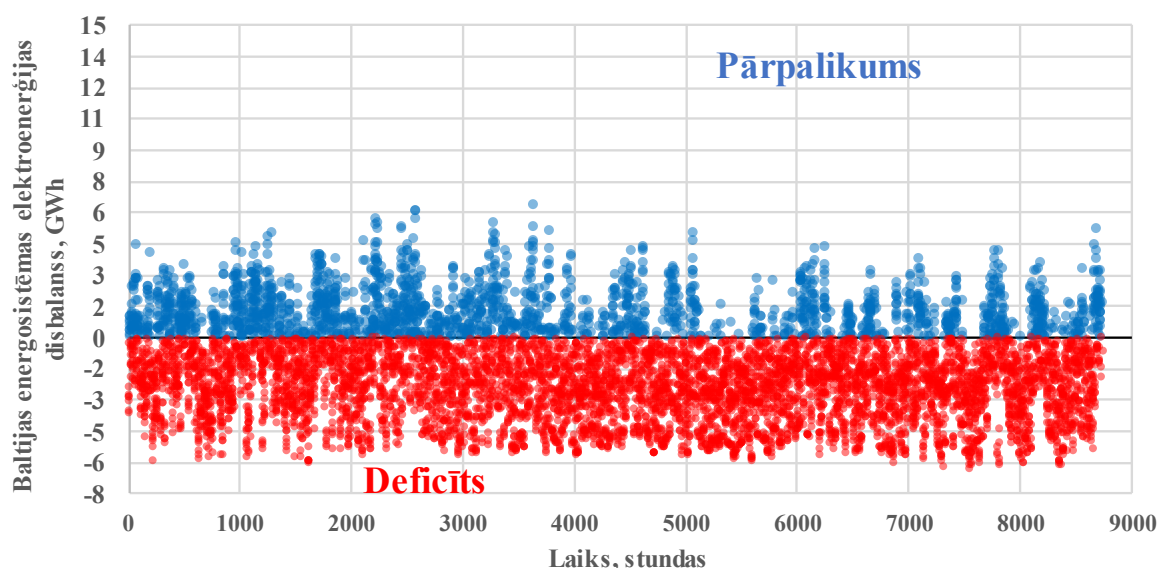
Turpmākajās apakšnodaļās dots detalizētāks ieskats REM modeļa starprezultātos atbilstoši iepriekš aprakstītajiem aprēķinu soļiem.

1.4.1. Baltijas energosistēmas izolētas darbības režīms

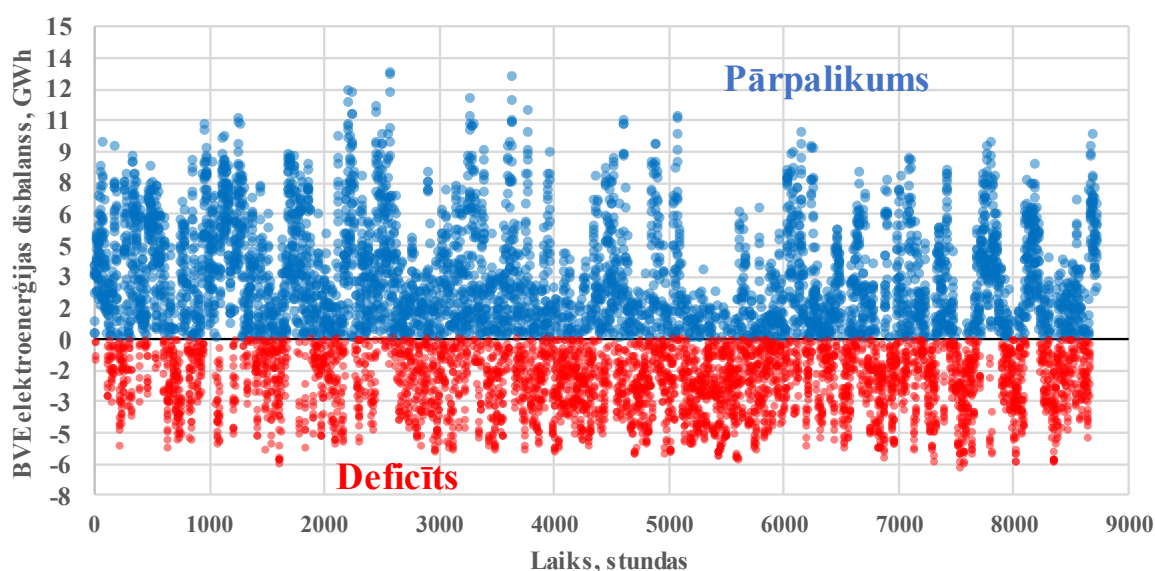
Baltijas energosistēmai darbojoties izolēti, elektroenerģijas deficīta īpatsvars (kad netiek arī aktivizētas rezerves jaudas) **3. scenārijā** ir 38,97% no gada patēriņa (proti, 16,287 TWh no kopējā enerģijas pieprasījuma 41,796 TWh). Dubultojušies vēja un saules elektrostaciju jaudām (no summāri 8 GW uz 16 GW), **4. scenārijā** šis elektroenerģijas deficīta apjoms samazinās uz 21,64% (jeb 9,044 TWh).

Analizējot elektroenerģijas pārpalikumu, kā jau būtu sagaidāms, ir novērojama pilnīgi pretēja situācija: palielinoties AER jaudai, palielinās elektroenerģijas pārpalikums: **3. scenārijā** tas ir 7,03% (jeb 2,939 TWh), bet **4. scenārijā** – jau 35,77% (jeb 14.950 TWh).

Elektroenerģijas pārpalikuma un deficīta stundas un apmērs Baltijā **izolētā darbības režīmā 3. un 4. scenārijā** parādīts attiecīgi 1.9. un 1.10. attēlā.



1.9. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE bez starpsavien. un rezervēm (3. scenārijs)

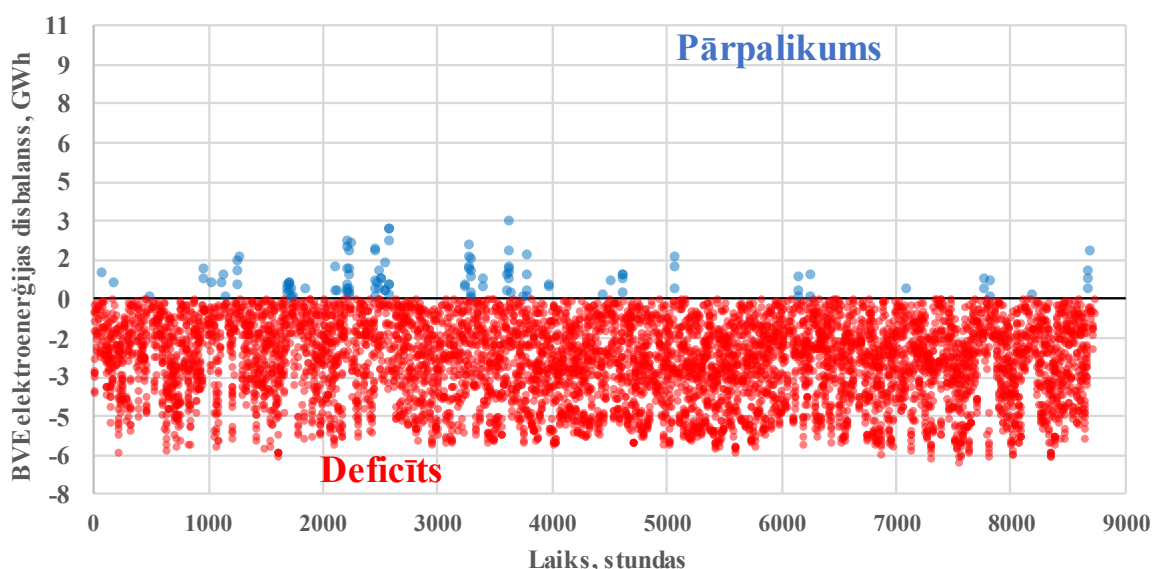


1.10. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE bez starpsavien. un rezervēm (4. scenārijs)

Jāatzīmē, ka arī šie rezultāti parāda starpsavienojumu ar kaimiņvalstīm nozīmi un ļauj secināt, ka izolētas darbības režīmu nevar pieļaut, jo tas var izraisīt masveidīgu patērētāju atslēgšanos deficīta gadījumos (vai nepieciešamību uzturēt un aktivizēt ārkārtīgi lielas rezerves elektrostaciju jaudas), kā arī ģeneratoru atslēgšanos pārpalikuma stundās.

1.4.2. Elektroenerģijas eksporta ietekme

Analizējot 1.11. attēlu (**3. scenārijs**), var secināt, ka enerģijas eksports ir samazinājis elektroenerģijas pārpalikumu BVE no 2,939 TWh līdz 0,090 TWh jeb līdz 0.21% no kopējā BVE enerģijas pieprasījuma. Vēl vairāk samazināt enerģijas pārpalikumu nav iespējams, jo pastāv ierobežojumi pārvades līniju caurlaides spējai starp valstīm.



1.11. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta (bez importa un rezervēm) (3. scenārijs)

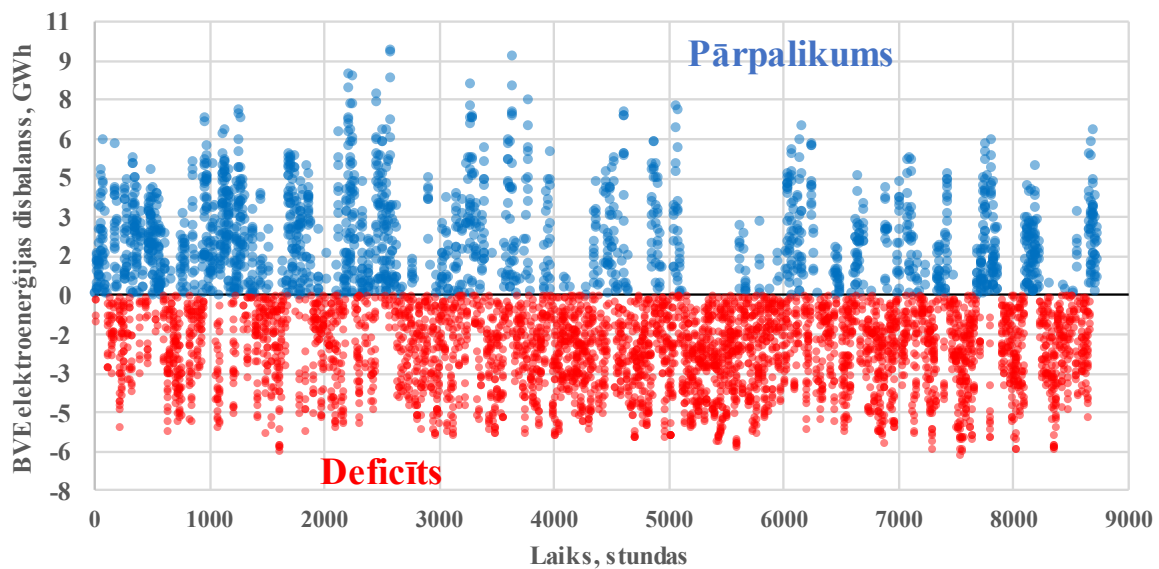
AER jaudas palielināšanas pozitīvais aspekts ir eksportētās elektroenerģijas pieaugums. Piemēram, **4. scenārijā** tiek eksportēts 10,588 TWh elektroenerģijas¹⁶ jeb 70,83% no BVE elektroenerģijas pārpalikuma (attiecīgi var pieņemt, ka atlikusī pārpalikuma daļa tiek likvidēta, ierobežojot AER elektrostaciju darbību¹⁷).

1.12. attēls liecina par **4. scenārija** elektroenerģijas pārpalikuma samazinājumu, salīdzinot ar situāciju pirms eksporta ņemšanas vērā (1.10. att.).

Pēc iegūtajiem BVE modelēšanas rezultātiem (1.9.–1.12. att.) var secināt, ka efektīvs elektroenerģijas eksports krietni uzlabo BVE disbalansa stāvokli.

¹⁶ Šajās aplēsēs netiek ņemtas vērā tranzīta plūsmas.

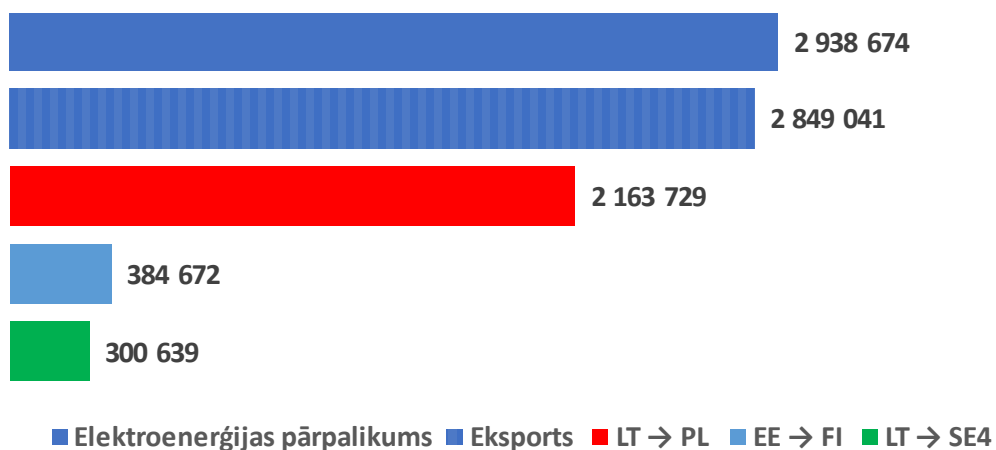
¹⁷ Ir iedomājami arī alternatīvi risinājumi liekās elektroenerģijas izmantošanai lietderīgi, piemēram, enerģijas pārveides procesos (*power-to-x*).



1.12. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta (bez importa un rezervēm) (4. scenārijs)

Stabiņu diagramma 1.13. attēlā rāda BVE enerģijas pārpalikumu, enerģijas eksporta apjomu un eksportētās enerģijas sadalījumu starp kaimiņvalstīm **3. scenārijā**. BVE modelētais ikgadējais enerģijas pārpalikums, kas ir vienāds ar 2,939 TWh jeb 7,03% no pieņemtā elektroenerģijas pieprasījuma 2050. gadā, ir attēlots zilā krāsā. Ņemot vērā ikstundas enerģijas cenas prognozes Polijai, Somijai un Zviedrijai 2050. gadā, kā arī elektropārvades līniju ierobežoto jaudu, BVE modelētais enerģijas eksporta apjoms 2050. gadā ir 2,849 TWh (svītrotais stabiņš), kas līdzvērtīgi 6,95% no vietējā elektroenerģijas pieprasījuma.

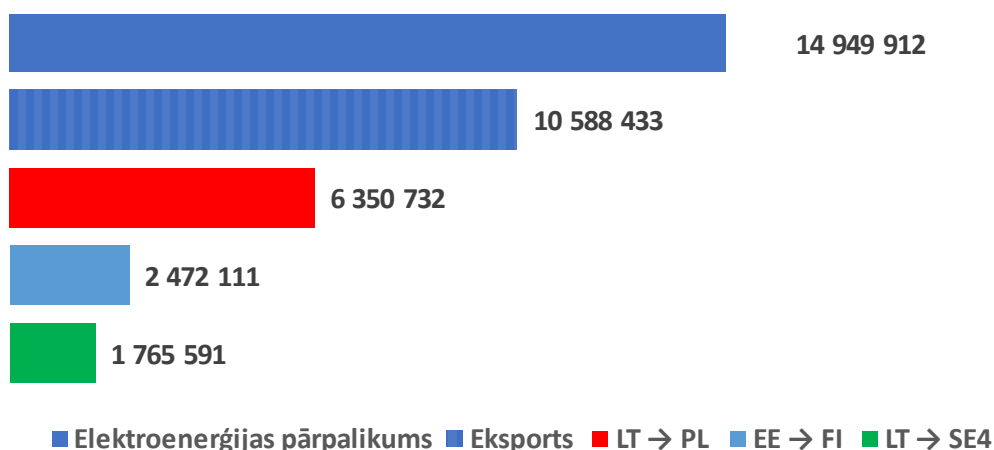
Savukārt modelētais elektroenerģijas enerģijas eksporta sadalījums ir šāds: EE → FI – 0,38 TWh jeb 13,50% no visa eksporta; LT → SE4 – 0,30 TWh jeb 10,55%; LT → PL – 2,16 TWh jeb 75,95%. Var prognozēt, ka lielākoties elektroenerģijas eksports tiks īstenots, izmantojot starpsavienojumu Lietuva – Polija. Ilgtermiņa elektroenerģijas cenas prognoze Polijā ir vislielākā, salīdzinot ar citām valstīm, ar kurām BVE ir starpsavienojumi.



1.13. att. BVE elektroenerģijas pārpalikums un eksports, MWh (3. scenārijs)

Stabiņu diagramma 1.14. attēlā rāda BVE enerģijas pārpalikumu, enerģijas eksporta apjomu un eksportētās enerģijas sadalījumu starp kaimiņvalstīm **4. scenārijā**. Salīdzinot ar 3. scenāriju, elektroenerģijas eksports pa valstīm sadalās vienmērīgāk¹⁸. Tomēr tendence saglabājas un lielākoties elektroenerģijas eksports tiek realizēts, izmantojot starpsavienojumu Lietuva – Polija.

Vienmērīgāks sadalījums galvenokārt skaidrojams ar to, ka, dubultojot uzstādītās vēja un saules elektrostaciju jaudas, ievērojami pieaug kopējais eksporta apjoms. Savukārt tas nozīmē, ka biežāk tiek sasniegtas caurlaides spēju robežas savienojumam ar Poliju¹⁹, kas savukārt atbilstoši tirgus darbības principiem mudina vairāk eksportēt arī uz pārējiem tirdzniecības apgabaliem.



1.14. att. BVE elektroenerģijas pārpalikums un eksports, MWh (4. scenārijs)

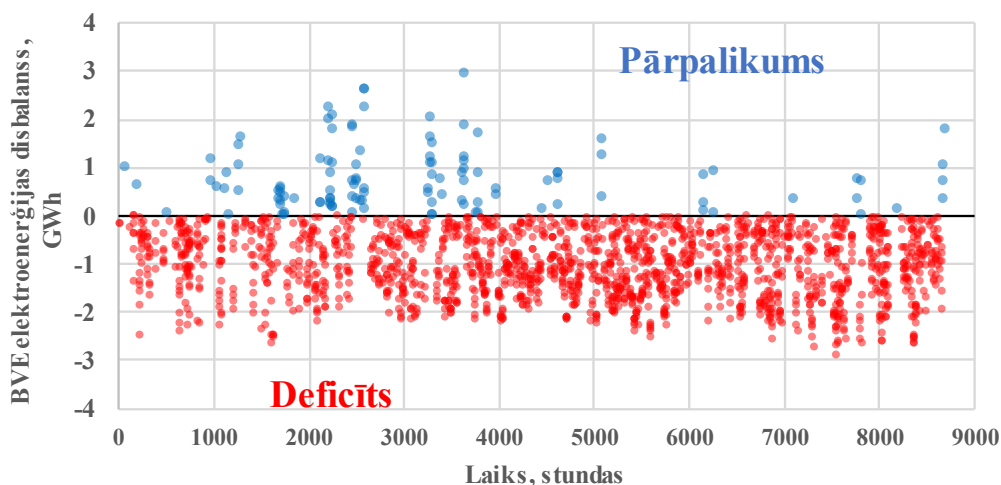
1.4.3. Elektroenerģijas importa ietekme

BVE enerģijas imports **3. scenārijā** samazina elektroenerģijas deficītu līdz 1,847 TWh vērtībai jeb 4,42% no patēriņa. Attiecīgā elektroenerģijas pārpalikuma/deficīta situācija pa stundām parādīta 1.15. attēlā.

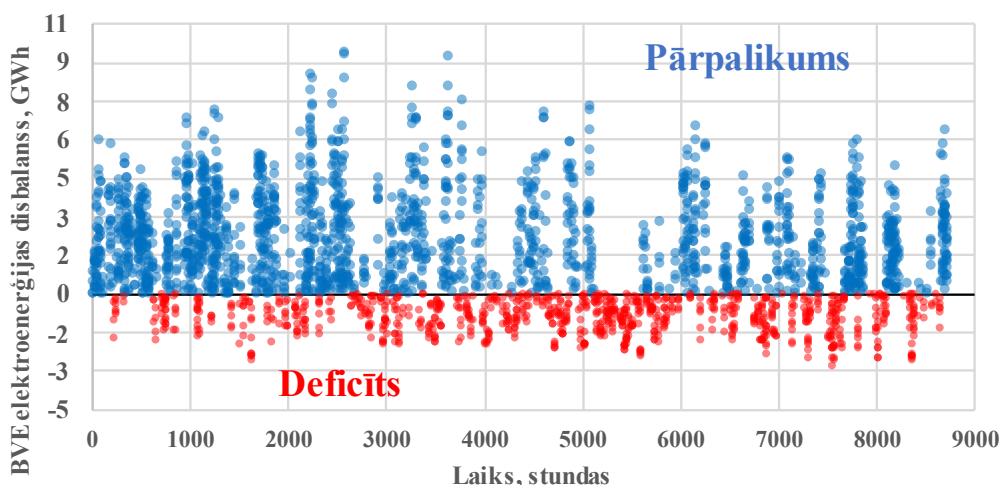
Ievērojami palielinot SES un VES jaudas (**4. scenārijs**) līdz attiecīgi 8 GW un 16 GW, BVE elektroenerģijas deficīta vērtība ir 0,787 TWh jeb 1,88% no patēriņa gadā. Šo scenāriju ataino 1.16. attēls.

¹⁸ Tā kā REM modeļa tvērumā nav iekļauta Somija, Zviedrija un Polija, bet tikai starpsavienojumi ar tām, elektroenerģijas plūsmas šajos starpsavienojumos tiek noteiktas nevis pēc fizikālajiem procesiem (ko nav iespējams imitēt, nemodelējot arī pašu šo valstu energosistēmas), bet pēc elektroenerģijas vairumtirdzniecības principiem, kur elektroenerģija plūst no apgabaliem ar zemāku cenu uz tādiem, kuros tirgus cena ir lielāka.

¹⁹ Lai gan atbilstoši izmantotajām prognozēm Polijā 2050. gadā sagaidāma caurmērā vislielākā elektroenerģijas vairumtirdzniecības cena, tas nenozīmē, ka tā tāda būs patstāvīgi. REM izpildījumā atsevišķās stundās eksporta cenu ranžējums var variēt, tādējādi atainojot reālistiskāku elektroenerģijas tirgus situāciju.



1.15. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta un importa (bez rezervēm) (3. scenārijs)

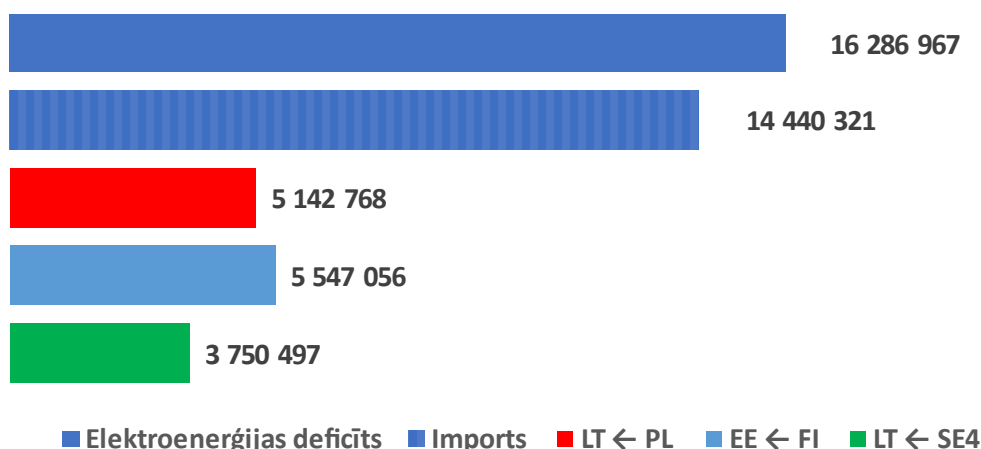


1.16. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta un importa (bez rezervēm) (4. scenārijs)

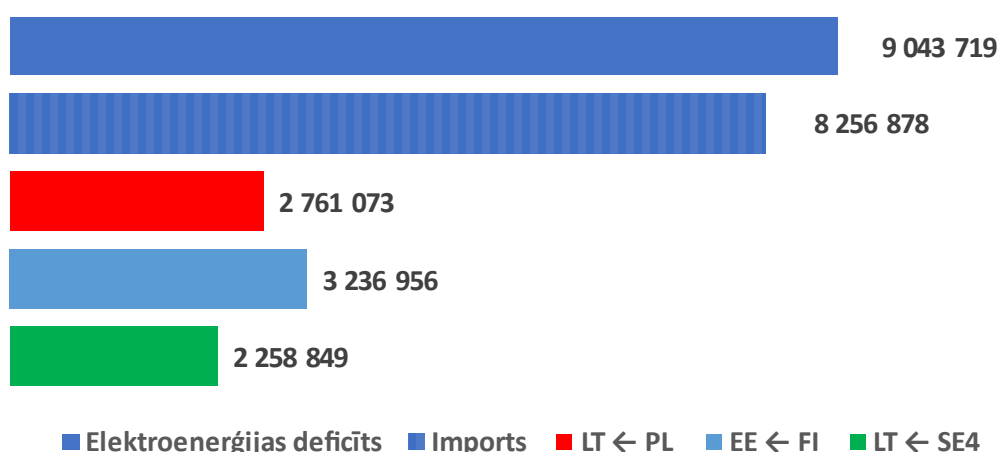
Sākotnējais BVE enerģijas deficīts 2050. gadā ir 16,286 TWh jeb 7,03% no BVE enerģijas patēriņa **3. scenārijā** un 9,044 TWh jeb 21,64% **4. scenārijā**. Importētās enerģijas apjoms **3. scenārijā** ir 14,440 TWh, kas nosedz 88,66% no sākotnējā kopējā BVE enerģijas deficīta (1.17. attēls). Savukārt importētās enerģijas apjoms **4. scenārijā** ir 8,256 TWh, kas nosedz 91,30% no sākotnējā kopējā BVE enerģijas deficīta (1.18. attēls).

Kā izriet no 1.17. un 1.18. attēla, modelētā gada ietvaros elektroenerģijas imports galvenokārt tiek realizēts no Somijas. Tas skaidrojums ar ilgtermiņa cenu prognozēm, kas līdz 2050. gadam paredz zemāko elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu tieši šajā apgabalā²⁰. Savukārt tas, ka vismazāk importa tiek lēsts no Zviedrijas, ir skaidrojams galvenokārt ar mazāko starpsavienojuma caurlaides spēju, jo mūsu prognozēs netiek apskatīta iespēja uzbūvēt jaunu starpsavienojumu ar Zviedriju vai palielināt NordBalt caurlaides spēju virs esošajiem 700 MW.

²⁰ Ilgtermiņa cenu prognozes iepriekš tika aprakstītas projekta "FutureProof" nodevumā D2.1 "Ilgtermiņa prognozes Latvijas energosistēmas attīstības plānošanai".



1.17. att. BVE elektroenerģijas deficīts un imports, MWh (3. scenārijs)



1.18. att. BVE elektroenerģijas deficīts un imports, MWh (4. scenārijs)

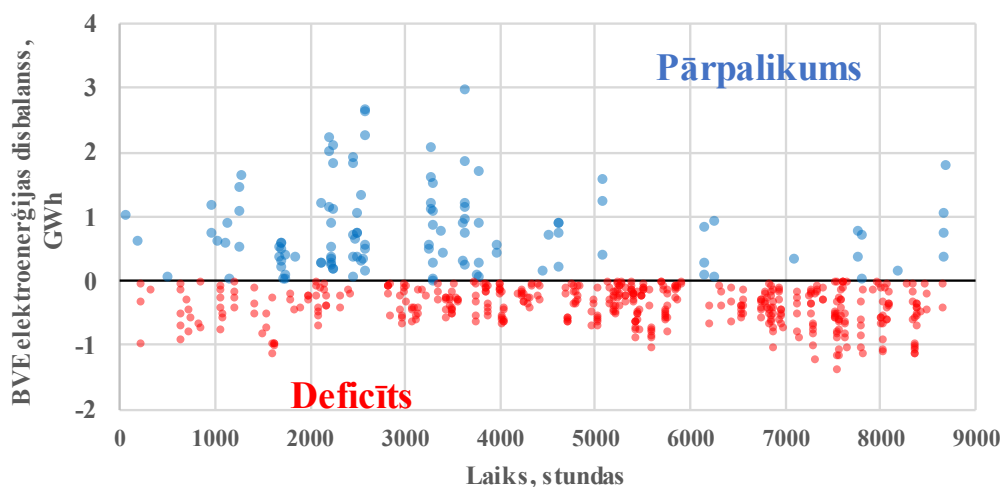
1.4.4. Rezerves jaudas izmantošana

Atbilstoši REM realizētajai metodoloģijai, BVE balansēšanas pēdējais posms ir rezerves jaudu aktivizācija.

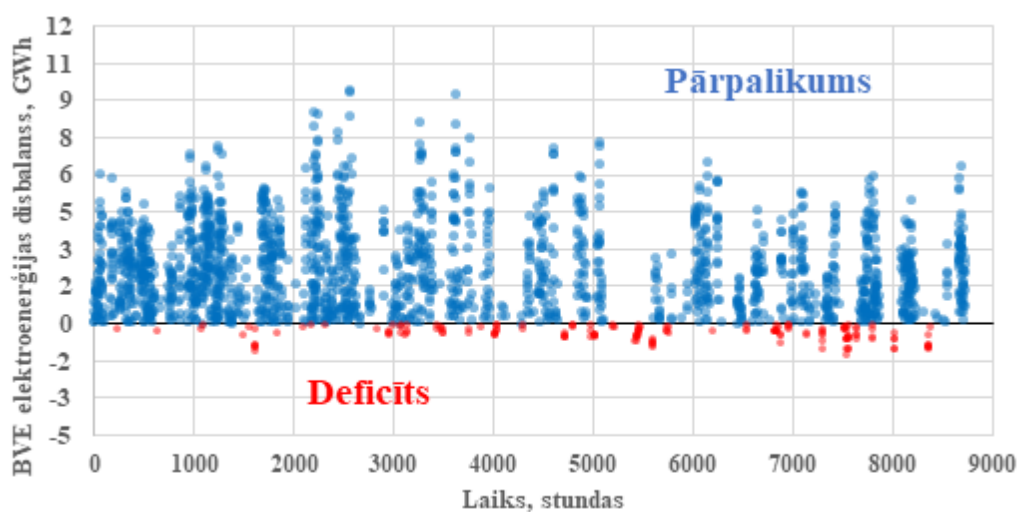
Saskaņā ar 1.19. attēla rezultātiem var secināt, ka **3. scenārijā** rezerves jaudu aktivizācija samazina BVE enerģijas deficītu līdz 0,177 TWh līmenim jeb 0,42% no summārā BVE elektroenerģijas pieprasījuma gadā, bet, realizējot **4. scenāriju**, ir novērojama BVE elektroenerģijas deficīta samazināšanās līdz 0,14% no patēriņa jeb 0,060 TWh (1.20. att.).

BVE elektroenerģijas jaudu pietiekamības novērtēšanas rezultāti ir apkopoti 1.3. tabulā. Salīdzinot BVE enerģijas disbalansu izolētā režīmā ar pārējiem stāvokļiem, var novērot būtisku elektroenerģijas disbalansa samazinājumu. Rezultātā BVE enerģijas disbalanss **3. scenārijā** samazinās no 19,226 TWh (46,00% no BVE patērētās enerģijas 2050. gadā) līdz 0,267 TWh (0,64%). **4. scenārijā** šis samazinājums ir no 23,994 TWh (57,41%) līdz 4,422 TWh (10,58%).

Detalizētāki rezultāti no visu aplūkoto scenāriju modelēšanas apkopoti 1. pielikumā iekļautajās tabulās.



1.19. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta/importa un rezervju aktivizācijas (3. scenārijs)



1.20. att. Modelētais elektroenerģijas pārpalikums/deficīts BVE pēc elektroenerģijas eksporta/importa un rezervju aktivizācijas (4. scenārijs)

1.3. tab. BVE modelēšanas rezultāti 3. un 4. scenārijiem

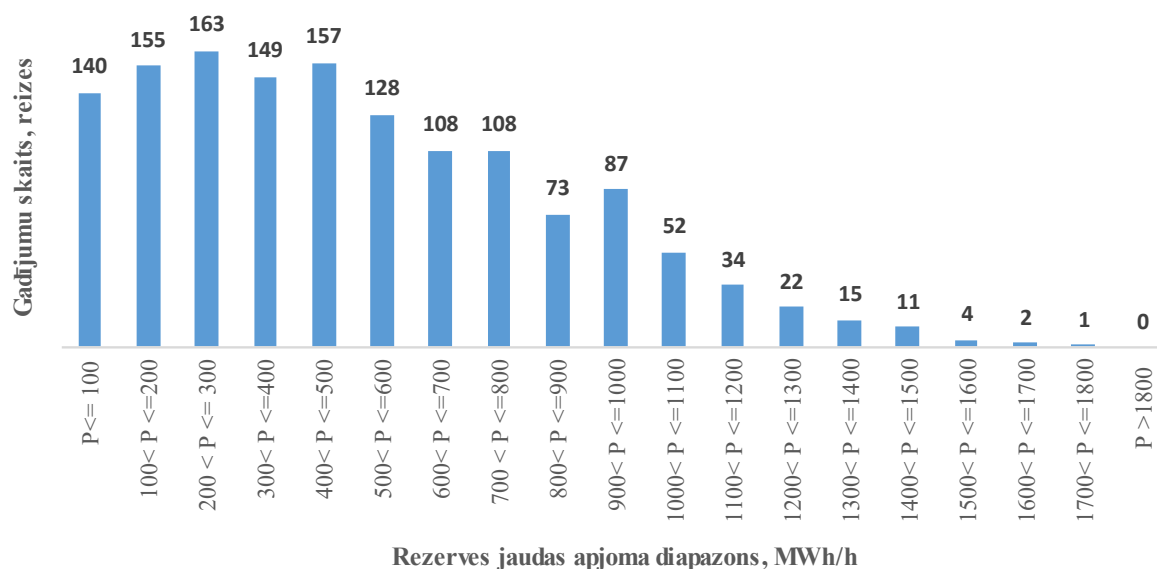
Scenārija Nr.	Izolētas darbības režīms			Eksports		
	Deficīts	Pārpalik.	Disbalanss	Deficīts	Pārpalik.	Disbalanss
3	38.97%	7.03%	46.00%	38.97%	0.21%	39.18%
4	21.64%	35.77%	57.41%	21.64%	10.44%	32.07%
	Eksports/importa			Rezerves jaudas aktivizēšana ²¹		
	Deficīts	Pārpalik.	Disbalanss	Deficīts	Pārpalik.	Disbalanss
3	4.42%	0.21%	4.63%	0.42%	0.21%	0.64%
4	1.88%	10.44%	12.32%	0.14%	10.44%	10.58%

²¹ Atbilstoši iepriekš aprakstītajai metodoloģijai rezerves jaudas tiek aktivizētas tikai pēdējā solī.

1.5. Rezerves jaudas aktivizācijas ietekme uz BVE elektroenerģijas bilanci

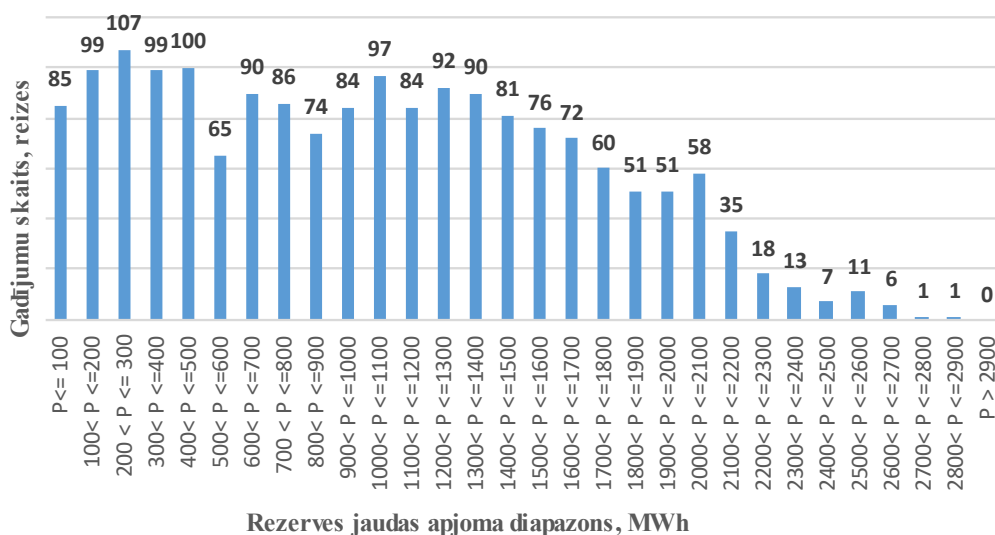
Šis apakšnodaļas mērķis ir izanalizēt rezerves jaudu apjoma ietekmi uz BVE elektroenerģijas bilanci, ka arī noteikt nepieciešamo rezervju apjomu. Šim mērķim izmantots **2.**, **3.** un **4. scenārijs** un to raksturojošie parametri (1.2. tabula). 2. scenārijas attiecas uz BVE 2030. gadā. Savukārt BVE parametri 3. un 4. scenārijā atbilst prognozēm un pieņēmumiem par 2050. gadu, kad BVE patēriņš ir lielāks, SES un VES uzstādītā jauda ir pieaugusi, kā arī elektrisko automobiļu skaits ir ievērojami palielinājies, bet rezerves (fosilo energoresursu) jaudas ir samazinātas atbilstoši siltumnīcefekta gāzu emisiju samazināšanas politikai.—4. scenārijā papildus palielināto SES un VES uzstādītās jaudas mērķis, salīdzinot ar 3. scenāriju, ir noteikt nepieciešamās rezerves jaudas.

Balstoties uz 1.2. tabulas datiem, pieejamā stundas rezerves jauda **2. scenārijā** ir 4 330 MW. Tomēr, analizējot 1.21. attēlu, ir redzams, ka maksimālās aktivizētās rezerves jaudas apjoms atrodas 1 700–1 800 MWh/h diapazonā. BVE stundas maksimālais elektroenerģijas deficīts (pēc importa) ir **1 739,73 MWh** (*MaxEl* 1.4. tabulā). Pēc tabulas rezultātiem var spriest, ka iepriekšminētais elektroenerģijas apjoms tika pieprasīts tikai vienu reizi. Attiecīgi minētajam rezerves apjomam tā procentuālais pilnas aktivizācijas biežums 2030. gada griezumā ir vienāds ar 0,01%. Var konstatēt, ka šajā scenārijā pieņemtās rezerves jaudas aktivizācija pilnīgi likvidē BVE elektroenerģijas deficītu (sk. 1.4. tab.).



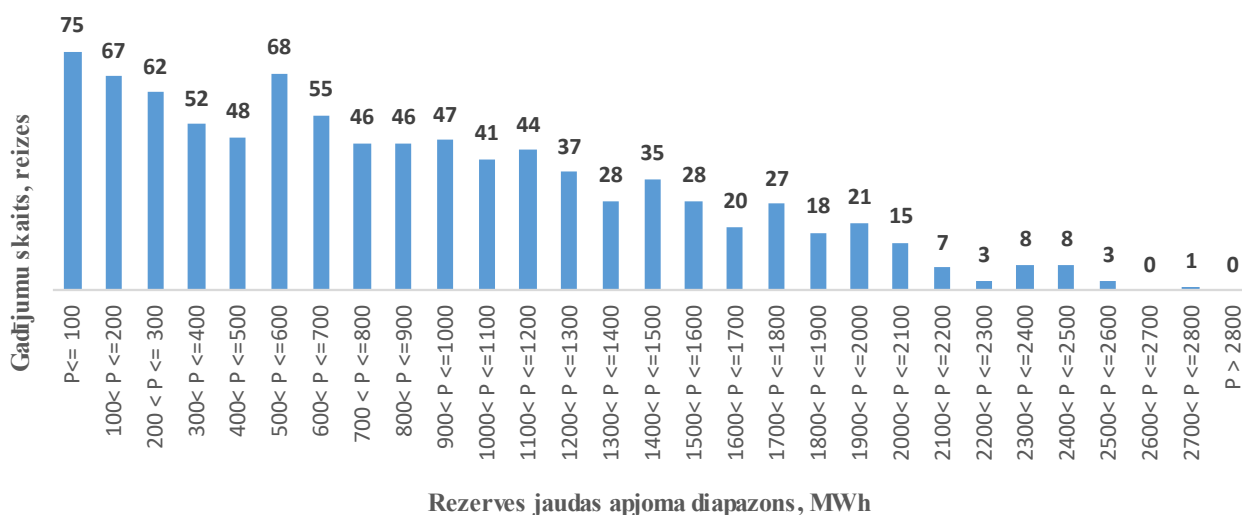
1.21. att. Rezerves jaudas aktivizācijas biežums 2030. gadā atkarībā no nepieciešamā elektroenerģijas apjoma (2. scenārijs)

3. scenārijs iekļauj BVE prognožu datus 2050. gadam. Šajā scenārijā ir palielināts AER īpatsvars, taču ir arī palielinājies BVE patēriņš un elektrisko transportlīdzekļu skaits. Neskatoties uz lielu AER izstrādi un elektroenerģijas importu, BVE paliek deficītā – stundas maksimālais deficīta apjoms ir 2 890,41 MWh. Tātad sākotnēji pieņemtā samazinātā rezerves jauda (1 500 MW) nevar pilnīgi kompensēt šo deficītu. 1.22. att., kā arī 1.4. tabulas rezultāti liecina par maksimālo ģenerācijas rezervju nepieciešamību **2 890,41 MWh** apmērā.



1.22. att. Rezerves jaudas aktivācijas biežums 2050. gadā atkarībā no nepieciešamā elektroenerģijas apjoma (3. scenārijs)

Cerot uz BVE deficīta samazināšanu, palielinot AER uzstādīto jaudu, tiek modelēta BVE, izmantojot **4. scenārija** ievaddatus. Modelēšanas rezultāti ir atainoti 1.23. attēlā un 1.4. tabulas pēdējās divās kolonnās. Salīdzinot maksimālo stundas deficītu 3. scenārijā un 4. scenārijā, var konstatēt AER uzstādītās jaudas palielināšanas pozitīvu ietekmi uz BVE balansu – BVE deficīts pēc rezerves jaudas aktivizācijas sastāda 0,06 TWh jeb 0,14% no BVE kopēja patēriņa. Savukārt, lai pilnīgi nosegtu BVE elektroenerģijas deficītu, būtu nepieciešamas ģenerācijas rezerves ar maksimālo jaudu **2 755,51 MW**.



1.23. att. Rezerves jaudas aktivācijas biežums 2050. gadā atkarībā no nepieciešamā elektroenerģijas apjoma (4. scenārijs)

1.4. tab. Nepieciešamo ģenerācijas rezervju jaudas dalījums pēc to modelētā aktivizācijas biežuma

	Scenārijs Nr. 2		Scenārijs Nr. 3		Scenārijs Nr. 4	
	MaxEl = 1 739,73 MWh		MaxEl = 2 890,41 MWh		MaxEl = 2 755,51 MWh	
Jaudas diapazons	Gadījumu skaits	Biežums	Gadījumu skaits	Biežums	Gadījumu skaits	Biežums
P ≤ 100	140	1,60%	85	0,97%	75	0,86%
100 < P ≤ 200	155	1,77%	99	1,13%	67	0,77%
200 < P ≤ 300	163	1,87%	107	1,22%	62	0,71%
300 < P ≤ 400	149	1,71%	99	1,13%	52	0,60%
400 < P ≤ 500	157	1,80%	100	1,14%	48	0,55%
500 < P ≤ 600	128	1,47%	65	0,74%	68	0,78%
600 < P ≤ 700	108	1,24%	90	1,03%	55	0,63%
700 < P ≤ 800	108	1,24%	86	0,98%	46	0,53%
800 < P ≤ 900	73	0,84%	74	0,85%	46	0,53%
900 < P ≤ 1000	87	1,00%	84	0,96%	47	0,54%
1000 < P ≤ 1100	52	0,60%	97	1,11%	41	0,47%
1100 < P ≤ 1200	34	0,39%	84	0,96%	44	0,50%
1200 < P ≤ 1300	22	0,25%	92	1,05%	37	0,42%
1300 < P ≤ 1400	15	0,17%	90	1,03%	28	0,32%
1400 < P ≤ 1500	11	0,13%	81	0,93%	35	0,40%
1500 < P ≤ 1600	4	0,05%	76	0,87%	28	0,32%
1600 < P ≤ 1700	2	0,02%	72	0,82%	20	0,23%
1700 < P ≤ 1800	1	0,01%	60	0,69%	27	0,31%
1800 < P ≤ 1900	0	0,00%	51	0,58%	18	0,21%
1900 < P ≤ 2000			51	0,58%	21	0,24%
2000 < P ≤ 2100			58	0,66%	15	0,17%
2100 < P ≤ 2200			35	0,40%	7	0,08%
2200 < P ≤ 2300			18	0,21%	3	0,03%
2300 < P ≤ 2400			13	0,15%	8	0,09%
2400 < P ≤ 2500			7	0,08%	8	0,09%
2500 < P ≤ 2600			11	0,13%	3	0,03%
2600 < P ≤ 2700			6	0,07%	0	0,00%
2700 < P ≤ 2800			1	0,01%	1	0,01%
2800 < P ≤ 2900			1	0,01%	0	0,00%
P > 2900			0	0,00%		

Savukārt no elektroenerģijas pārpalikuma viedokļa 1.5. tabulā ir redzams, ka tas pēc eksporta realizācijas progresīvi pieaug līdz ar AER uzstādītās jaudas pieaugumu. Tanī pat laikā liela AER uzstādītā jauda (4. scenārijs) ļauj samazināt elektroenerģijas deficītu. Tomēr vienlaicīgi ar BVE deficīta kompensāciju elektroenerģijas pārpalikums pēc eksporta paaugstina BVE disbalansa vērtību. Tas savukārt ļauj secināt, ka AER uzstādītās jaudas palielināšana var izraisīt ievērojamu elektroenerģijas pārpalikumu, tādējādi samazinot AER rentabilitāti, ja netiek īstenoti pasākumi efektīvai šīs "liekās" enerģijas izmantošanai, piemēram, enerģijas ilgtermiņa akumulācijai cita veida energonesējos (sezonāla siltumenerģijas akumulācijas, *power-to-x*, lokālas enerģijas akumulācijas sistēmas un citi iespējamie risinājumi). Tomēr visos šajos papildu pasākumos ir neizbēgami enerģijas zudumi.

1.5. tab. BVE elektroenerģijas pārpalikums pēc eksporta realizēšanas

Scenārija Nr.	2	3	4
Elektroenerģijas pārpalikums gadā (apjoms MWh un šādu gadījumu īpatsvars pret visām gada stundām)	4 104.34 MWh 0,15%	89 633.68 MWh 1,32%	4 361 478.83 MWh 21,88%

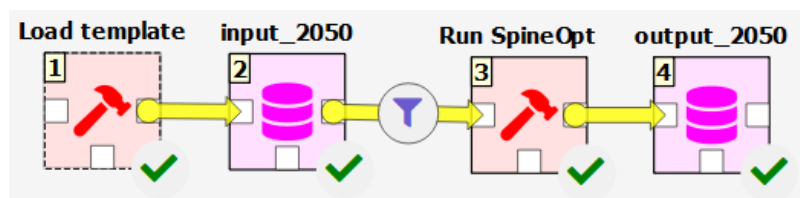
2. Scenāriju analīze ar kopējās optimizācijas modeli

2.1. Modelēšanas pieeja

Iepriekš aprakstītajos rezultātos energosistēmas modelēšana pamatā balstās uz tirgus dalībnieku kā individuālu spēlētāju optimizāciju. Tas nozīmē, ka tie plāno savu darbību, vadoties pēc savām prognozēm par elektroenerģijas cenas īstermiņa attīstību. No modelētajiem energosistēmas dalībniekiem minētā pieeja visvairāk ietekmē enerģijas akumulācijas staciju darbību.

Alternatīva pieeja ir optimizēt akumulācijas staciju darbību, vadoties pēc kopējā energosistēmas ieguvuma jeb minimizējot tās darbības izmaksas. Var izvirzīt hipotēzi, ka šāda pieeja gan ļautu samazināt atjaunīgo resursu izstrādes ierobežošanu, gan arī samazinātu nepieciešamību pēc rezerves spēkstacijām energosistēmas jaudu pietiekamības nodrošināšanai.

Lai pārbaudītu hipotēzi, tika izveidots Baltijas energosistēmas modelis, izmantojot atvērtā koda rīkus *Spine Toolbox*²² un *SpineOpt*²³, kurus izstrādājuši *VTT Finland* sadarbībā ar Dublīnas Universitātes koledžu un citiem partneriem²⁴. 2.1. att. atainota *Spine Toolbox* rīkā izveidotā darbplūsma. Tā sevī iekļauj modeļa datu struktūras veidnes ielādēšanu, tādējādi sagatavojot ieejas datubāzi *SpineOpt* satvaram piemērotā formātā. Pēc tam ar rīku komplektā iekļauto datubāzes rediģēšanas rīku var izveidot risināmo modeli, kas parādīts 2.2. att., kā arī definēt dažādus aprēķināmos scenārijus, kas caur filtru tiek nodoti *SpineOpt* risinātājam²⁵.



2.1. att. *Spine Toolbox* izveidotā darbplūsma

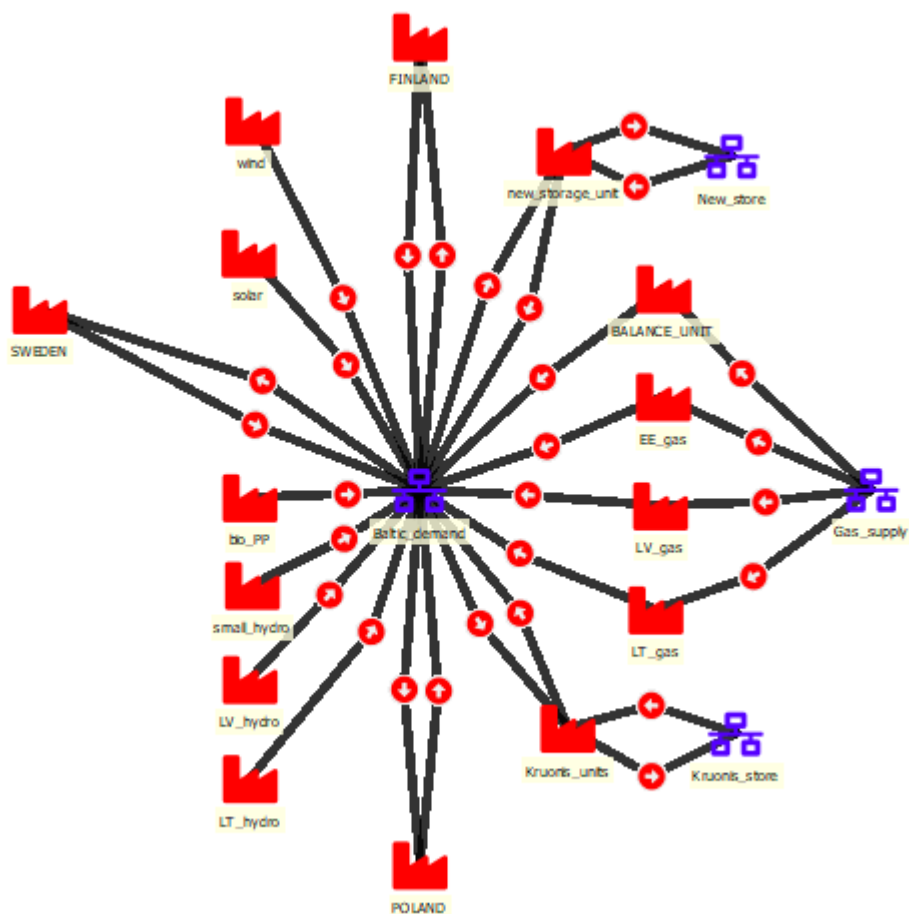
2.2. att. ilustrētajā grafā atainoti *SpineOpt* satvarā izveidotā Baltijas energosistēmas modeļa mezgli, vienumi un saites. *SpineOpt* satvarā mezglu funkcija ir nodrošināt enerģijas plūsmu bilanci, bet tos var izmantot arī enerģijas akumulācijas imitācijai. Konkrētajā piemērā divi mezgli tiek izmantoti enerģijas akumulācijas modelēšanai (*Kruonis_store* un *New_store*). Mezglā *Baltic_demand* tiek modelēts elektroenerģijas pieprasījums Baltijā, un tam vienmēr ir jābūt balansā ar ienākošajām enerģijas plūsmām (no vietējās ražošanas un importa).

²² *Spine Toolbox* ir "Apvārsnis 2020" programmas projektā *Spine* izstrādāts atvērtā koda rīks modelēšanas un imitāciju datu, scenāriju un darbplūsmu vadībai. Pieejams: <https://github.com/Spine-project/Spine-Toolbox>; apraksts: http://www.spine-model.org/pdf/Spine_Toolbox_submitted.pdf

²³ *SpineOpt* ir "Apvārsnis 2020" programmas projektā *Spine* izstrādāts atvērtā koda energosistēmu modelēšanas satvars, kas balstīts uz programmēšanas valodu *Julia*. Pieejams: <https://github.com/Spine-project/SpineOpt.jl>; apraksts: <http://www.spine-model.org/pdf/Ihlemann%20et%20al%202021%20SpineOpt.pdf>

²⁴ *Horizon 2020* projekts *Spine* oficiāli noslēdzās 2021. gada septembrī

²⁵ Šī pētījuma ietvaros tiek izmantots *SpineOpt* noklusējuma risinātājs – *Cbc* jeb *Coin-or branch and cut*, kas piemērots MILP tipa matemātiskajām problēmām. Pieejams: <https://github.com/coin-or/Cbc>



2.2. att. Modelēto objektu grafs

Iztrūkuma gadījumā trūkstošā elektroenerģija tiek importēta no Zviedrijas, Polijas un/vai Somijas atkarībā no konkrētā brīža tirgus cenām attiecīgajos apgabalos. Ja joprojām ir iztrūkums, tad tiek izmantotas rezerves stacijas ar dabasgāzi kā kurināmo. Tā kā modelis kopumā veic sistēmas izmaksu minimizāciju, tad, lai panāktu, ka gāzes stacijas tiek darbinātas tikai galējas nepieciešamības gadījumā, to mainīgās izmaksas tiek noteiktas lielākas kā atjaunīgajiem avotiem un importa ģenerācijas avotiem. Tas ir pamatots pieņēmums, it īpaši 2050. gada kontekstā, kad vairums reģiona valstu apņēmušās ievērojami samazināt vai pat pilnībā atteikties no fosiliem energoavotiem²⁶. Savukārt elektroenerģijas pārprodukcija Baltijā tiek eksportēta uz kaimiņvalstīm tik lielā mērā, cik to atļauj pārvades ierobežojumi. Ja pārvades jaudas netiek pilnībā izmantotas Baltijas energosistēmas balansēšanai, atlikušās jaudas var tikt izmantotas elektroenerģijas tranzītam caur Baltiju, bet tikai tik lielā mērā, lai tas neietekmētu rezultējošo bilanci.

Atšķirībā no REM, šajā modelī nav matemātiski pieļaujama situācija ar enerģijas disbalansu (citādāk nav iespējams iegūt kopējā optimizācijas uzdevuma atrisinājumu). Modelī tas tiek panākts, pirmkārt, *Gas_supply* mezglā pieļaujot neierobežotu dabasgāzes piegādi un, otrkārt, ieviešot elektroenerģijas ražošanas vienību *BALANCE_UNIT*, kas nodrošina elektroenerģijas

²⁶ Atbilstoši projekta "FutureProof" nodevumam D1.1 "Pārskats par Baltijas jūras reģiona valstu nacionālās enerģētikas politikas nosacījumiem un PSO attīstības plāniem".

pieprasījuma noseģšanu tad, kad ar pārējiem avotiem nepietiek. Šai vienībai tiek piešķirta liela (praktiski neierobežota) jauda un visaugstākās mainīgās izmaksas. Faktiski tā ir analoga soda funkcijai optimizācijas mērķfunkcijā. Interpretējot rezultātus, plūsma no šīs vienības ir uzskatāma par elektroenerģijas deficītu konkrētajos laika brīžos.

Visu (nevadāmo) elektroenerģijas avotu izstrādes grafiki, jauda, akumulācijas efektivitāte un ietilpība, elektroenerģijas patēriņš un importa/eksporta caurlaidība un cenas tiek pieņemtas ekvivalentas 1. nodaļā aprakstītajai pieejai. Tātad būtiskā atšķirība abās pieejās pamatā balstās akumulācijas staciju vadības filozofijā, kura šeit tiek pieņemta atbilstoša energosistēmas kopējo izmaksu minimizācijai, kas konkrētajā gadījumā arī sakrīt ar atjaunīgo energoresursu pilnvērtīgas izmantošanas maksimizāciju.

Tomēr šajā apakšnodaļā izklāstītā modelēšanas pieeja balstās uz vienu būtisku pieņēmumu – režīmu plānošanas perioda ilgumu, kura ietvaros energosistēmas dalībnieki un/vai dispečeri ir spējīgi nekļūdīgi prognozēt gan elektroenerģijas pieprasījumu, gan atjaunīgo avotu izstrādi. Citiem vārdiem sakot, netiek aplūkotas ar prognožu neprecizitāšu balansēšanu saistītās problēmas.

Turpmākajās apakšnodaļās izklāstīti ar izveidoto modeli iegūtie būtiskākie rezultāti, variējot dažādus nozīmīgus pieņēmumus par Baltijas energosistēmas parametriem 2050. gadā. Taču vispirms tiek sniegts ieskats tajā, cik nozīmīgs ir pieņēmums par akumulācijas staciju optimizācijas periodu²⁷.

2.2. Optimizācijas perioda ietekme

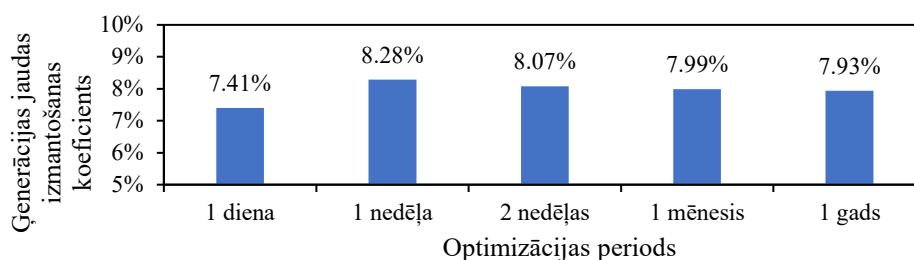
Šeit apkopoti rezultāti, modelējot visu **2050. gadu** (stundas izšķirtspējā) ar dažādu **optimizācijas** (plānošanas) **periodu** (1 gads, 1 mēnesis, 2 nedēļas, 1 nedēļa un 1 diena). Pieņēmumi par AER izstrādi atbilst iepriekš aplūkotajam REM 3. scenārijam ar **2 GW** saules un **6 GW** vēja elektrostaciju summāro jaudu Baltijā. Šīs nodaļas ietvaros tas uzskatāms par bāzes scenāriju.

Pie šādiem ieejas datiem un pieņēmumiem, pateicoties efektīvai enerģijas akumulācijas staciju darbībai, nevienā no stundām modelētajā gadā nav nepieciešama atjaunīgās enerģijas izstrādes ierobežošana neatkarīgi no izvēlēta optimizācijas perioda garuma.

Otrs svarīgākais analizējamais parametrs ir nepieciešamība pēc rezerves ģenerācijas avotiem pieprasījuma segšanai zemas atjaunīgo resursu izstrādes periodos. Arī pēc šī kritērija vērtējot, no energosistēmas kopējā skatpunkta optimāla enerģijas akumulācijas staciju vadība ļauj ievērojami samazināt nepieciešamās rezerves, salīdzinot ar REM rezultātiem. Turklāt minimizēt nepieciešamo rezerves enerģiju var jau ar nedēļas optimizācijas periodu, jo, to palielinot, nepieciešamība pēc rezervēm tālāk nesamazinās. Ar vienas dienas optimizācijas periodu modelētajā gadā kopumā tiek patērētas **50 332 MWh** enerģijas no rezerves avotiem, savukārt ar nedēļas vai lielāku periodu – **10 469 MWh**. Vērtējot to, cik bieži jāaktivizē rezerves stacijas, modelī tas notiek attiecīgi 0,97% un 0,23% no stundu skaita.

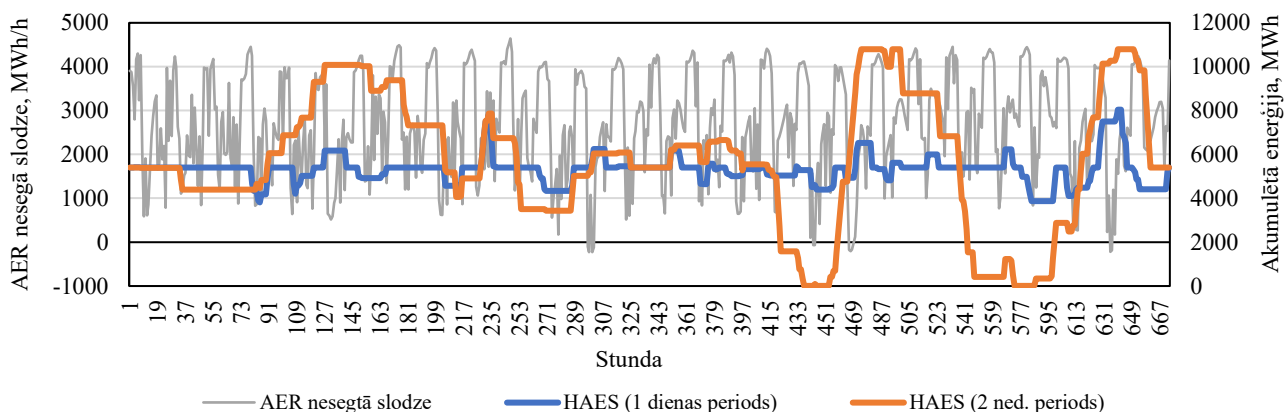
²⁷ Uzkrātās enerģijas līmenim optimizācijas perioda beigās jāsakrīt ar līmeni tā sākumā, kas šajos aprēķinos pieņemts vienāds ar 50% uzlādi.

Lai gan konkrētajā piemērā, palielinot optimizācijas periodu lielāku par vienu nedēļu, sistēmas bilances rezultāti neuzlabojas, tas tomēr ietekmē akumulācijas staciju noslodzi. 2.3. att. parādīti modelēto akumulācijas staciju ģenerācijas jaudas izmantošanas koeficienti. Ar mazāko (1 dienas) plānošanas periodu HAES strādā kopumā mazāk, taču tā rezultātā vajadzīga biežāka rezerves staciju iesaiste, kā jau tika parādīts iepriekš. Taču ar četriem garākajiem optimizācijas periodiem kopējais aktivizēto rezervju apjoms nemainās, bet lielāks plānošanas periods ļauj efektīvāk (ar zemākiem zudumiem un mazāku nolietojumu) izmantot akumulācijas tehnoloģiju sniegtās iespējas, samazinot to noslodzi.



2.3. att. Modelēto enerģijas akumulācijas staciju ģenerācijas jaudas izmantošanas koeficients atkarībā no optimizācijas perioda (bāzes scenārijs)

To, kā praktiski izpaužas ieguvums no garāka akumulācijas staciju režīmu plānošanas perioda, var ilustrēt ar 2.4. att. Acīmredzot efektīvāku HAES izmantošanu ar ilgāku optimizācijas periodu var panākt tādēļ, ka tad notiek dziļāka HAES nostrāde (t. i., vairāk pietuvojoties gan augšējam, gan apakšējam akumulētās enerģijas ierobežojumam). Savukārt ar vienas dienas plānošanas periodu akumulētās enerģijas apjoms lielākoties turas vidējā līmenī, kas nozīmē, ka HAES sniegtais elastīgums (t. i., ūdens akumulācijas rezervuāra pilnais tilpums) šādā gadījumā netiek pilnvērtīgi izmantots. Par HAES racionālu darbību 2.4. att. atainotajā piemērā var pārliecināties, ievērojot to, ka enerģijas uzlāde tajā notiek pamatā tad, kad ir vismazākais (vai pat negatīvs) ar AER nesegtās slodzes apjoms. Negatīva šīs slodzes vērtība faktiski nozīmē AER pārpalikumu, ko ir izdevīgi vai nu eksportēt, vai akumulēt atkarībā no prognozētā stāvokļa energosistēmā plānošanas perioda ietvaros.



2.4. att. AER nesegtā slodze un Kroņu HAES akumulētās enerģijas apjoms viena mēneša ietvaros ar diviem dažādiem plānošanas periodiem (bāzes scenārijs)

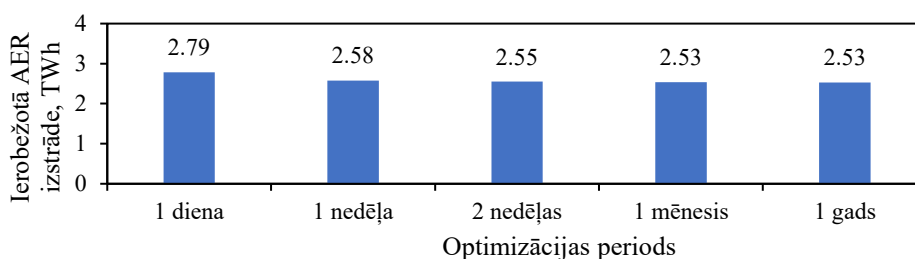
2.3. Lielāka AER apjoma ietekme

Nākamajā solī veicam aprēķinus scenārijam ar ievērojami lielāku vēja un saules elektrostaciju uzstādīto jaudu (analogi REM 4. scenārijam – 4 GW saules un 12 GW vēja elektrostacijas jeb divreiz lielāka jauda nekā bāzes scenārijā). Kā sagaidāms, ar lielāku AER apjomu samazinās nepieciešamība pēc **rezerves jaudu** aktivizācijas, attiecīgi **14 086 MWh** gadā ar vienas dienas plānošanas periodu, **2 586 MWh** ar nedēļas periodu un **2 386 MWh** ar plānošanas periodu divas nedēļas vai vairāk.

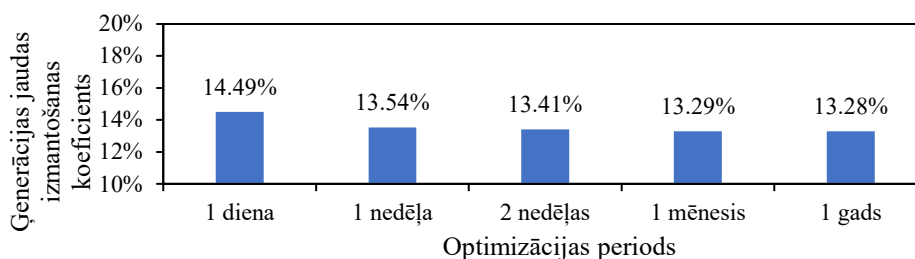
Taču atšķirībā no iepriekšējā scenārija šajā gadījumā parādās elektroenerģijas pārprodukcijas (t. i., AER izstrādes ierobežošanas) riski. Kā redzams 2.5. att., gada griezumā **ierobežotā AER izstrāde** (t. i., nerealizētais potenciāls, kad energosistēmas balansa noturēšanas dēļ ir nācies apturēt vai samazināt AER avotu izstrādi) ir robežās no **2,53** līdz **2,79 TWh** gadā atkarībā no pieņēmuma par optimizācijas jeb plānošanas perioda ilgumu. Attiecinot šo enerģijas apjomu pret kopējo potenciālo AER izstrādi, būtu jāierobežo 5,63–6,32% no tās. Līdzīgi kā iepriekš bāzes scenārijā var secināt, ka nav liela ieguvuma no optimizācijas perioda palielināšanas virs vienas nedēļas.

Taču divkārt lielākā AER izstrāde salīdzinājumā ar bāzes scenāriju noved pie gandrīz divreiz aktīvākas akumulācijas staciju darbības (sal. 2.3. att. bāzes scenārijā un 2.6. att. palielinātās AER jaudas scenārijā). Atšķirībā no iepriekšējā scenārija, šoreiz pāreja no vienas dienas uz vienas nedēļas optimizācijas periodu samazina, nevis palielina akumulācijas staciju aktivitāti, par ko liecina mazāks jaudas izmantošanas koeficients 2.6. att.

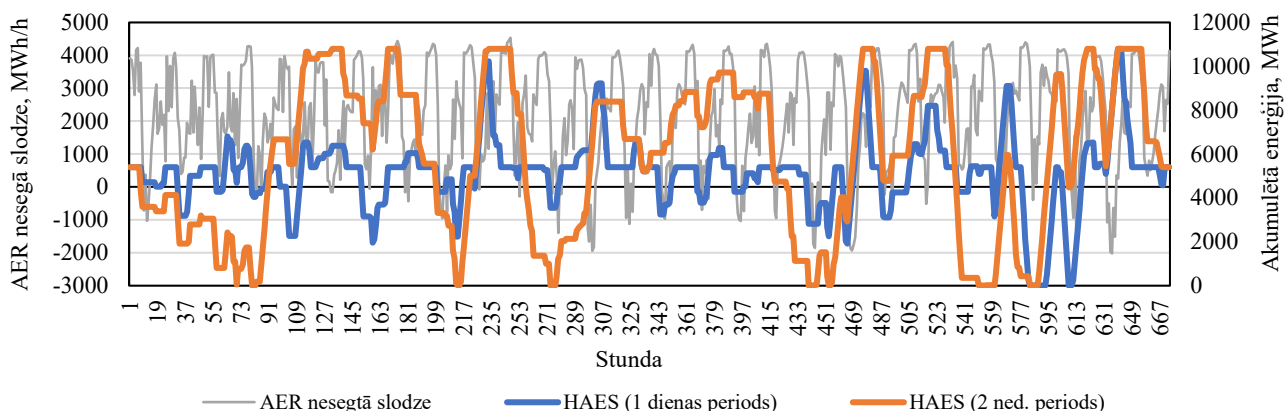
Minētie rezultāti ļauj secināt, ka šajā scenārijā pārāk īss plānošanas periods izraisa neefektīvu, t. i., pāragru akumulācijas nostrādi, ko uzskatāmi ilustrē 2.7. att. Kontekstā ar 2.4. att. var labi redzēt, kā lielākas AER izstrādes dēļ biežāk novērojamas negatīvas AER nesegtās slodzes vērtības, kas dod iespēju lieko enerģiju akumulēt vēlākai izmantošanai.



2.5. att. Ierobežotā AER izstrāde atkarībā no optimizācijas perioda (palielinātās AER jaudas scenārijs)



2.6. att. Modelēto enerģijas akumulācijas staciju ģenerācijas jaudas izmantošanas koeficients atkarībā no optimizācijas perioda (palielinātās AER jaudas scenārijs)



2.7. att. AER nesegta slodze un Kruoņu HAES akumulētās enerģijas apjoms viena mēneša ietvaros ar diviem dažādiem plānošanas periodiem (palielinātas AER jaudas scenārijs)

Kopumā, analizējot 2.2. un 2.3. apakšnodaļās prezentētos rezultātus, var secināt, ka turpmākos aprēķinos nav pamatoti pieņemt optimizācijas periodu, kas ilgāks par vienu nedēļu, jo tas tikai minimāli var uzlabot rezultātus. Lielā mērā tas skaidrojams ar pieņemto akumulācijas elektrostaciju enerģijas ietilpību, kura ir analoga Kruoņu HAES rezervuāru ietilpībai, proti, jaunajām akumulācijas stacijām pieņemta tāda ietilpība, kas pietiekama elektroenerģijas izstrādei 12 stundu periodā pie pilna sākotnējā rezervuāra līmeņa.

Turklāt nedēļu ilgs akumulācijas plānošanas periods ir pamatotāks arī no reālistiskas realizācijas viedokļa, jo nepaļaujas uz ilgtermiņa prognozēm (piemēram, gada griezumā) ar ikstundas izšķirtspēju. Šī iemesla dēļ visos tālākos aprēķinos un salīdzinājumos modelī tiek izmantots nedēļas plānošanas periods. Tomēr arī pieņēmums par spēju pilnīgi precīzi prognozēt energosistēmas procesus stundas izšķirtspējā nedēļas griezumā ir tikai nosacīts.

2.4. Salīdzinājums ar REM rezultātiem

Iepriekš 1. nodaļā aprakstītajos REM aprēķinos atainoti pesimistiskāki pieņēmumi par spēju prognozēt energosistēmas stāvokli (slodzi un AER izstrādi), kas noved pie neprecīzām elektroenerģijas tirgus dalībnieku cenu prognozēm un attiecīgi no energosistēmas viedokļa neoptimāliem darba režīmiem. Ar *SpineOpt* realizētajā modelī savukārt tiek pieņemta perfekta prognozēšanas spēja un citādāka akumulācijas staciju darba režīmu plānošanas filozofija, tām nefokusējoties uz individuālās peļņas maksimizāciju caur cenu arbitražu elektroenerģijas vairumtirgū, t. i., nākamās dienas tirgū. Šo diametrāli atšķirīgo pieņēmumu dēļ abas pieejas dod izteikti atšķirīgus rezultātus abu svarīgāko kritēriju – AER izstrādes ierobežošanas un rezerves elektrostaciju aktivizācijas – vērtībās. Attiecīgie rezultāti vienam modelētajam gadam (2050) divos atšķirīgu AER pieņēmumu scenārijos apkopoti 2.1. tab.

2.1. tab. Ar REM un SpineOpt iegūto rezultātu salīdzinājums divos scenārijos

Kritērijs, TWh	Bāzes scenārijs		Palielinātas AER jaudas scenārijs	
	REM (3. sc.)	SpineOpt	REM (4. sc.)	SpineOpt
Ierobežotā AER izstrāde (pārpalikums)	0,090	0	4,361	2,575
Rezerves stacijās izstrādātā elektroenerģija	1,670	0,010	0,726	0,003
Deficīts	0,177	0	0,060	0

Bāzes scenārijā ar REM pieeju tika fiksēta **enerģijas pārprodukcija** 0,09 TWh apmērā, kamēr ar *SpineOpt* modeli, pieņemot uz energosistēmas kopējām vajadzībām balstītu akumulācijas staciju darbību, AER izstrādi ierobežot nav nepieciešams. **Rezerves elektrostaciju** izstrāde (pieņemot to maksimālo jaudu 1,5 GW) REM modelī ir ievērojama (1,67 TWh), kamēr alternatīvajā pieejā tā ir minimāla – tikai 0,01 TWh. Savukārt **elektroenerģijas deficīts** (t. i., ja rezerves nepieciešamība kādās stundās pārsniedz 1,5 GW) ar *SpineOpt* netiek fiksēts nemaz.

Līdzīgi arī palielinātas AER jaudas scenārijā *SpineOpt* pieeja sniedz ievērojami labākus rezultātus visos rādītājos. Tiesa gan, arī ar šo pieeju **AER izstrādes ierobežošana** palielinātās AER jaudas scenārijā kopumā joprojām ir liela – 2,575 TWh gadā. Tanī pat laikā jāņem vērā tas, ka, lai gan šis AER enerģijas pārpalikums ir ierobežojams no energosistēmas darbības stabilitātes viedokļa, ir iespējami arī tādi risinājumi, kur šī enerģija tiek lietderīgi izmantota citā veidā, piemēram, ūdeņraža ieguvei.

Kopumā var apstiprināt iepriekš izvirzīto hipotēzi, ka akumulācijas elektrostaciju darbības optimizācija pēc kopējā energosistēmas ieguvuma jeb minimizējot energosistēmas summārās darbības izmaksas gan ļautu samazināt atjaunīgo resursu izstrādes ierobežošānu, gan arī samazinātu nepieciešamību pēc rezerves spēkstacijām energosistēmas jaudu pietiekamības nodrošināšanai. Tanī pat laikā jāatzīst, ka abas pieejas (REM un *SpineOpt* satvarā izveidotais modelis) ataino savā ziņā diametrāli pretējas galējības, un patiesā šo procesu realizācija nākotnē visdrīzāk ir kaut kur pa vidu starp šīm divām aplēsēm.

Jebkurā gadījumā tas liecina, ka nākotnē ar dominējošu AER īpatsvaru Baltijas valstu elektroenerģētikā varētu būt nepieciešami citādi akumulācijas elektrostaciju darbības principi, atsaistot to darbību no tirgus cenu arbitražas izmantošanas, tā vietā to cieši sasaistot ar prognozēm par atjaunīgo energoresursu nesegto slodzi²⁸. Attiecīgi akumulācijas staciju režīmu vadību šādā gadījumā būtu visracionālāk realizēt centralizēti atbilstoši energosistēmas operatoru prognozēm. Tomēr tam būtu nepieciešamas atsevišķas fundamentālas izmaiņas elektroenerģijas tirgus darbības principos, tostarp nosakot taisnīgu atlīdzību enerģijas akumulācijas staciju īpašniekiem par to izmantošanu kopējā sociālekonomiskā ieguvuma palielināšanai. Cita iespēja, kā panākt kopējo ieguvumu no enerģijas akumulācijas, varētu būt, nosakot vienotas prasības AER elektrostaciju darbībai, piemēram, par minimālu izstrādes līmeni

²⁸ Angļu valodā nereti izmanto terminus *residual load* vai *net load*

noteiktā laika periodā, kas tās netieši veicinātu attīstīt savus mazas ietilpības enerģijas akumulācijas risinājumus vai izvērst sadarbību ar liela apjoma akumulatoriem (piemēram, HAES). Kopumā diezgan droši var apgalvot, ka atsevišķi elektroenerģijas tirgus darbības principi Eiropā 2050. gadā būs ievērojami atšķirīgi no pašreizējiem, ja realizēsies prognozes par pilnīgu vai gandrīz pilnīgu pāreju uz tikai atjaunīgajiem resursiem elektroenerģētikā, it īpaši tādēļ, ka tiem lielākoties ir ļoti zemas mainīgās izmaksas par elektroenerģijas vienību, kas ar pašreizējo tirgus regulējumu varētu neļaut atgūt kapitālizmaksas par šo staciju būvniecību pie arvien lielāka AER īpatsvara tirgū.

2.5. Papildu scenāriji

Jebkura modelēšanas uzdevuma rezultāti neizbēgami ir izteikti atkarīgi no aprēķinos veiktajiem vienkāršojumiem un izmantotajiem pieņēmumiem. Šī iemesla dēļ ir lietderīgi veikt jutīguma analīzi, izmainot dažādus pieņēmumus, lai novērtētu to ietekmi. Šajā apakšnodaļā tiek atkārtoti modelēta 2050. gada situācija Baltijas energosistēmā ar *SpineOpt* satvarā izveidoto modeli pie šādiem mainītiem pieņēmumiem (katrā scenārijā attiecībā pret bāzes scenāriju mainīts tikai konkrētais izceltais parametrs):

- **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 (pietiekama 24 stundu izlādei).

Papildu scenāriju rezultāti – AER izstrādes ierobežošana jeb AER elektroenerģijas pārprodukcija, rezerves elektrostaciju aktivizācija un pēc maksimālajām rezervēm atlikušais deficīts – apkopoti attiecīgi 2.2., 2.3. tabulās un apakšnodaļas nobeigumā.

2.2. tab. AER izstrādes ierobežošanas papildu scenārijos

Scenārijs	Ierobežotā AER izstrāde, GWh	% no summārās izstrādes
Bāzes scenārijs	0,000	0,00%
Starpsavienojumu atteice	0,594	0,00%
Izolēta darbība	887,035	3,47%
Palielināts pieprasījums	0,000	0,00%
Mazāk akumulācijas	0,248	0,00%
Lielāka akumulācijas jauda	0,000	0,00%
Lielāka akumulācijas ietilpība	0,000	0,00%

No 2.2. tab. izriet, ka reālistiskāk modelēta **starpsavienojumu atteice** tomēr tikai nedaudz ierobežo efektīvu visas no AER saražotās elektroenerģijas izmantošanu. Tas visdrīzāk ir tādēļ, ka modelētās enerģijas akumulācijas tehnoloģijas lielākoties spēj uzkrāt lieko enerģiju, kuru starpsavienojumu atteices dēļ nav iespējams pilnvērtīgi eksportēt konkrētajā brīdī. Turklāt no scenārija ar mazākām **akumulācijas iespējām** (netiek uzbūvēta Igaunijas HAES) var secināt, ka bāzes scenārijā no AER efektīvas izmantošanas viedokļa šī papildu akumulācija, iespējams, nemaz nebūtu nepieciešama. Tomēr tās nozīme kļūst acīmredzama **izolētās darbības** scenārijā, kad lielā mērā, tikai pateicoties visu akumulācijas staciju aktīvai iesaistei, AER potenciālās izstrādes neizmantošanu izdodas iegrozīt līdz tikai 3,47%. Šajā scenārijā, kā jau būtu sagaidāms, ir kopumā vislielākais neizmantotās AER enerģijas apjoms.

2.3. tab. Rezerves staciju izstrāde papildu scenārijos

Scenārijs	Rezerves staciju izstrāde, GWh	% no summārā patēriņa
Bāzes scenārijs	10,469	0,03%
Starpsavienojumu atteice	491,497	1,30%
Izolēta darbība	9 441,950	24,95%
Palielināts pieprasījums	802,193	1,74%
Mazāk akumulācijas	25,838	0,07%
Lielāka akumulācijas jauda	10,135	0,03%
Lielāka akumulācijas ietilpība	3,825	0,01%

Starpsavienojumu atteižu iekļaušana modelī izraisa turpat **piecdesmitkārtīgu rezerves staciju izstrādes palielinājumu** (2.3. tab.), tādējādi parādot, ka tas ir ļoti nozīmīgs modelēšanas parametrs, jo atklāj nepieciešamību pēc elastīguma avotiem energosistēmā brīžos, kad atsevišķos starpsavienojumos ir ierobežota caurlaides spēja. Savukārt **izolētās darbības** scenārijā rezerves staciju izstrāde sastāda gandrīz 25% no Baltijas elektroenerģijas patēriņa. Arī **palielinātā pieprasījuma** scenārijs, kas parāda rezultātu jutību pret elektroenerģijas patēriņa ilgtermiņa prognozēm, atklāj vērā ņemamu nepieciešamību pēc rezerves jaudām (pārējiem pieņēmumiem paliekot nemainīgiem), jo tām jāsedz 1,74% no kopējā patēriņa. Visbeidzot, salīdzinot rezultātus scenārijos ar izmaiņām **enerģijas akumulācijas** staciju jaudā un uzkrājēja ietilpībā, redzams, ka modelētās izmaiņas rezultātus kopumā ietekmē maz. Vismaznozīmīgākā

ir jaunās akumulācijas stacijas jaudas palielināšana, jo, tā kā uzkrājēja ietilpība šajā apakšscenārijā palielināta netiek, no jaudas palielināšanas praktiska ieguvuma nav (nepieciešamība pēc enerģijas no rezerves stacijām samazinās tikai par 0,334 GWh). Tiesa gan, atsakoties no jaunas akumulācijas elektrostacijas pavisam, nepieciešamā rezerves enerģija pieaug 2,5 reizes, salīdzinot ar bāzes scenāriju. Visbeidzot, akumulatora ietilpības palielināšana dod pozitīvu efektu, bet nelikvidē nepieciešamību pēc rezerves elektrostacijām pavisam.

1,5 GW jaudas rezerves AER deficīta segšanai ir izrādījušās **nepietiekamas** tikai **starpsavienojumu atteices** un **izolētās darbības** scenārijos. Starpsavienojumu atteices scenārijā gada griezumā paliek nesepti **0,05%** no patēriņa jeb **0,017 TWh**, savukārt izolētās darbības režīmā – **11,13%** jeb **4,213 TWh**. Maksimālā atsevišķā stundā nepieciešamā papildu jauda ir attiecīgi **1,308 GW** un **3,426 GW**.

Taču, tā kā šīs lielās jaudas kopumā tomēr ir nepieciešamas reti un tikai pie atsevišķām nelabvēlīgu apstākļu sakritībām (piemēram, izolētas darbības režīms pat reālistiski sliktākajā scenārijā neilgtu veselu gadu), tad kā potenciāls risinājums šādu situāciju risināšanai drīzāk būtu jāizvērtē nevis jaunu lieljaudas, bet reti izmantojamu rezerves staciju būvniecība, bet gan **pieprasījuma reakcijas** programmas. Vispārīgā gadījumā arī iepriekš modelētās 1,5 GW rezerves stacijas, ņemot vērā to samērā mazo aktivitāti visos scenārijos, izņemot izolēto darbību, praktiski varētu realizēt kā virtuālas elektrostacijas, pamatā balstoties uz pieprasījuma elastību. Turklāt izklaidētu pieprasījuma elastīgumu var ievērojami palielināt, izmantojot decentralizētus mazas jaudas un ietilpības enerģijas akumulācijas risinājumus. Galvenais pašreizējais šķērslis šādu tehnoloģiju plašai ieviešanai energosistēmu ikdienas vadībā saistāms ar nepieciešamo IKT un vadības tehnoloģiju attīstību, kā arī to izmaksu samazināšanos. Taču ilgtermiņa perspektīvā uz 2050. gadu tas nav nereālistiski.

Protams, šajā apakšnodaļā apkopotie modelēšanas rezultāti paļaujas uz kritiski svarīgu pieņēmumu par spēju pilnīgi **precīzi prognozēt** AER izstrādi un elektroenerģijas pieprasījumu vismaz vienai nedēļai uz priekšu. Tātad šie rezultāti uzskatāmi par optimistisko robežu, kuras pretmets ir iepriekš aplūkoti ar REM iegūtie rezultāti, kas pagēr daudz lielāku rezerves staciju nozīmi Baltijas energosistēmā ar dominējošu AER īpatsvaru.

2.6. Rezultātu jutības analīze

Iepriekš veiktā pamatscenāriju un papildu scenāriju modelēšanas analīze parāda to, ka trīs nozīmīgākie faktori, kas ietekmē gandrīz pilnībā dekarbonizētas energosistēmas darbību, ir elektroenerģijas **pieprasījums**, uzstādītā **AER** jauda un **starpsavienojumu** darbīgavība. Tāpēc ir lietderīgi veikt padziļinātu tieši šo rādītāju ietekmes analīzi uz modelēšanas rezultātiem. Šim nolūkam veiksime detalizētu jutības analīzi trīs parametru izmaiņām – elektroenerģijas pieprasījumam, uzstādītajai VES jaudai un uzstādītajai SES jaudai²⁹. Bāzes scenārija vietā kā atskaites punktu jutīguma analīzei izmantosime iepriekš aprakstīto starpsavienojumu atteices

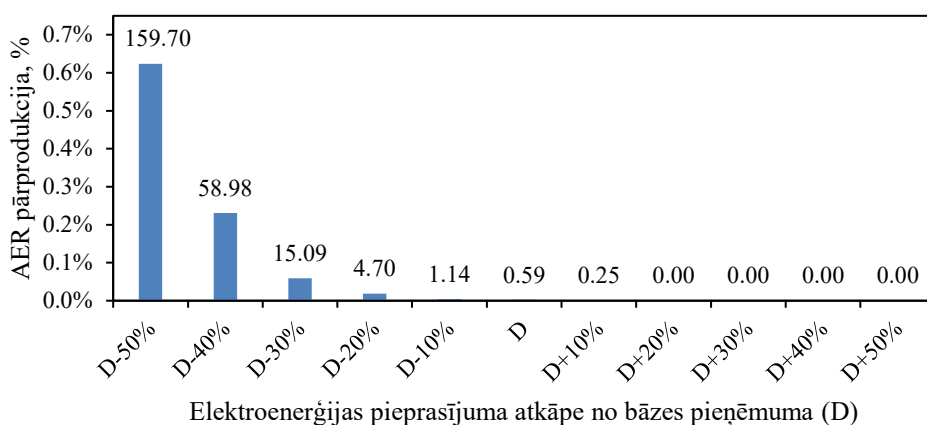
²⁹ Ir lietderīgi šo divu atšķirīgo AER avotu ietekmi vērtēt atsevišķi, jo tiem ir izteikti atšķirīgi izstrādes profili (t. i., elektroenerģijai iegūšanai no saules enerģijas (PV) ir daudz lielāka sezonālitate un mainīgums arī dienas ietvaros.

scenāriju, lai tiktu ņemti vērā reālistiski caurlaides spējas ierobežojumi. Tātad tiek veiktas trīs jutīguma analīzes:

- 1) **elektroenerģijas pieprasījums $\pm 50\%$** ³⁰ no bāzes scenārijā pieņemtās vērtības (ar soli 10 p.p.) – iespējamie pieprasījumu samazinošie faktori ir energoefektivitātes pasākumi, no centralizētās elektroapgādes sistēmas neatkarīgu (pašpietiekamu) energoapgādes risinājumu attīstība, lēnāka ekonomiskā izaugsme, iedzīvotāju skaita samazināšanās u.c.; iespējamie pieprasījumu palielinošie faktori ir ekonomiskā izaugsme, straujāka dažādu sektoru (tostarp siltumapgādes, transporta u. tml.) elektrifikācija u. c.;
- 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.).

2.6.1. Jūtība pret elektroenerģijas pieprasījuma prognozi

Svarīgākie rādītāji, kas ļauj novērtēt scenāriju analīzes rezultātu jutību pret elektroenerģijas pieprasījuma izmaiņām, apkopoti 2.8.–2.10. attēlā. Šajos attēlos virs stabīņiem norādīta konkrētā parametra absolūtā vērtība gada griezumā (GWh). 2.8. attēls parāda, ka, samazinot sagaidāmo elektroenerģijas pieprasījumu līdz pat **50%** no bāzes pieņēmuma, ir vērojama ļoti neliela **AER elektroenerģijas pārprodukcija**³¹. Pat šajā pesimistiskākajā situācijā pārprodukcija sastāda tikai **0,62%** no kopējā AER izstrādes potenciāla jeb apmēram **0,160 TWh** gadā.



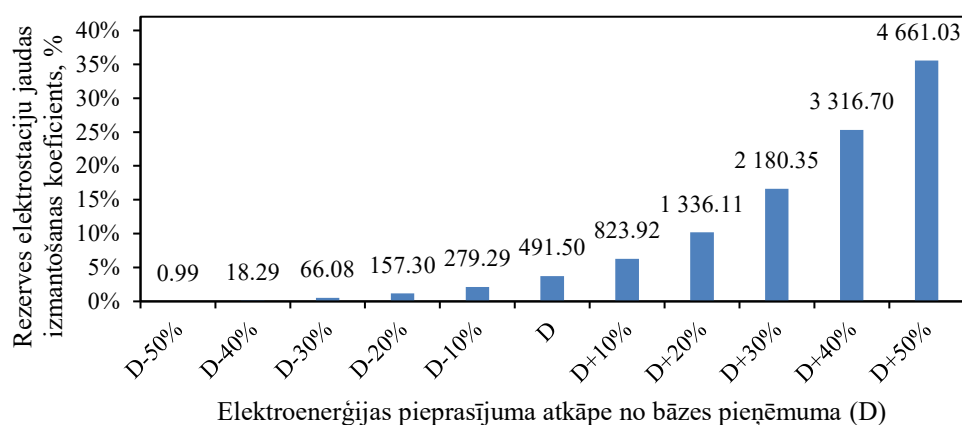
2.8. att. AER pārprodukcija gada griezumā, variējot pieņēmumu par elektroenerģijas pieprasījumu

Savukārt, novērtējot patēriņa izmaiņu ietekmi uz rezerves elektrostaciju izstrādi (2.9. att.), var ievērot, ka, lineāri palielinot elektroenerģijas pieprasījuma apjomu, rezultējošā **rezerves elektrostaciju ģenerācija** (aprēķinu piemēra robežās) pieauguma tendence ir tuvināti

³⁰ Šī izmaiņa attiecas uz elektroenerģijas pieprasījuma pamatvērtību, t. i., **bez elektroautomobiļu uzlādes un HAES patēriņa**. Elektroautomobiļu uzlādes enerģija jutīguma analīzes laikā mainīta netiek, savukārt HAES uzlādes grafiks ir modelēšanas rezultāts, ne ieejas parametrs.

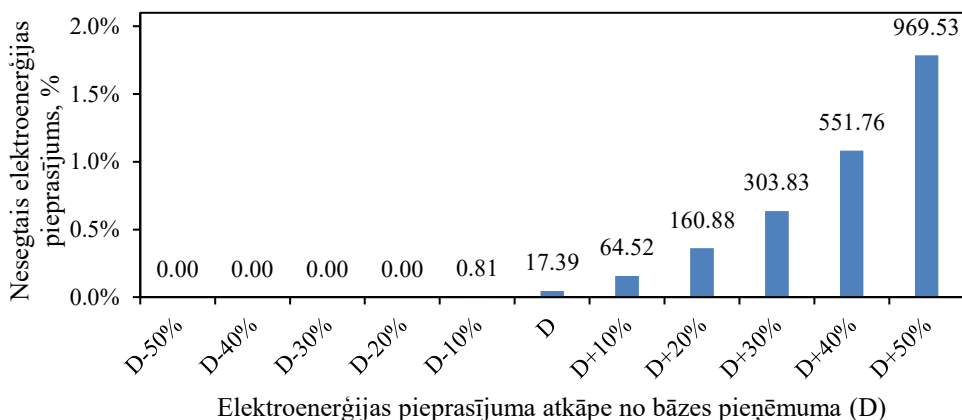
³¹ Vai AER izstrādes ierobežošana – atkarībā, kā tas tiek interpretēts.

eksponenciāla. Turklāt, ja bāzes (starpsavienojumu atteices) scenārijā šo rezerves elektrostaciju (ar pieņemto maks. izstrādi 1.5 GW) jaudas izmantošanas koeficients ir tikai **3,75%**, tad pie 20% pieprasījuma pieauguma šis koeficients ir jau **10,20%**, bet pie 50% pieauguma – **35,57%** (atbilstoši apmēram **4,66 TWh** gadā). Turpretī, samazinot elektroenerģijas pieprasījuma prognozi par 10–50%, jaudas izmantošanas koeficients krītas līdz attiecīgi 2,13–0,01%. Pie tik mazas iespējamās rezerves elektrostaciju noslodzes to uzturēšanai lielā mērā zūd jēga, ņemot vērā, ka nepieciešamības gadījumā pieprasījuma segšanai trūkstošo elektroenerģiju, ja tā ir vajadzīga gana reti, varētu nodrošināt arī ar citiem līdzekļiem, tostarp ar pieprasījuma puses resursiem. 2.9. attēlā virs stabiņiem parādīta rezerves elektrostaciju izstrāde gadā (GWh).



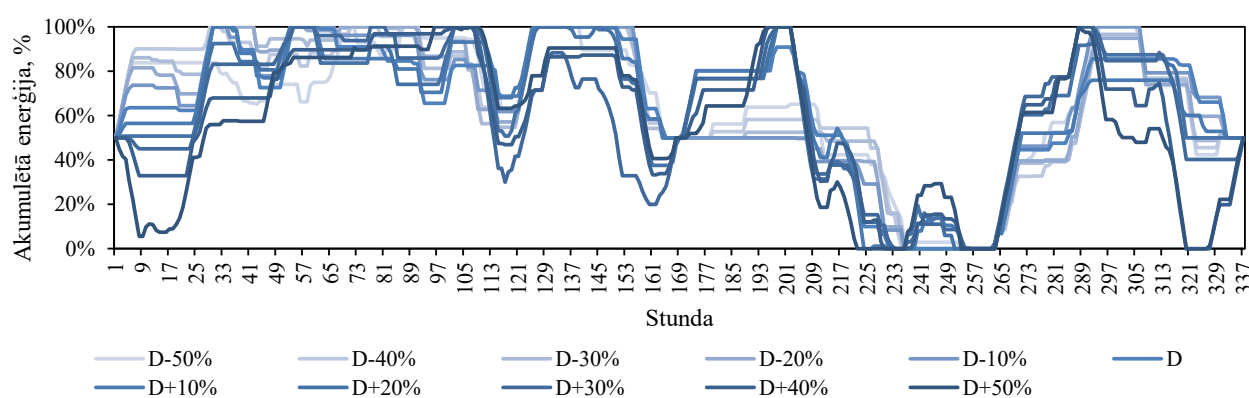
2.9. att. Rezerves elektrostaciju jaudas izmantošanas koeficients gada griezumā, variējot pieņēmumu par elektroenerģijas pieprasījumu

Visbeidzot, 2.10. att. parādīts **elektroenerģijas pieprasījuma** īpatsvars un apjoms (% un GWh), kas modelētajā gadā paliktu nesegts pat pēc rezerves elektrostaciju (vai ekvivalentu pasākumu 1,5 GW apmērā) izmantošanas. Kā jau minēts 2.5. nodaļā, starpsavienojumu attieces scenārijā arī pie bāzes patēriņa apjoma ("D" 2.10. att.) veidojas deficīts **17,4 GWh** jeb **0,05%** apmērā no gada pieprasījuma. Pēc tam, pieaugot pieprasījumam, deficīta apjoma pieauguma raksturs ir eksponenciāls, pie +50% pieprasījuma sasniedzot **969,53 GWh**, kas veido **1,79%** no gada pieprasījuma.



2.10. att. Ar rezerves elektrostaciju aktivizāciju nesegtais elektroenerģijas pieprasījums gada griezumā, variējot pieņēmumu par elektroenerģijas pieprasījumu

To, kā atšķirīgie pieņēmumi, variējot pieprasījuma prognozi zināmās robežās, ietekmē energosistēmas modeļa risinājumu, var konstatēt, aplūkojot atsevišķu modelēto elementu darbības izmaiņas. Tā, piemēram, 2.11. attēlā parādītas ikstundas izmaiņas **enerģijas akumulācijas stacijas** rezervuāra aizpildījumā modelētā gada pirmajās divās nedēļās. Kā redzams, lai gan rezervuāra uzpildes/iztukšošanas trajektorija kopumā visos gadījumos ir līdzīga, tomēr ir vērojamas pietiekami nozīmīgas grafika nobīdes. Līdzības galvenokārt ir tādēļ, ka, mainot pieprasījuma kopējo vērtību, tā profils visos jutības scenārijos ir proporcionāls bāzes profilam³². 2.11. att. vēlreiz labi ilustrē jau iepriekš izcelto lielo enerģijas akumulācijas staciju nozīmi nākotnes energosistēmā – pat tikai divu nedēļu laikā vairākas reizes tiek sasniegta modelētās akumulācijas stacijas enerģijas krātuves iestatītā minimālā un vēl biežāk – maksimālā ietilpības robeža.



2.11. att. Modelētais uzkrātās enerģijas apjoms akumulācijas elektrostacijā divu nedēļu griezumā, variējot pieņēmumu par elektroenerģijas pieprasījumu

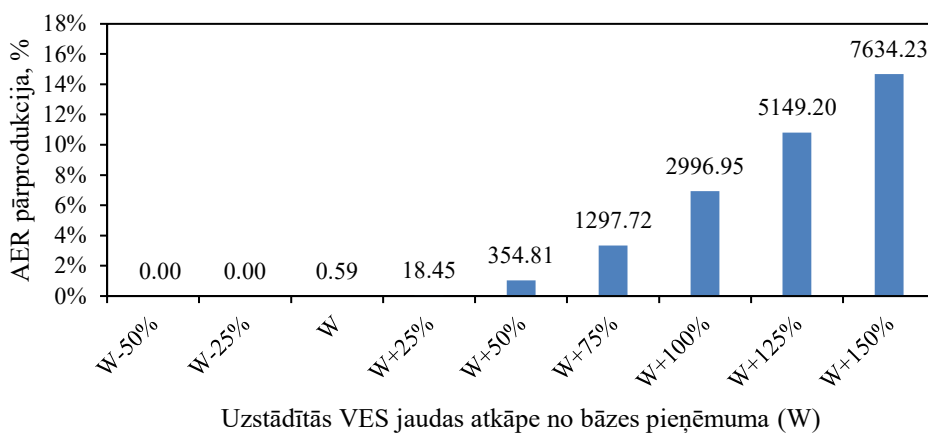
2.6.2. Jūtība pret uzstādīto VES jaudu

Svarīgākie rādītāji, kas ilustrē rezultātu jutību pret vēja elektrostaciju jaudu, to variējot **+150%/-50%** robežās pret bāzes scenāriju (6 GW, grafikos – “W”), ir atainoti 2.12.–2.15. attēlā analogi iepriekšējā apakšnodaļā izklāstītajai secībai.

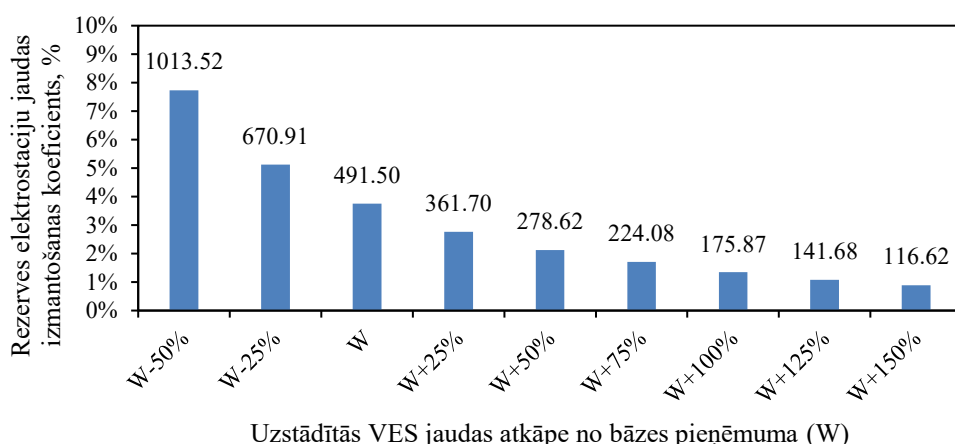
Scenārijos, kur VES uzstādītā jauda palielināta par **125%** un **150%** attiecībā pret bāzes scenāriju (tātad uz attiecīgi **18 GW** un **20 GW**), **AER pārprodukcija** (enerģija, kura nav vajadzīga pieprasījuma segšanai un ko nevar arī ne eksportēt, ne akumulēt) sastāda jau vairāk par **10%** no kopējās potenciālās AER izstrādes, proti, **10,81%** un **14,66%**, kas uzskatāms par būtisku AER ierobežojumu. Savukārt fosilo **rezerves staciju jaudas izmantošanas koeficients** visos scenārijos nepārsniedz **8%**. Tiesa gan, pat vērēnīga VES jaudas palielināšana par 150% no bāzes pieņēmuma neļauj pilnībā atteikties no rezerves enerģijas, jo gada griezumā joprojām nepieciešamas **116,62 GWh**. Protams, tādām mērķim uzturēt 1,5 GW rezerves elektrostacijas ar jaudas izmantošanas koeficientu 0,89% nebūtu racionāli, tāpēc arī šādā gadījumā (kad paredzams rets lielas jaudas iztrūkums) lietderīgi būtu izmantot pieprasījuma puses resursus. Atlikušais **nesegtais enerģijas pieprasījums** šīs jutības analīzes ietvaros ir ļoti mazs un, VES

³² Izņemot elektrisko automobiļu uzlādei nepieciešamajā elektroenerģijas pieprasījuma komponentē, kura jutīguma analīzes ietvaros netiek mainīta.

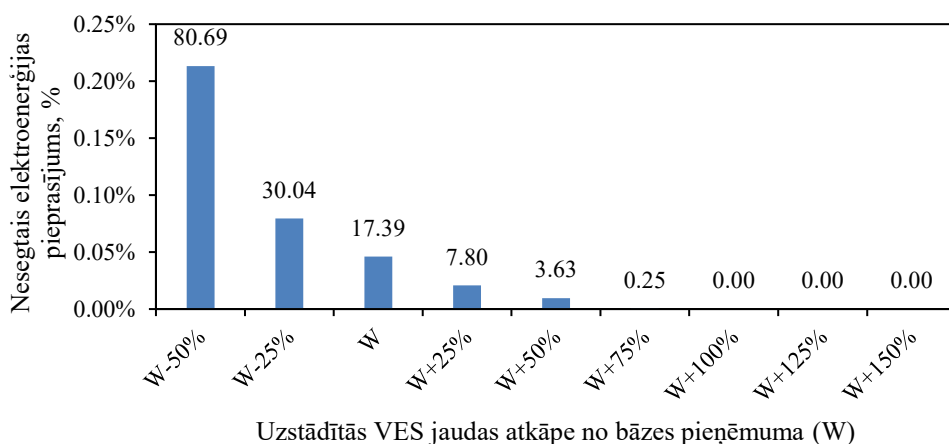
jaudai pieaugot par **100%** un vairāk, kļūst vienāds ar 0 (2.14. att.). Tātad, no vienas puses, vērienīgs AER jaudas pieaugums garantē deficīta neesamību ar vien nelielu papildu rezervju izmantošanu, taču vienlaikus rodas arī milzīgi AER produkcijas pārpalikumi, kuru lietderīgai izmantošanai būtu nepieciešamas, piemēram, papildu akumulācijas iespējas u. c. risinājumi.



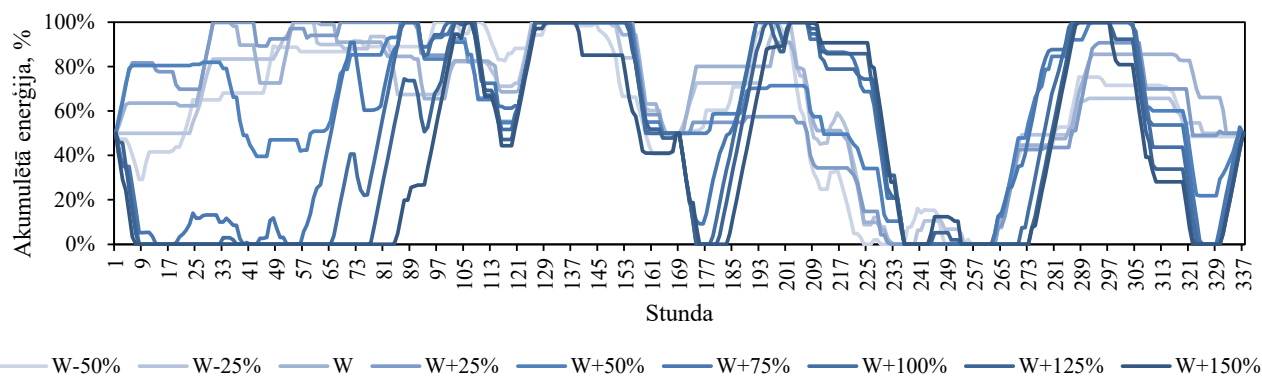
2.12. att. AER pārprodukcija gada griezumā, variējot pieņēmumu par VES uzstādīto jaudu



2.13. att. Rezerves elektrostaciju jaudas izmantošanas koeficients gada griezumā, variējot pieņēmumu par VES uzstādīto jaudu



2.14. att. Ar rezerves elektrostaciju aktivizāciju nesegtais elektroenerģijas pieprasījums gada griezumā, variējot pieņēmumu par VES uzstādīto jaudu



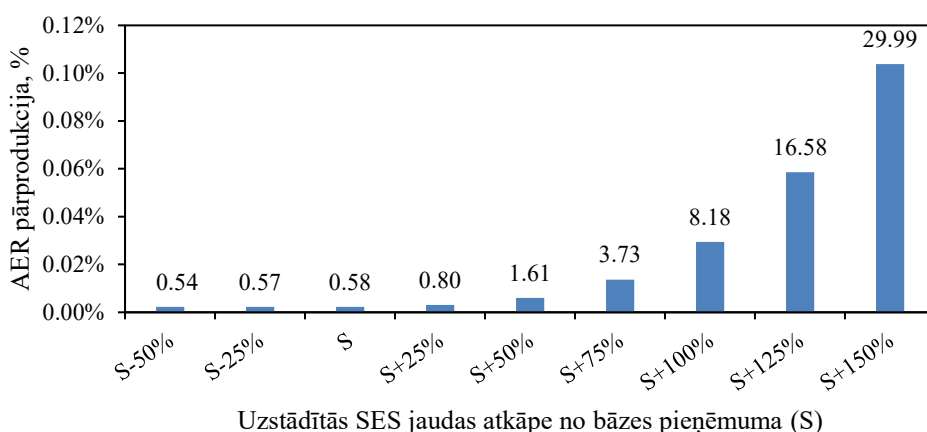
2.15. att. Modelētais uzkrātās enerģijas apjoms akumulācijas elektrostacijā divu nedēļu griezumā, variējot pieņēmumu par VES uzstādīto jaudu

Savukārt 2.15. attēlā parādītas **enerģijas akumulācijas stacijas** rezervuāra aizpildījuma izmaiņas pa stundām modelētā gada pirmajās divās nedēļās. Lielākas atšķirības vērojamas pirmajās četrās dienās, bet pēc tam visos scenārijos veidojas līdzīga trajektorija, kam iemesls ir AER izstrādes pamatprofila nemainīgums un relatīvi mazā akumulācijas ietilpība pret AER uzstādīto jaudu.

2.6.3. Jūtība pret uzstādīto SES jaudu

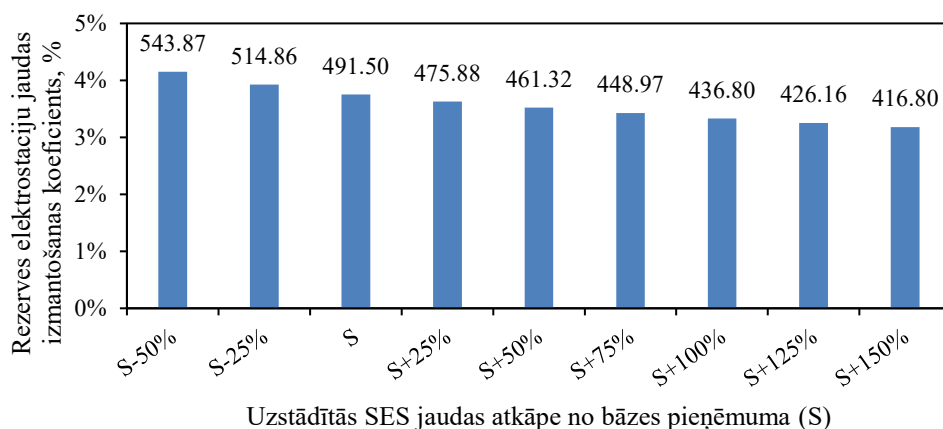
Galveno rādītāju izmaiņas, kas raksturo rezultātu jutību pret saules elektrostaciju jaudas izmaiņām, to variējot **+150%/-50%**³³ robežās pret bāzes scenāriju (2 GW, grafikos – “S”), ir atainoti 2.16.–2.20. att. analogi iepriekšējā apakšnodaļā izklāstītajai secībai (virs stabīņiem norādīta konkrētā parametra summārā gada vērtība GWh).

Salīdzinot ar VES jaudas variācijām, tikpat vērienīgām SES uzstādītās jaudas izmaiņām ir daudzkārt mazāka ietekme uz energosistēmas darbības parametriem. No 2.16. att. izriet, ka pat ar **150%** lielu SES jaudas palielinājumu **AER elektroenerģijas pārpalikums** ir tikai **29,99 GWh** gadā jeb **0,1%** no kopējā AER izstrādes potenciāla.

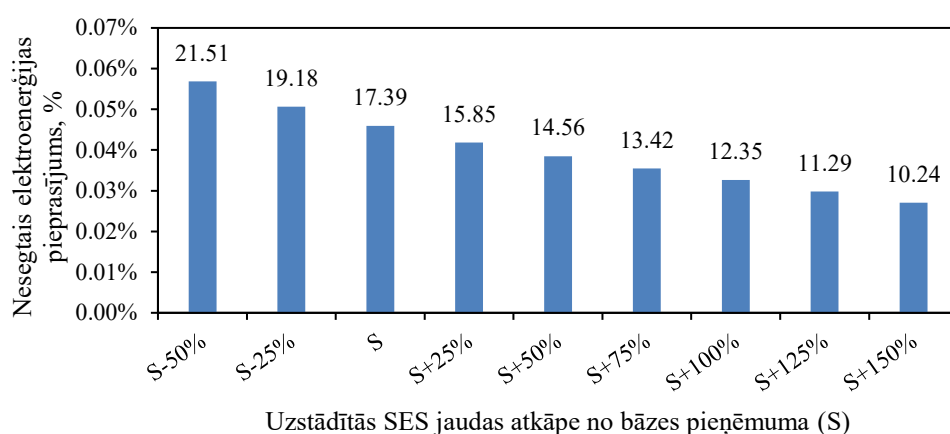


2.16. att. AER pārprodukcija gada griezumā, variējot pieņēmumu par SES uzstādīto jaudu

³³ Tātad SES jauda tiek variēta no 1 GW līdz 5 GW.



2.17. att. Rezerves elektrostaciju jaudas izmantošanas koeficients gada griezumā, variējot pieņēmumu par SES uzstādīto jaudu



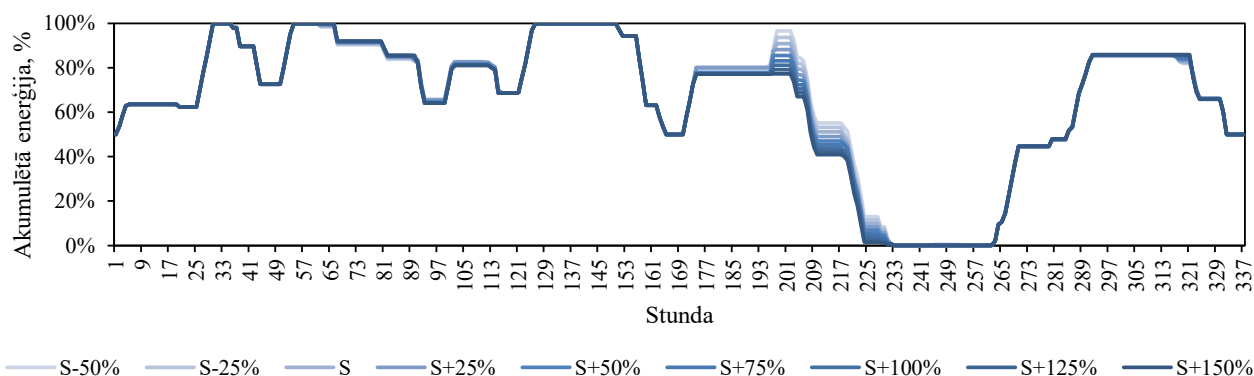
2.18. att. Ar rezerves elektrostaciju aktivizāciju nesegtais elektroenerģijas pieprasījums gada griezumā, variējot pieņēmumu par SES uzstādīto jaudu

Savukārt **rezerves staciju noslodze** atkarībā no pieņēmumiem par SES jaudu mainās mēreni – no **0,544 TWh** līdz **0,417 TWh** (2.17 att.). Citiem vārdiem, modelētais rezerves staciju jaudas izmantošanas koeficients ir robežās no **4,15%** līdz **3,18%**. Arī **nesegta pieprasījuma** jeb energosistēmas jaudu pietiekamības risku SES uzstādītā jauda ietekmē maz, liekot tam svārstīties no **0,06%** līdz **0,03%** no gada kopējā patēriņa Baltijas energosistēmā (2.18. att.).

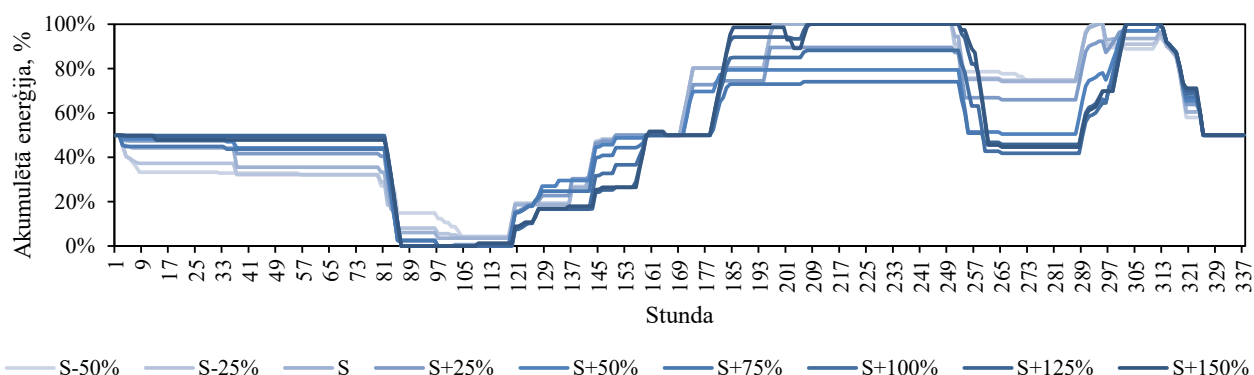
Galvenais iemesls tam, kāpēc modeļa rezultāti ir daudz mazāk atkarīgi no pieņēmumiem par SES, salīdzinot ar VES jaudu, ir tāds, ka saules elektrostacijām ir ievērojami mazāks jaudas izmantošanas koeficients un efektivitāte, turklāt elektroenerģijas izstrādei SES ir izteikti sezonāls raksturs. Sezonālitate ietekmē arī akumulācijas staciju darbību. 2.19. attēlā parādīts uzkrātās enerģijas līmenis **akumulācijas elektrostacijā** gada pirmajās divās nedēļās (t. i., **ziemā**). Var novērot, ka dažādie pieņēmumi par SES summāro uzstādīto jaudu Baltijas valstīs faktiski neietekmē akumulācijas stacijas darbību šajā periodā.

Turpretī 2.20. attēlā ir atainota akumulācijas stacijā uzkrātās enerģijas trajektorija divu nedēļu periodā jūlija vidū (t. i., **vasarā**). Acīmredzot šajā gadījumā modeļa rezultāti ir jutīgāki pret SES jaudu. Tomēr šie rezultāti izgaismo arī to, ka tieši saules enerģijai visnozīmīgākā ir tieši **ilgtermiņa (sezonāla) akumulācija**. Protams, sezonālas akumulācijas realizācijai ir

nepieciešama daudz lielāka enerģijas ietilpība, nekā var piedāvāt, piemēram, hidroakumulācija. Turklāt to arī nevarētu pilnvērtīgi izmantot ar modeļa aprēķinos izmantoto vienas nedēļas režīmu plānošanas periodu, kas ir piemērotāks tam, lai plānotu dalību elektroenerģijas tirgū un/vai izlīdzinātu šādā laika periodā novērojamās patēriņa un vēja enerģijas izstrādes svārstības.



2.19. att. Modelētais uzkrātās enerģijas apjoms akumulācijas elektrostacijā divu nedēļu griezumā, variējot pieņēmumu par SES uzstādīto jaudu (ziema)



2.20. att. Modelētais uzkrātās enerģijas apjoms akumulācijas elektrostacijā divu nedēļu griezumā, variējot pieņēmumu par SES uzstādīto jaudu (vasara)

Secinājumi

1. Latvijā un Baltijas valstīs kopumā pēdējās desmitgadēs notikušas un aizvien turpinās nozīmīgas pārmaiņas enerģijas ražošanā, pārvadē un sadalē. Strauji augusi atjaunīgo enerģijas avotu jauda un īpatsvars saražotās enerģijas apjomā; pieaugusi koģenerācijas staciju loma; uzlabojušies pārrobežu savienojumi; attīstījušās tvaika-gāzes tehnoloģijas, izklīdētā ģenerācija un enerģijas akumulācijas sistēmas. Turklāt nākotnē sagaidāms arvien lielāks enerģijas pieprasījuma pieaugums.
2. Modelējot energosistēmas attīstību līdz 2050. gadam, Latvijā un pārējās Baltijas valstīs sagaidāms ievērojams vēja parku un saules elektrostaciju jaudas pieaugums. Līdz ar to ir nepieciešams izprast un prognozēt energosistēmas atsevišķu komponentu funkcionēšanu un sniegumu un visas sistēmas kopējo darbību jaunajos apstākļos. Tas motivē modeļu attīstību energosistēmas jaudu pietiekamības risku novērtēšanai. Ņemot vērā Latvijas, Lietuvas un Igaunijas elektroenerģijas sistēmu ciešo integrāciju, jaudu pietiekamību ir lietderīgi novērtēt Baltijas valstīm kopumā.
3. Esošo Baltijas valstu energosistēmu stāvokli stacionārā režīmā var uzskatīt par atbilstošu enerģijas pieprasījumam. Sistēmas nepietiekamība var veidoties liela mēroga bojājumu gadījumos, tomēr to iespējamība ir zema.
4. Baltijas valstu energosistēmas stāvokli stacionārā režīmā pēc sinhronizācijas ar Eiropas kontinentālo tīklu var uzskatīt par atbilstošu enerģijas pieprasījumam, bet nepietiekamības riski, kas var rasties nozīmīgu elementu bojājumu dēļ, palielināsies. Sistēmas nepietiekamība var veidoties pirmām kārtām valstu starpsavienojumu bojājumu gadījumos, kas ir nozīmīgs elastīguma avots. Tādēļ, lai nodrošinātu veiksmīgu Baltijas valstu sinhronizāciju ar kontinentālās Eiropas tīklu, jāstiprina enerģētiskā neatkarība un jāpalielina sistēmas elastīgums. Pietiekamas rezerves jaudas nepieciešamas, arī lai būtiski palielinātu AER īpatsvaru Latvijas un Baltijas valstu energosistēmā un nodrošinātu energobilanci visa gada ietvaros.
5. Baltijas valstu energosistēmu jaudu pietiekamība stacionārā režīmā nākotnē ir ļoti atkarīga no enerģijas pieprasījuma, kura strauja pieauguma gadījumā parādās nepietiekamības draudi. Šī veida draudus var samazināt, savlaicīgi būvējot papildu ģenerācijas avotus, stiprinot starpsavienojumus un ieviešot pieprasījuma reakciju plašā mērogā.
6. Enerģijas iztrūkuma gadījumā var izmantot šādus risinājumus: patērētāju pieprasījuma reakcijas programmu ieviešana, mazāk svarīgo patērētāju atslēgšana ar atbilstošām finansiālām kompensācijām, lieljaudas akumulācijas sistēmu izmantošana. Elektroenerģijas pārpalikuma gadījumā ir iespējams mazināt ģenerāciju atsevišķās elektrostacijās.
7. Liela mēroga AER attīstība var izraisīt to rentabilitātes samazināšanos, jo parādās režīmi ar enerģijas pārpalikumu, kuru nevar realizēt pārvades ierobežojumu, zemā pieprasījuma un nepietiekamu enerģijas akumulācijas iespēju dēļ. Tomēr šādus riskus var mazināt, efektīvi izmantojot esošās un radot jaunas enerģijas akumulācijas iespējas Baltijas energosistēmā.
8. Lielas jaudas AER izmantošana energosistēmā ļaus ievērojami samazināt emisijas. Tomēr vēja un saules elektrostaciju darbības atkarība no laikapstākļiem rada nepieciešamību uzturēt atbilstošas rezerves ģenerācijas jaudas. Taču vieda akumulācijas sistēmu vadība un precīza energosistēmas darbību ietekmējošo procesu prognozēšana ļautu ievērojami samazināt no jaudu pietiekamības viedokļa nepieciešamās rezerves.

Pielikums

1. BVE jaudu pietiekamības novērtējuma ar REM pilnie rezultāti

P1. tab. BVE elektroenerģijas deficīts/pārpalikums pēc 1. REM aprēķinu soļa

Scenārijs		Izolētas darbības režīms (TWh/gadā; % no BVE elektroenerģijas pieprasījuma)				Disbalanss (TWh/gadā; %)	
		Deficīts		Pārpalikums			
1		18.927	70.88%	0.000	0.00%	18.927	70.88%
2		16.879	44.58%	1.027	2.71%	17.91	47.29%
3		16.287	38.97%	2.939	7.03%	19.226	46.00%
4		9.044	21.64%	14.950	35.77%	23.994	57.41%

P2. tab. BVE elektroenerģijas deficīts/pārpalikums pēc 2. REM aprēķinu soļa

Scenārijs		Eksports (TWh/gadā; % no BVE elektroenerģijas pieprasījuma)				Disbalanss (TWh/gadā; %)	
		Deficīts		Pārpalikums			
1		18.927	70.88%	0.000	0.00%	0.000	0.00%
2		16.879	44.58%	0.004	0.01%	16.883	44.59%
3		16.287	38.97%	0.090	0.21%	16.377	39.18%
4		9.044	21.64%	4.361	10.435%	13.405	32.07%

P3. tab. BVE elektroenerģijas deficīts/pārpalikums pēc 3. REM aprēķinu soļa

Scenārijs		Imports (TWh/gadā; % no BVE elektroenerģijas pieprasījuma)				Disbalanss (TWh/gadā; %)	
		Deficīts		Pārpalikums			
1		0.009	0.04%	0.000	0.00%	0.009	0.04%
2		0.727	1.92%	0.004	0.01%	0.731	1.93%
3		1.847	4.42%	0.090	0.21%	1.936	4.63%
4		0.787	1.88%	4.361	10.44%	5.148	12.32%

P4. tab. BVE elektroenerģijas deficīts/pārpalikums pēc 4. REM aprēķinu soļa

Scenārijs		Rezervju aktivizācija (TWh/gadā; % no BVE elektroenerģijas pieprasījuma)				Disbalanss (TWh/gadā; %)	
		Deficīts		Pārpalikums			
1		0.000	0.00%	0.000	0.00%	0.000	0.00%
2		0.000	0.00%	0.004	0.01%	0.004	0.01%
3		0.177	0.42%	0.090	0.21%	0.267	0.64%
4		0.060	0.14%	4.361	10.44%	4.422	10.58%

2. Scenāriju modelēšanā nozīmīgākās ieejas un izejas datu kopas

Datu kopas pieejamas lejupielādei vietnē: https://ej.uz/FutureProof_dati_scenariji

Pielikuma saturs:

- 1) **1_REM_scenarios_i_o.xlsb** – REM aprēķinu modeļa pēdējā solī izmantotie nozīmīgākie ieejas dati 1.–4. scenārija modelēšanai un rezultātā iegūtās laikrindas / [atbilstoši D1.3 1. nodaļai](#);
- 2) **2_Spine_BASE_sc_i_o.xlsb** – *SpineOpt* vidē izveidotā Baltijas energosistēmas optimizācijas modeļa nozīmīgākie ieejas dati bāzes scenārijam (ar variētiem optimizācijas perioda ilgumiem) un rezultātā iegūtās laikrindas / [atbilstoši 2.2., 2.4. apakšnodaļām](#);
- 3) **3_Spine_BIG_RES_sc_i_o.xlsb** – *SpineOpt* vidē izveidotā Baltijas energosistēmas optimizācijas modeļa nozīmīgākie ieejas dati Lieljaudas AER scenārijam (ar variētiem optimizācijas perioda ilgumiem) un rezultātā iegūtās laikrindas / [atbilstoši 2.3., 2.4. apakšnodaļām](#);
- 4) **4_Spine_other_sc_i_o.xlsb** – *SpineOpt* vidē izveidotā Baltijas energosistēmas optimizācijas modeļa nozīmīgākie ieejas dati papildus scenārijiem un rezultātā iegūtās laikrindas / [atbilstoši 2.5. apakšnodaļai](#);
- 5) **5_Spine_DEM_sensitivities_i_o.xlsb** – *SpineOpt* vidē izveidotā Baltijas energosistēmas optimizācijas modeļa nozīmīgākie ieejas dati pieprasījuma jutības analīzei un rezultātā iegūtās laikrindas / [atbilstoši 2.6.1. apakšnodaļai](#);
- 6) **6_Spine_Wind_sensitivities_i_o.xlsb** – *SpineOpt* vidē izveidotā Baltijas energosistēmas optimizācijas modeļa nozīmīgākie ieejas dati VES jaudas jutības analīzei un rezultātā iegūtās laikrindas / [atbilstoši 2.6.2. apakšnodaļai](#);
- 7) **7_Spine_Sol_sensitivities_i_o.xlsb** – *SpineOpt* vidē izveidotā Baltijas energosistēmas optimizācijas modeļa nozīmīgākie ieejas dati SES jaudas jutības analīzei un rezultātā iegūtās laikrindas / [atbilstoši 2.6.3. apakšnodaļai](#).

3. Vēja enerģētikas attīstības tendences līdz 2050. gadam

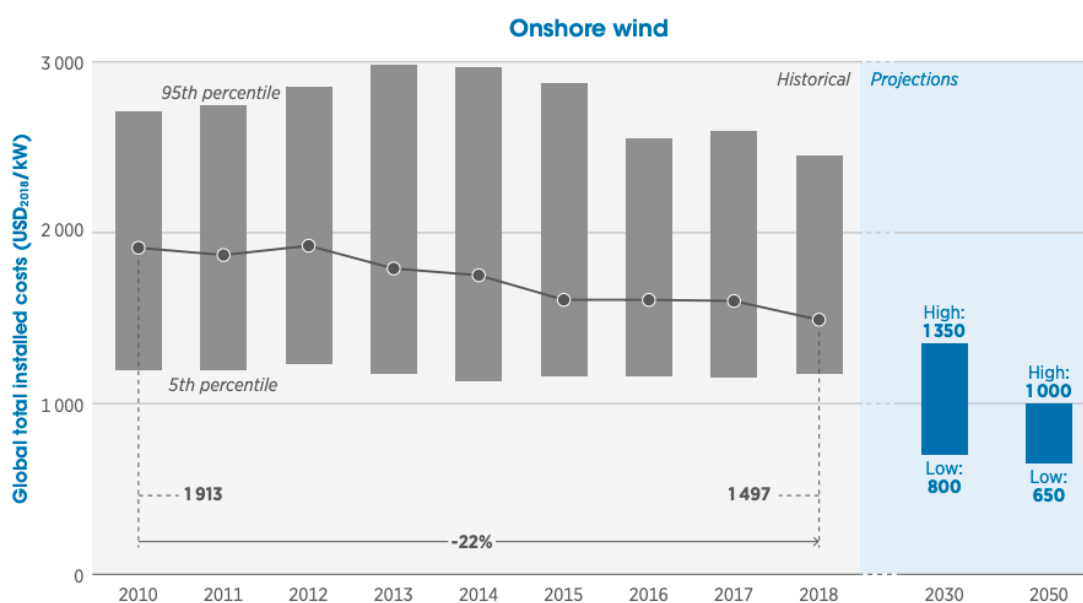
Informāciju sagatavoja: Ventspils Augstskolas Inženierzinātņu institūta "Ventspils Starptautiskais radioastronomijas centrs" pētnieks Mg. sc. ing. **Vladislavs Bezrukovs**, vadošais pētnieks Dr. sc. ing. **Valērijs Bezrukovs**

Vēja nozares attīstība ir bijusi ievērojama, un pēdējo četrus desmitu gadu laikā ir sasniegti vairāki pavērsieni iekārtu, tehnoloģiju sasniegumu un izmaksu samazinājuma jomā, kā arī galveno vēja enerģijas asociāciju izveide.

Izrāviens atjaunīgo energoresursu jaudas palielināšanā pēdējos gados ir panākts, galvenokārt pateicoties ievērojamiem izmaksu samazinājumiem atjaunīgo energoresursu jomā, ko veicina tehnoloģiju uzlabojumi, specializācija un standartizācija, plašākas un konkurētspējīgākas piegādes ķēdes, apjomradīti ietaupījumi un pieredzējuši, starptautiski aktīvi projektu izstrādātāji. Galvenās AER tehnoloģijas, piemēram, saules (PV), vēja enerģija, koncentrētā saules enerģija (CSP) un bioenerģija jau ir izmaksu ziņā konkurētspējīgas, un sagaidāms, ka jau 2020. gadā tās vēl vairāk apsteigs fosilo kurināmo (IRENA, 2019c).

A. Sauszemes VES attīstība

Pašlaik **sauszemes VES** ir viens no konkurētspējīgākajiem jaunas elektroenerģijas ģenerācijas jaudas avotiem. Kopējās vidējās sauszemes VES uzstādīšanas izmaksas no 2010. līdz 2018. gadam samazinājās vidēji par 22% un 2018. gadā samazinājās par 6% salīdzinājumā ar 2017. gadu (P1. att.), jo īpaši pieaugot VES attīstībai Ķīnā un Indijā, ņemot vērā to salīdzinoši zemo izmaksu struktūru (IRENA, 2019c). Paredzams, ka nākamajās trīs desmitgadēs (līdz 2050. gadam) uzstādīšanas izmaksas arvien turpinās samazināties, sasniedzot vidējo diapazonu no **800** līdz **1 350** \$/kW līdz 2030. gadam un **650** līdz **1 000** \$/kW līdz 2050. gadam salīdzinājumā ar vidējo līmeni **1 497** \$/kW 2018. gadā.

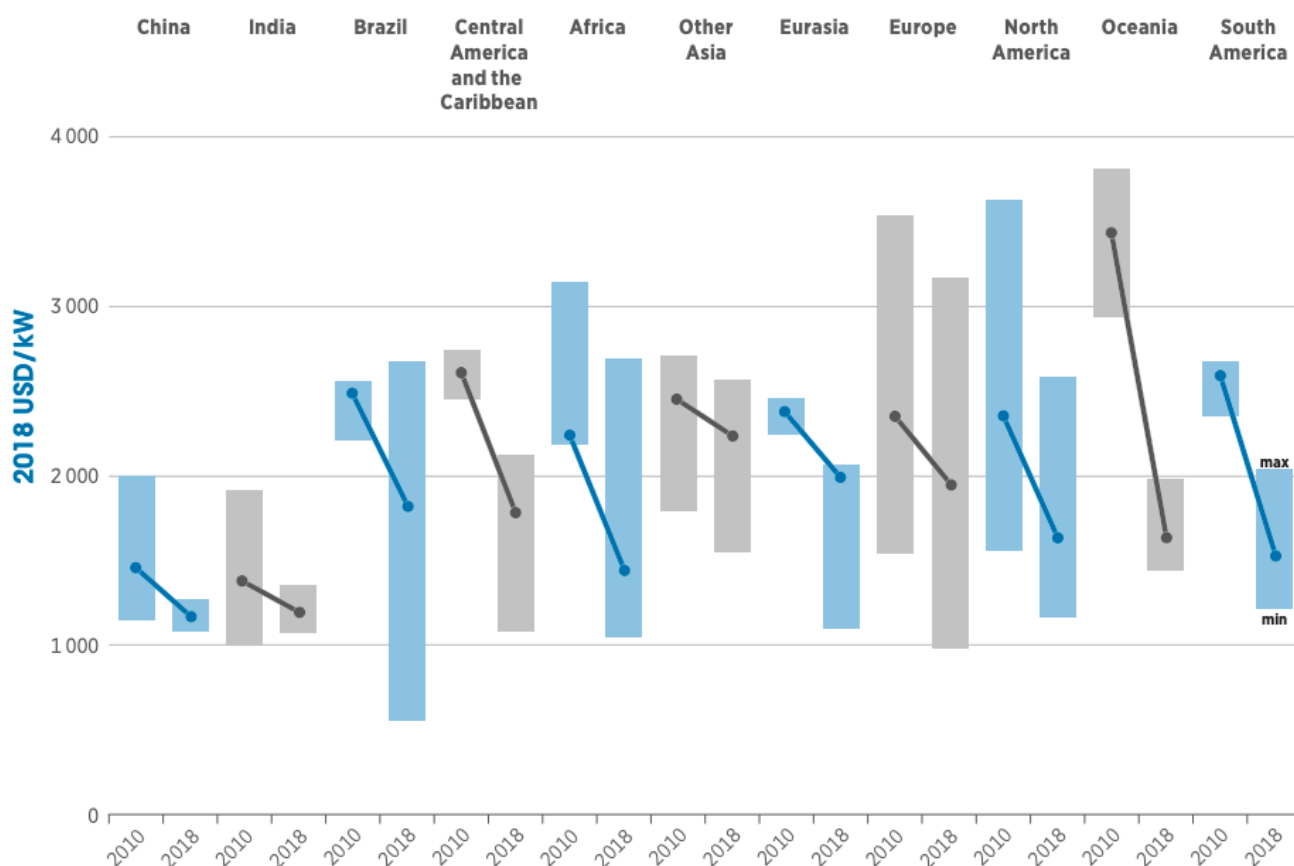


P1. att. Vēsturiskās un prognozētās sauszemes VES vidējās uzstādīšanas izmaksas pasaulē (2010–2050)

Piezīme: izmaksas attēlā atspoguļo vēja elektrostacijas kopējās kapitālizmaksas, kas iedalītas četrās galvenajās kategorijās: vēja turbīnu izmaksas (rotora lāpstiņas, pārnēsūmkārba, ģenerators, strāvas pārveidotājs, gondola, tornis un transformatori), inženiertehniskie darbi (celtniecības darbi vietas sagatavošana un torņa pamati), tīkla pieslēguma izmaksas (transformatori, apakšstacijas un pieslēgšana vietējam sadales vai pārvades tīklam) un plānošanas un projekta izmaksas (izstrādes izmaksas un maksas, licences, finanšu slēgšanas izmaksas, priekšizpētes un attīstības pētījumi, juridiskās maksas, īpašnieku apdrošināšana, parāda apkalpošanas rezerve un būvniecības vadība) (IRENA, 2016a).

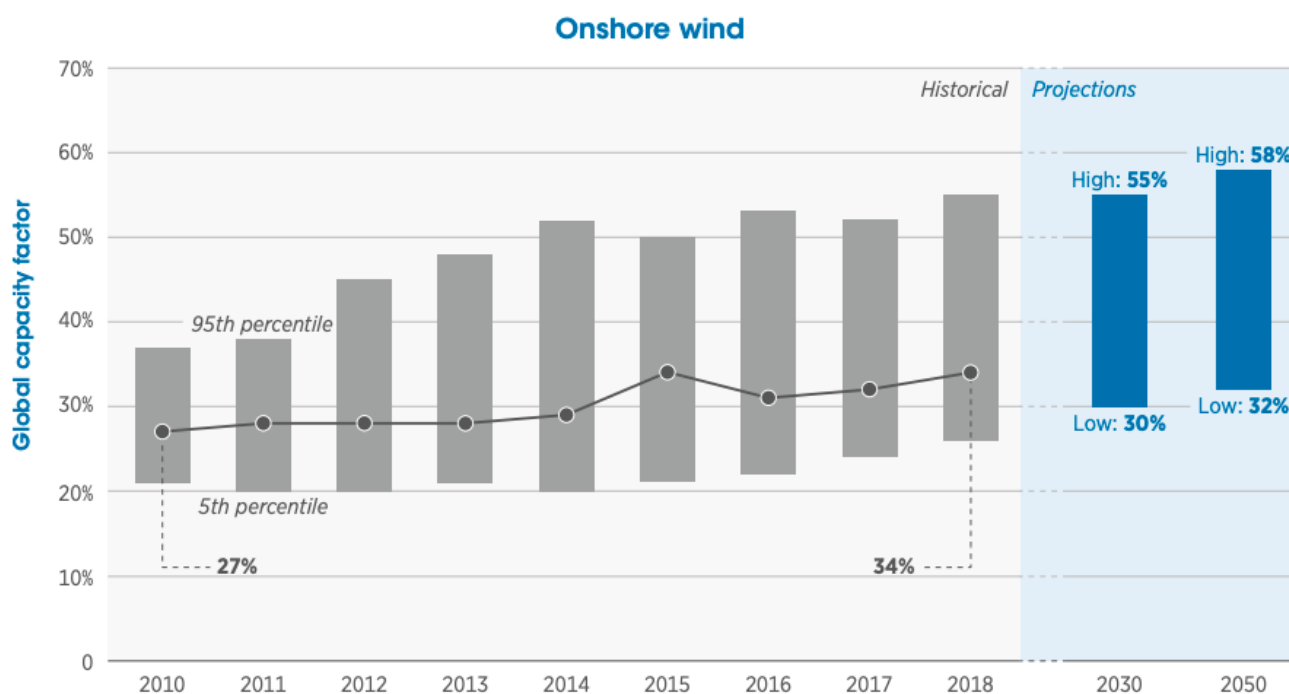
Tehnoloģiju un ražošanas procesu uzlabojumi, reģionālās ražošanas iekārtas un konkurētspējīgas piegādes ķēdes rada spiedienu uz **turbīnu cenām**. 2018. gadā, izņemot Ķīnu un Indiju, vidējās turbīnu cenas bija no **790 līdz 900 \$/kW** atkarībā no to lieluma, salīdzinot ar 910–1050 \$/kW 2017. gadā (IRENA, 2019c).

Sauszemes vēja parkiem, kas uzstādīti 2018. gadā, dažādu valstu **vidējās uzstādīšanas izmaksas** bija aptuveni 1170 \$/kW Ķīnā, 1200 \$/kW Indijā, 1660 \$/kW ASV, 1820 \$/kW Brazīlijā, 1830 \$/kW Vācijā, 1870 \$/kW Francijā un 2030 \$/kW Apvienotajā Karalistē (P2. att.) (IRENA, 2019c). Kā redzams grafikā, kopš 2010. gada izmaksas ir samazinājušās visās aplūkotajās valstīs un reģionos.



P2. att. Kopējais sauszemes VES uzstādīšanas izmaksu diapazons un vidējās svērtās vērtības (2010–2018)

Uzlabotu vēja turbīnu tehnoloģiju, augstāku masta augstumu un garāku lāpstiņu ar lielākām aptveres zonām kombinācija ir palielinājusi tā paša apjoma vēja resursa **jaudas izmantošanas koeficientus**. Vēja parku izvietojanas rūpīgais plānojums un darbības efektivitāte arī veicināja jaudas izmantošanas koeficienta uzlabojumus. Globālais vidējais svērtais jaudas koeficients no jauna nodotajiem **sauszemes VES** projektiem pieauga no vidēji **27% 2010. gadā līdz 34% 2018. gadā** (IRENA, 2019c). Paredzams, ka pastāvīgi vēja turbīnu tehnoloģiju uzlabojumi, lielāki turbīnu izmēri un jaunāko tehnoloģiju ieviešana tādos tirgos kā Ķīna un Indija (cita starpā) vēl vairāk uzlabos vidējo jaudas izmantošanas koeficientu, līdz **2030. un 2050. gadam** sasniedzot attiecīgi **55% un 58%** (P3. att. (IRENA, 2019c), (IRENA 2019k)). Piezīme: jaudas koeficients ir balstīts uz projekta nodošanas ekspluatācijā gadu.

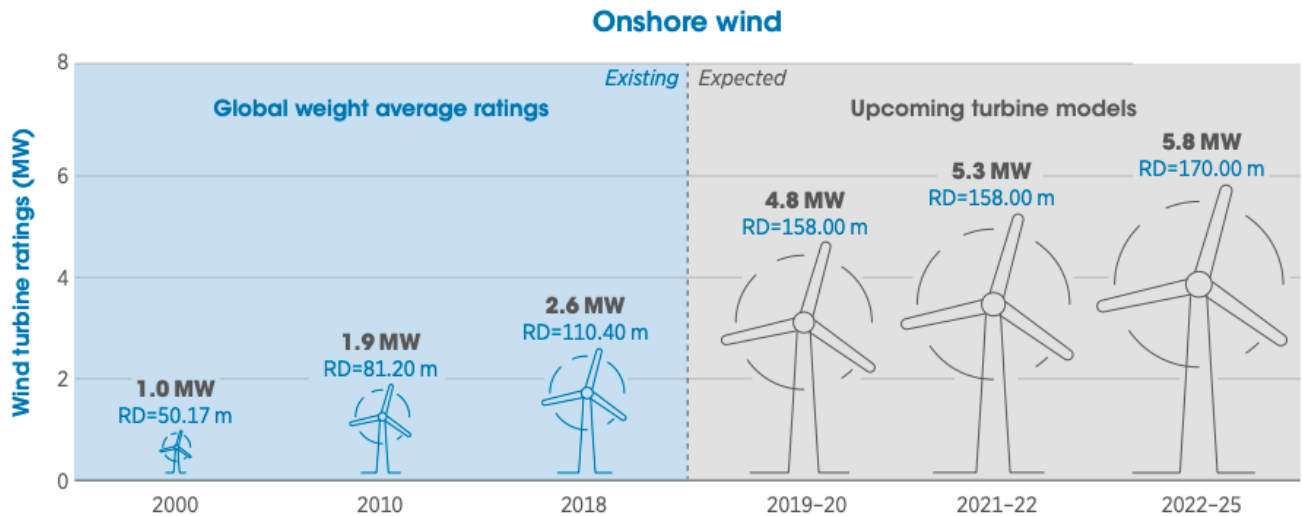


P3. att. Jauno turbīnu globālais vidējais svērtais jaudas izmantošanas

Turpmākajās sadaļās ieskicēti galvenie sauszemes VES **tehnoloģiskie jauninājumi** pēdējos gados un nākotnē paredzamās inovācijas.

Pakāpeniska turbīnas izmēru un jaudas palielināšana

Vēja enerģētikas iekārtu izmaksu samazinājumu galvenokārt veicina vēja turbīnu tehnoloģiju sasniegumi. Galvenie parametri, kas raksturo vēja turbīnu tehnoloģiju uzlabojumus, ir rotora diametrs un masta augstums, lai piekļūtu lielākai jaudai no vēja turbīnām pat apgabalos ar mazāku vēja ātrumu. Lielāki rotoru palīdz samazināt īpatnējo jaudu, kas galu galā palielina jaudas izmantošanas koeficientu un paver vāja vēja zonas lielākam vējam, attiecīgi lielākos augstumos. Maksimālais pievienoto turbīnu izmērs 2018. gadā bija 4,3 MW salīdzinājumā ar 3,3 MW 2015. gadā (IRENA, 2019c) (P4. att.).



P4. att. Sauszemes VES turbīnu tehnoloģiskie uzlabojumi (2000–2025)

GE tagad piedāvā uzlabotas sauszemes turbīnu tehnoloģijas, kuru jauda ir attiecīgi 4,8 MW un 5,3 MW (Wind Power Monthly, 2018). Siemens-Gamesa prezentēja savu 5,8 MW, 170 metru rotora diametra modeli, kas ir lielāks par lielāko šobrīd tirgū pieejamo jūras turbīnu (Vestas V164 10 MW) (Wind Power Monthly, 2019). Pateicoties vēja enerģētikas iekārtu attīstībai, kas vērsta uz lielākas jaudas turbīnām, palielinātu mastu augstumu un rotoru diametru, tiek uzlabota enerģijas ieguve un samazinātas kapitāla un darbības izmaksas uz uzstādītās jaudas vienību. Avots: (IRENA, 2019c; Wind Power Monthly, 2019, 2018).

Citi jauninājumi vēja enerģētikas nākotnes izaugsmes veicināšanai

Izmantojot strauji augošās vēja jaudas visā pasaulē, tiek veikti vairāki pētniecības projekti vai prototipi, kuros tiek pētītas inovācijas dizaina, materiālu prasību un ražošanas metožu jomā, lai stimulētu turpmāko tirgus izaugsmi plašam lietojumu klāstam. Galvenās tendences raksturotas turpmāk.

- *Inovācijas rotora lāpstiņu konstrukcijā un materiālos:* pētījums ir vērsts uz asmeņu aerodinamisko profilu un materiālu uzlabošanu, lai maksimāli palielinātu enerģijas ražošanu un samazinātu ekspluatācijas un apkopes (O&M) izmaksas. Inovatīviem materiāliem vēja turbīnām ir izšķiroša nozīme, lai uzlabotu veiktspēju, jo īpaši skarbās un kodīgās vidēs, piemēram, tuksnešos vai jūrās, un lai ierobežotu progresīvāko eroziju (Windtrust, 2016).
- *Optimizēta jaudas elektronika:* jaudas invertoru darbības drošuma un izmēru optimizēšana varētu samazināt turbīnas uzstādīšanas un ekspluatācijas izmaksas. Šajā kontekstā Vācijas uzņēmums Semikron jau ir ieviesis optimizētu sava energoelektronikas komponenta dizainu, koncentrējoties uz tādiem aspektiem kā mitruma aizsardzība (samazinot strāvas moduļu atteices kondensācijas un ūdens uzkrāšanās dēļ), mērogojamību (jauna vieda jaudas moduļu izveide, piemēram, saķepinātie moduļi, kuru jaudas blīvums ir gandrīz par 30% lielāks nekā to priekšgājējiem) un detaļu skaita samazināšana (lai uzlabotu jaudas elektronikas drošumu, samazinot aktīvo elementu skaitu jaudas moduļos un tādējādi samazinot defektus vai bojājumus). Turklāt tiek pārbaudīti un ieviesti uzlaboti prognozēšanas algoritmi, lai uzlabotu

apkopes darbības, samazinot izmaksas un kļūdu skaitu (iepriekš atklājot defektus, uzraugot moduļu veselības stāvokli) un padarot jaudas elektroniku darbināmu pat mitros apstākļos (Windtrust, 2016).

- *“Viedās/inteliģentās” vēja turbīnas:* digitālā revolūcija ietekmē vēja enerģētiku ar jaunām tehnoloģijām turbīnu uzraudzībai un kontrolei. Mērķis ir uzlabot prognozēšanas mehānismu (izmantojot lielos datus un mākslīgo intelektu) un automātiskos turbīnu regulējumus (leņķa kontrole), lai maksimāli palielinātu kopējo enerģijas izstrādi (Windtrust, 2016). Tas ir ļoti svarīgi, lai samazinātu kļūmju dēļ neplānotās izmaksas, kas pašlaik veido vairāk nekā pusi no kopējām uzturēšanas izmaksām (Wood Mackenzie, 2019a).
- *Digitalizācija* ir ļāvusi aktīvi pārvaldīt turbīnu reāllaika darbību, kas ir palīdzējis kontrolēt turpmākos bojājumus, pārvēršot šos šķietamos izdevumus ietaupījumos, kas galu galā ir paplašinājuši vēja parku kalpošanas laiku. Prognozējošā analītika var ņemt sensoru datus no vēja turbīnas, lai uzraudzītu nolietojumu un ar augstu precizitātes pakāpi prognozētu, kad turbīnai būs nepieciešama apkope (IRENA, 2019g). Ar mākslīgā intelekta palīdzību GE Japānā izdevās uzlabot vēja turbīnu efektivitāti, samazināt uzturēšanas izmaksas par 20% un palielināt jaudu par 5% (IRENA, 2019h). McKinsey's Utilityx panāca 10–25% uzturēšanas un nomaiņas izmaksu ietaupījumu, izmantojot paredzošo uzturēšanu (IRENA, 2019h).
- *Materiālu pārstrāde.* Jāveicina vēja enerģētikā izmantotā ūdens, metālu, resursu, atlikumu un izejvielu samazināšana, atkārtota izmantošana un pārstrāde. Vēja turbīnu lāpstiņas lielākoties ir izgatavotas no kompozītmateriāla, kas nodrošina vieglākas un garākas lāpstiņas un tādējādi augstāku veiktspēju. Pašlaik vēja enerģētikā tiek izmantoti gandrīz 2,5 miljoni tonnu kompozītmateriālu (RECYCLING, 2019). Paredzams, ka nākamajos piecos gados Eiropā vien tiks pārtraukta gandrīz 12 000 vēja turbīnu ekspluatācija (RECYCLING, 2019). Tas nozīmētu milzīgu daudzumu materiālu, kas jāpārstrādā, un būtu vajadzīgs plašs otrreizējās pārstrādes iespēju klāsts. Termoreaktīvos kompozītmateriālus parasti var pārstrādāt, izmantojot vai nu mehāniskus procesus (sagriežot turbīnas lāpstiņas mazākās daļās, lai to varētu viegli transportēt), vai termiskos procesus (sadedzināšana vai pirolīze) (WindEurope, 2017b).
- Attiecībā uz jaunākajām turbīnu lāpstiņām, kuras tagad ražo, jāapsver dažādi ilgtspējīgi materiāli un rentabli pārstrādes procesi, kas paver ceļu aprites ekonomikai (WindEurope, 2017b). Dreamwind projekts ir vērsts uz ķīmiskas vielas izstrādi, lai atdalītu stiklu no plastmasas šķiedrām, karsējot tās līdz 600 °C, lai nākotnē varētu pārstrādāt vēja turbīnu lielās un dārgās stikla šķiedras sastāvdaļas. Atdalīto stiklu pēc tīrīšanas varētu atkārtoti izmantot jauniem stikla šķiedras komponentiem turbīnām (Dreamwind).

B. Jūras VES attīstība

Jūras vēja tehnoloģija ļauj valstīm izmantot kopumā lielākus un nereti vienmērīgākus vēja resursus jūrā, vienlaikus attīstot gigavatu mēroga projektus tuvu blīvi apdzīvotām piekrastes zonām, kas ir izplatītas daudzās pasaules daļās. Tas padara jūras vēja enerģiju par svarīgu papildinājumu zema oglekļa satura tehnoloģiju portfelim, kas pieejams daudzu valstu enerģētikas sektora dekarbonizēšanai. Jūras vēja enerģētika pēdējo gadu laikā ir strauji

attīstījusies un mainījusies līdz ar virkni tehnoloģiskiem uzlabojumiem. Piegādes ķēžu efektivitāte un loģistikas sinerģija cieši saistītos tirgos Eiropā ir piedzīvojusi strauju izmaksu samazinājumu un ieviešanu jaunos tirgos. Politikas atbalsta un finansiālu stimulu rezultātā jūras vēja enerģētika uzņem arvien lielākus apgriezienus, jo tā nodrošina alternatīvu vairākām problēmām, ar kurām saskaras sauszemes vēja enerģijas izmantošana galvenokārt saistībā ar pārvades sistēmas un zemes ierobežojumiem, kas daļā valstu (piemēram, Eiropā) apgrūtina sauszemes vēja izmantošanu grūtāku.

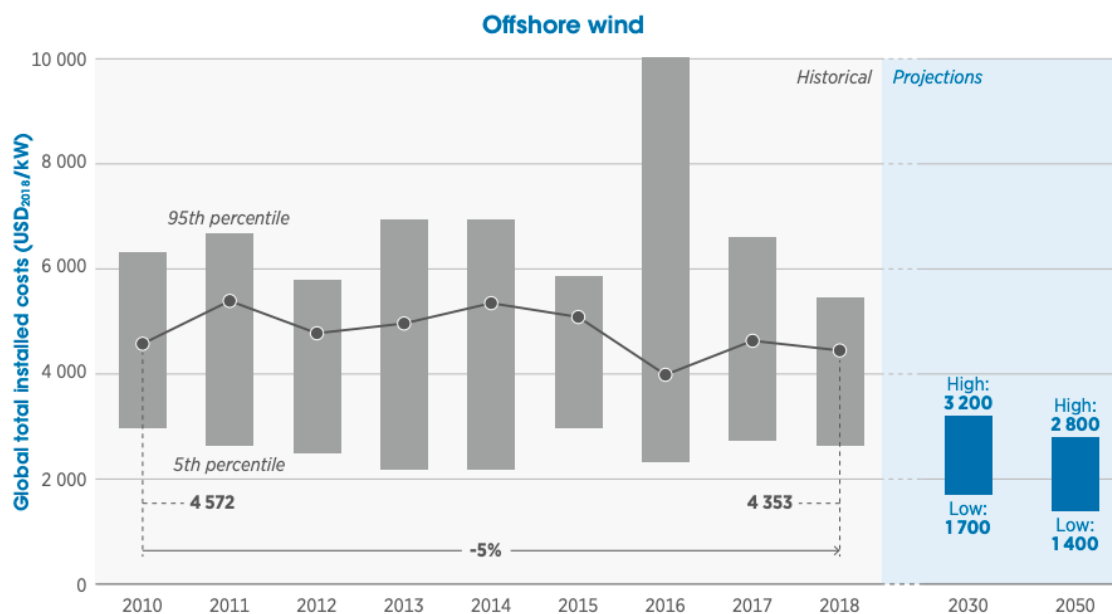
Pašlaik 90% no pasaulē uzstādītās jūras VES jaudas tiek nodotas ekspluatācijā un ekspluatētas Ziemeļjūrā un tuvējā Atlantijas okeānā. 2018. gadā tika pievienota gandrīz 4,5 GW jaunas jūras vēja elektrostaciju jaudas, no kurām lielākā daļa bija koncentrēta Ķīnā (gandrīz 37% no kopējās jaudas), un liela daļa jaudas pieauga Apvienotajā Karalistē (29%) un Vācijā (22%). Ir paredzēts, ka izvietošana paplašināsies uz Ziemeļameriku un Okeāniju ar projektiem, kas tiks izstrādāti nākamajos gados (IRENA, 2019d). Jūras vēja tirgus paplašināšanās turpinās, un arvien jaunos tirgos tiek izvirzīti mērķi jūras resursu izmantošanas izvēršanai (IEEFA, 2018).

Izmaksu samazinājums un jaudas izmantošanas koeficienta pieaugums

Jūras vēja turbīnu tehnoloģiju, vēja parku attīstības un O&M kritums palīdz samazināt elektroenerģijas izmaksas no jūras vēja parkiem. Citi faktori, kas veicina konkurētspējas uzlabošanu, ir attīstītāju pieredzes pieaugums (kas samazina projektu izstrādes izmaksas un riskus), pieaugošais nozares briedums (zemākas kapitālizmaksas) un apjomradīti ietaupījumi visā vērtību ķēdē.

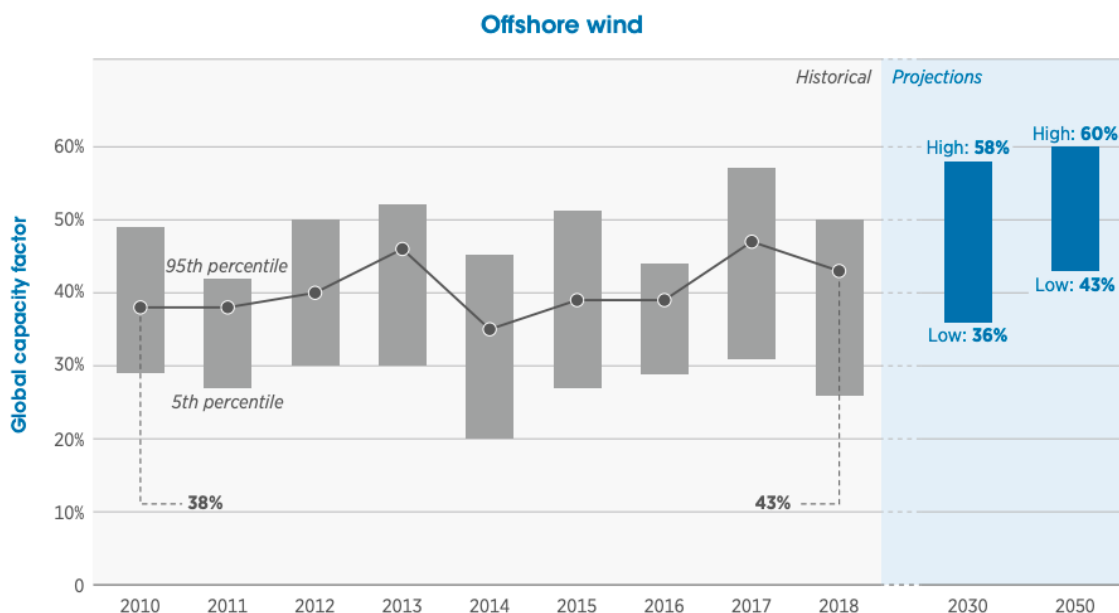
Kopējās jūras VES uzstādīšanas izmaksas 2000. gadu sākumā pieauga, jo projekti tika novirzīti no sekliem ūdeņiem tuvu krastam uz dziļākiem ūdeņiem, kas atrodas tālāk jūrā – paaugstinot pamatu, pieslēguma tīklu un uzstādīšanas izmaksas – un tika izstrādātas īpašas jūras vēja turbīnu konstrukcijas. Kopš tā laika kopējās uzstādīšanas izmaksas ir sasniegušas maksimumu un pēdējos gados samazinājušās, straujāk samazinoties 2015. un 2016. gadā, kas bija izrāviena gadi jūras vēja enerģētikā. Līdz ar pāreju uz dziļākiem ūdeņiem un vietām, kas atrodas tālāk no krasta, cita starpā jūras vēja parku vidējās uzstādīšanas izmaksas uz jaudas vienību pieauga no aptuveni **2500 \$/kW** 2000. gadā līdz aptuveni **5400 \$/kW** 2011.–2014. pirms krituma līdz aptuveni **4350 \$/kW** 2018. gadā (P5. att.) (IRENA, 2019c). Kopš 2010. gada vidējās izmaksas ir samazinājušās par pieticīgiem 5%, bet nākamajās trīs desmitgadēs gaidāms ievērojams kritums (IRENA 2019c), (IRENA 2019k).

Piezīme: izmaksas P5. attēlā atspoguļo vēja elektrostacijas kopējās kapitālizmaksas, kas iedalītas četrās galvenajās kategorijās: vēja turbīnu izmaksas (rotora lāpstiņas, pārnese, kārba, ģenerators, strāvas pārveidotājs, gondola, tornis un transformatori), inženiertehniskie darbi (celtniecības darbi vietas sagatavošana un torņa pamati), tīkla pieslēguma izmaksas (transformatori, apakšstacijas un pieslēgšana vietējam sadales vai pārvades tīklam) un plānošanas un projekta izmaksas (izstrādes izmaksas un maksas, licences, finanšu slēgšanas izmaksas, priekšizpētes un attīstības pētījumi, juridiskās maksas, īpašnieku apdrošināšana, parāda apkalpošanas rezerve un būvniecības vadība) (IRENA, 2016a).



P5. att. Vēsturiskās un prognozētās vidējās svērtās jūras VES uzstādīšanas izmaksas pasaulē (2010–2050)

Jūras vēja parku galvenās izmaksu sastāvdaļas ir turbīnas (tostarp torņi), pamati, tīkla savienojums ar krastu un uzstādīšana. **Turbīna** ir lielākā izmaksu sastāvdaļa, kas veido līdz **45%** no kopējām jūras VES uzstādīšanas izmaksām. Vēja turbīnu tehnoloģijas uzlabošana palīdz vēl vairāk samazināt izmaksas. Kopējās uzstādīšanas izmaksas 2018. gadā bija par 5% zemākas nekā projektiem, kas tika nodoti ekspluatācijā 2010. gadā. Kopējās uzstādīšanas izmaksas Eiropā ir augstākas nekā Ķīnā, jo Ķīnā VES attīstība līdz šim lielā mērā ir notikusi seklos piekrastes ūdeņos (5–25 metri no krasta). Paredzams, ka vidējās svērtās jūras vēja turbīnu uzstādīšanas izmaksas nākamajās desmitgadēs samazināsies līdz **1700–3200 \$/kW** līdz **2030. gadam** un **1400–2800 \$/kW** līdz **2050. gadam** (P5. attēls) (IRENA, 2019c).



P6. att. Jūras VES vidējais svērtais jaudas izmantošanas koeficients pasaulē (2010–2050)

Turbīnas izmēra pieaugums palīdz palielināt vēja parku jaudu. Lielākas turbīnas ar lielāku aptveres laukumu nodrošina augstākus jaudas izmantošanas koeficientus tam pašam resursu apjomam. Jūras VES pasaules vidējais svērtais **jaudas izmantošanas koeficients 2018. gadā sasniedza 43%**, salīdzinot ar **2010. gada vidējo 38%**. Ņemot vērā uzlabojumus turbīnu konstrukcijās, kā arī tehnoloģiju attīstības tendences, jūras VES jaudas izmantošanas koeficients jauniem projektiem, kas vēl tiks nodoti ekspluatācijā, 2030. gadā paredzams robežās no **36% līdz 58%** un **2050. gadā no 43% līdz 60%** (P6. attēls) (IRENA 2019c), (IRENA 2019k).

Tehnoloģisko inovāciju ietekme

Tehnoloģiskajām inovācijām jūras VES izmantošanā nākamajās desmitgadēs būs vislielākā ietekme uz dažādiem nozares attīstībai nozīmīgu mērķu sasniegšanu. Identificētās inovācijas ir sakārtotas prioritāšu secībā P5. tabulā. “Augstas” (H), “vidējas” (M), “zemas” (L) ietekmes skala ir objektīva attiecībā pret mērķi A (enerģijas izmaksu samazināšana), bet subjektīva attiecībā pret pārējiem mērķiem (tīkla integrācijas palielināšana, jaunu tirgu atvēršana, vides ietekmes samazināšana, ietekmes uz veselību un drošības līmeņa uzlabošana) (IRENA, 2016b).

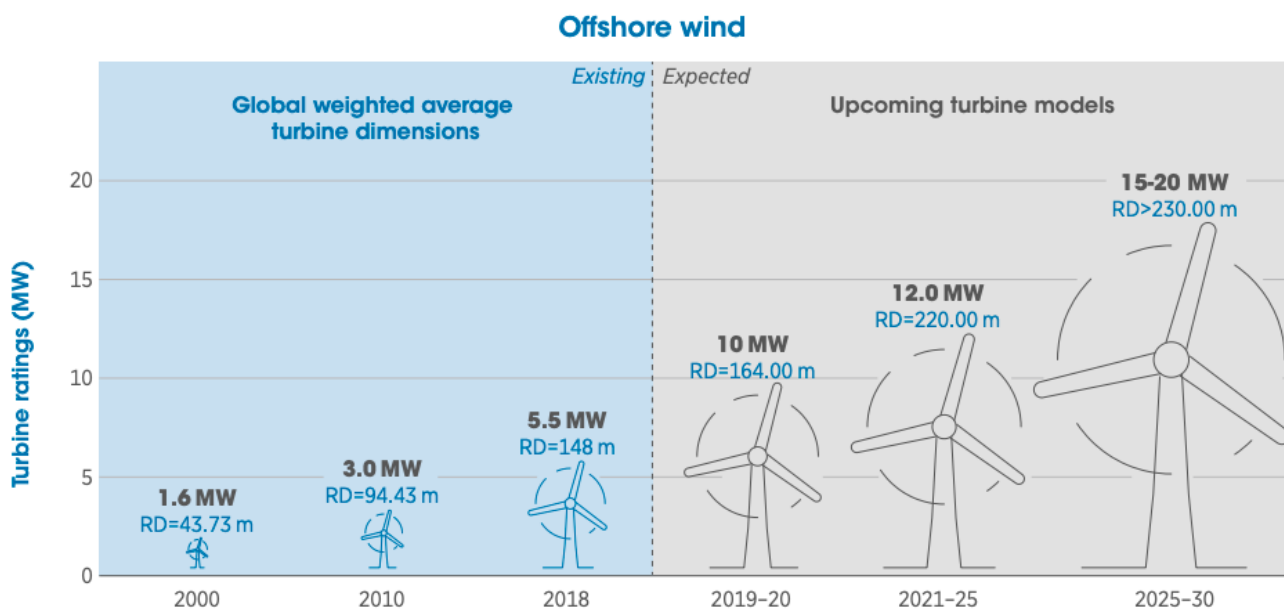
P5. tab. Tehnoloģijas ar augstu potenciālo ietekmi aptuvenā prioritāšu secībā

TECHNOLOGY	BENEFICIAL IMPACT ON:				
	A. REDUCING THE COST OF ENERGY	B. INCREASING GRID INTEGRATION	C. OPENING UP NEW MARKETS	D. DECREASING ENVIRONMENTAL IMPACT	E. IMPROVING HEALTH AND SAFETY
Future generation turbines	H	M	M	M	H
Floating foundations	M	L	H	H	M
Repowering of sites	H	L	L	M	L
Integrated turbine and foundation installation	H	L	M	M	H
HVDC infrastructure	L	H	M	L	L
DC power take-off and array cables	M	M	M	L	L
Site layout optimisation	M	L	L	M	L

Turbīnu attīstība

Lāpstiņu, piedziņas un vadības tehnoloģiju attīstība ļautu izstrādāt lielākas, drošākas turbīnas ar lielāku jaudu. Pēdējo desmitgažu laikā turbīnu izmēri ir strauji palielinājušies – mazāk nekā 20 gados vidējais izmērs pieaudzis 3,4 reizes (P7. attēls (IRENA, 2016b)). Līdz **2018. gadam tika uzstādītas jūras vēja turbīnas ar vidējo nominālo jaudu 5,5 MW**, ar aptuveni **150 m** rotora diametru (IRENA, 2019c). Jūras vēja parki, kas Eiropā tika nodoti ekspluatācijā

2018. gadā, izmantoja turbīnas ar jaudu no 3,5 MW līdz 8,8 MW (WindEurope, 2019b). MHI Vestas turbīnas ar jaudu līdz 10 MW un 164 metru diametra lāpstiņām ir pieejamas tirdzniecībā kopš 2018. gada (pirmās piegādes plānotas 2021. gadā) (MHI Vestas, 2018). Paredzams, ka šie tehnoloģiju uzlabojumi turpināsies arī pēc 2022. gada, GE izstrādājot lielāko turbīnu: **12 MW** Haliade-X turbīnu izmantošanai jūrā ar **107 m** garām lāpstiņām, kas nodrošina vairāk nekā **200 m** lāpstiņu diametru (GE Renewable Energy, 2018). Nozare arī strādā pie vēl lielāku **15 MW** turbīnu koncepciju līdz 2030. gadam, un līdz **20 MW** turbīnām izmantošanai atklātā jūrā arī līdz 2030. gadam (IRENA, 2016b, IRENA 2019k). Šīm turbīnām, visticamāk, būs lielākas kapitāla izmaksas (CAPEX) uz MW nominālās jaudas nekā esošajām turbīnām, taču tās ļautu ievērojami samazināt enerģijas izmaksas, pateicoties lielākam saražotās enerģijas apjomam un zemākām kapitālizmaksām (pamatiem, uzstādīšanai) uz uzstādītās jaudas vienību. Tālāka drošuma uzlabošana un apkopes atvieglošana samazinātu operatīvās darbības izdevumus (OPEX) un palielinātu enerģijas ražošanu, vēl vairāk samazinot tās izmaksas. Ja vēja parkam ar noteiktu nominālo jaudu ir mazāks turbīnu skaits, galu galā samazinās izmaksas un ietekme uz vidi. Tomēr šīm turbīnām lāpstiņu galu augstums atrastos augstāk, padarot tās vizuāli vairāk traucējošas, ja izvietotu tuvu krastam.



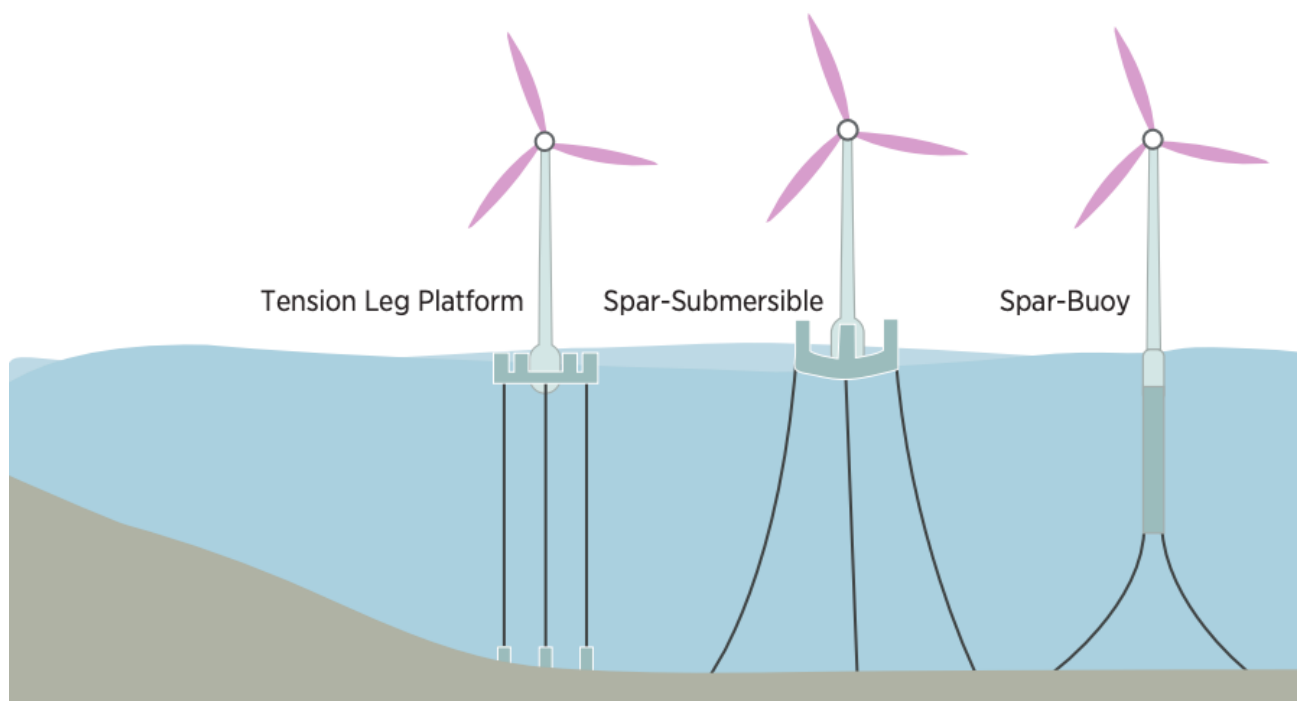
P7. att. Jūras vēja turbīnu jaudas un izmēra dinamika (2000–2030)

Jūras turbīnas ar peldošiem pamatiem

Vēja turbīnu pamatu tehnoloģiskā attīstība ir viens no galvenajiem faktoriem, kas ļauj paātrināt jūras VES ieviešanu, ļaujot piekļūt labākiem vēja resursiem. Turbīnas tagad regulāri tiek uzstādītas ūdens dziļumā līdz 40 metriem un pat 80 kilometru attālumā no krasta. Šīs turbīnas, kas balstītas jūras gultnē ar monopāļa vai čaulpāļu pamatiem, pašlaik ir piemērotas līdz 60 m dziļumam. Tas ir būtisks ierobežojums, jo dažos no lielākajiem potenciālajiem jūras VES tirgiem, piemēram, Japānā un ASV, ir maz potenciālo būvniecības vietu ar seklu ūdeni (IRENA, 2018).

Šādos gadījumos labāka izvēle var būt peldošie pamati (P8. attēls). Pasaulē pirmais mazais komerciālā mēroga peldošais vēja parks ir Equinor's Hywind Skotijā, kas tika nodots ekspluatācijā 2017. gadā ar kopējo jaudu 30 MW un ir līdz šim vienīgais veiksmīgi funkcionējošais peldošais lieljaudas vēja parks (tas ir darbojies ar 65% no maksimālās teorētiskās jaudas) (Equinor, 2017). 2018. gada beigās pasaulē bija deviņas peldošas jūras vēja iekārtas – četras Japānā un piecas Eiropā – ar kopējo uzstādīto jaudu aptuveni 50 MW. Visā pasaulē ir izziņoti aptuveni 13 peldošie jūras VES projekti, tostarp deviņi Eiropā (Francijā, Portugālē un Apvienotajā Karalistē), trīs Āzijā (Japānā un Korejas Republikā) un viens ASV (GlobalData, 2019a).

Paredzams, ka tuvākajos gados jūras VES potenciāls arvien pieaugs. Nozares eksperti lēš, ka līdz 2030. gadam visā pasaulē varētu uzstādīt aptuveni 5–30 GW (GlobalData, 2019a) ar ievērojamas turpmākas izaugsmes potenciālu līdz 2050. gadam. Pamatojoties uz attīstības tempu dažādos reģionos, saskaņā ar IRENA REmap Case, peldošie vēja parki līdz 2050. gadam varētu veidot aptuveni 5–15% no pasaulē uzstādītās jūras VES jaudas (gandrīz 1000 GW).



P8. att. Jūras vēja turbīnu peldošo pamatu tehnoloģijas

Apvienota turbīnas un tās pamatu uzstādīšana

Lielāko daļu uzstādīšanas operāciju atklātā jūrā varētu izslēgt, attīstot tehnoloģijas un procesus, kas ļauj jau ostā samontēt un sagatavot nodošanai ekspluatācijā vēja turbīnas, kam seko pilnīgas, integrētas turbīnas (ieskaitot rotoru, mastu un pamatu) uzstādīšana jūrā vienā paņēmienā (IRENA, 2016b). Šajā inovācijā kombinētā turbīnas un tās pamatu konstrukcija tiek vilkta uz vietas ar pielāgotu kuģi vai velkoņiem. Šo jauninājumu var viegli izmantot ar peldošām sistēmām. Stacionāriem pamatiem visdaudzpusīgākā tehnoloģija izmanto uz gravitāciju balstītu pamatni, ko var izpludināt un nogremdēt konkrētā objekta vietā. Šīs inovācijas samazina gan uzstādīšanas izmaksas, gan pakļaušanu veselības un drošības riskiem (IRENA, 2016b).

Augstsprieguma līdzstrāvas (HVDC) infrastruktūra

Jūras vēja elektrostaciju projektiem, kas atrodas tālu jūrā, ir vēlama augstsprieguma līdzstrāvas (HVDC), nevis augstsprieguma maiņstrāvas (HVAC) pārvade, lai pārvarētu reaktīvo pretestību (kapacitāti), ko rada elektrības kabeļi garā pievienojumā (jūrā un sauszemē). HVDC infrastruktūras izmaksas samazināsies, pateicoties jauninājumiem komponentu tehnoloģijās. Tomēr vēja parkiem, kas atrodas tuvāk krastam, HVDC infrastruktūra, visticamāk, joprojām būs dārgāka (LCOE izteiksmē) nekā HVAC infrastruktūra. HVDC kļūst rentabls, ja tīkla savienojuma garums ir aptuveni 80–150 km. HVDC priekšrocība ir tāda, ka tā ļauj uzstādīt vēja parkus tālāk no krasta ar lielākiem vēja resursiem, tādējādi palielinot ikgadējo saražotās enerģijas apjomu ar mazākiem plānošanas ierobežojumiem. Tāpēc HVDC infrastruktūra var pavērt iespējas jaunos tirgos, kur nav iespējama attīstība piekrastē (IRENA, 2016b).

Mūsdienās HVDC infrastruktūru izmanto, lai savienotu divus punktus, taču to nevar izmantot, lai izveidotu vairākmezglu tīklu. Kad šādi līdzstrāvas mezgli būs izstrādāti, HVDC infrastruktūra vēja parkiem var tikt integrēta plašākos jūras “supertīklos”, kas savieno valsts sauszemes infrastruktūru, nodrošinot enerģijas apmaiņu pāri robežām (IRENA, 2016b).

Citi tehnoloģiskie jauninājumi vēja parku būvniecībā

Daudzas inovācijas citās jomās sasniedz komerciālu stadiju. Piemēram, gaisā lidojošu vēja risinājumu izstrāde (lidojošas turbīnas, kuru masa ir par 90% mazāka nekā tradicionālajām vēja turbīnām un kuras spēj ražot enerģiju no maza vēja ātruma augstumā, kas nedaudz pārsniedz 300 m) vismaz sākotnējos posmos varētu ietvert dažādas koncepcijas, tostarp pūķus, gaisa rotorus u. c. Šādu risinājumu LCOE varētu būt izdevīgs, jo ir mazāks materiālu patēriņš, mazākas kapitālizmaksas un lielāks saražotās enerģijas apjoms nekā parastajām turbīnām (IRENA, 2016b).

Inovāciju iespējas pastāv arī ekspluatācijā, apkopē un apkalpošanā, un tās tiek strauji izmantotas (IRENA, 2016b). Paredzams, ka pieaugošā jūras vēja turbīnu skaita dēļ globālie jūras VES O&M izdevumi nākamajā desmitgadē pieaugs par 17% gadā, pārsniedzot 11 miljardus USD (Wood Mackenzie, 2019b). Tehnoloģiju sistēmas ir vajadzīgas, lai labāk uzraudzītu turbīnas, izvairītos no kļūmēm, uzlabotu apkopes grafikus un samazinātu saistītās izmaksas. Stāvokļa uzraudzības sistēmas (CMS) ir O&M rīks, kas palīdz aktīvu īpašniekiem un operatoriem pārraudzīt vēja turbīnu komponentu un saistīto elektrisko komponentu stāvokli. CMS mērķis ir iepriekš paredzēt jebkādas problēmas ar vēja turbīnas komponentiem, plānot apkopes darbības un tikai ekstremālos apstākļos nomainīt komponentus, kuriem ir tendence uz kļūmēm (Froese, 2017).

C. Literatūras saraksts

- Dreamwind, "Increased sustainability of wind energy through the development of new materials", www.dreamwind.dk/en/about
- Equinor (2017), "World's first floating wind farm has started production", www.equinor.com/en/news/worlds-first-floating-wind-farm-started-production.html
- Froese, M. (2017), "What are the new ideas in condition monitoring for wind turbines", Wind Power Engineering and Development, www.windpowerengineering.com/new-ideas-condition-monitoring-wind-turbines
- GlobalData (2019a), Floating foundations: The future of deeper offshore wind, GlobalData, London.
- GE Renewable Energy (2018), "Haliade-X Offshore Wind Turbine Platform", www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine
- IEEFA (2018), "Offshore wind power, the underexplored opportunity that could replace coal in Asia", Institute for Energy Economics and Financial Analysis, <http://ieefa.org/offshore-wind-power-theunderexplored-opportunity-to-replace-coal-in-asia>
- IRENA (2016b), Innovation outlook for offshore wind technology, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019a), Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019b), Transforming the energy system and holding the line on rising global temperatures, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019c), Renewable power generation costs in 2018, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019d), Renewable capacity statistics 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019e), Renewable energy and jobs – Annual review 2019, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019f), Renewable energy auctions: Status and trends beyond price, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019g), Innovation landscape for a renewable-powered future: Solutions to integrate renewables, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019h), Innovation landscape brief: Artificial intelligence and big data, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- IRENA (2019k), October. Future of Wind. <https://www.irena.org/publications/2019/Oct/Future-of-wind>
- IRENA (2019m). Global energy transformation. A roadmap to 2050.
- IRENA (2019n), Power to change – Solar and wind cost reduction potential to 2030 in the G20 countries, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- MHI Vestas (2018), "MHI Vestas launches the first 10 MW wind turbine in history", www.mhivestasoffshore.com/mhi-vestas-launches-the-first-10-mw-wind-turbine-in-history/
- RECYCLING (2019), "Joint project to advance wind turbine recycling", RECYCLING magazine, www.recycling-magazine.com/2019/07/03/joint-project-to-advance-wind-turbine-recycling.
- WindEurope (2019b), Wind energy in Europe in 2018 – Trends and statistics, WindEurope, Brussels.
- WindEurope (2017a), Repowering and lifetime extension: Making the most of Europe's wind energy resource, WindEurope, Brussels.
- Wood Mackenzie (2019b), Offshore wind operations and maintenance trends 2019.