

Novērtējums par elektroenerģijas nākotnes tirgus pietiekamas riska nodrošes izdevībām Latvijas tirdzniecības zonā

I. Ievads

No 2016.gada 17.oktobra ir spēkā 2016.gada 26.septembra Eiropas Komisijas Regula (ES) 2016/1719, ar ko izveido nākotnes jaudas piešķiršanas vadlīnijas (turpmāk – Regula 2016/1719). Regula 2016/1719 nosaka noteikumus par starpzonu jaudas piešķiršanu nākotnes tirgos, par kopīgu metodiku, kā noteikt ilgtermiņa starpzonu jaudu, par Eiropas līmeņa vienotas piešķiršanas platformas izveidi, kurā tiek piedāvātas ilgtermiņa pārvades tiesības, un par iespēju ilgtermiņa pārvades tiesības atgriezt vēlākai nākotnes jaudas piešķiršanai vai tirgus dalībniekiem nodot šīs ilgtermiņa pārvades tiesības citiem tirgus dalībniekiem.

Saskaņā ar Regulas 2016/1719 30.panta 2.punktu, ja Regulas 2016/1719 spēkā stāšanās brīdī uz tirdzniecības zonu robežas nepastāv ilgtermiņa pārvades tiesības, tirdzniecības zonu robežas kompetentās regulatīvās iestādes ne vēlāk kā sešu mēnešu laikā pēc Regulas 2016/1719 stāšanās spēkā (ne vēlāk kā līdz 2017.gada 17.aprīlim) pieņem koordinētus lēmumus par ilgtermiņa pārvades tiesību ieviešanu.

2017.gada 11.maijā Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija (turpmāk – Regulators) pieņēma lēmumu Nr.49 “Par Igaunijas – Latvijas tirdzniecības zonas robežas virzienā uz Igauniju ilgtermiņa starpzonu riska nodroši” un lēmumu Nr.50 “Par Latvijas - Lietuvas tirdzniecības zonas robežas ilgtermiņa starpzonu riska nodroši”, kuru lemjošajā daļā tika noteikts, ka nav jāizdod ilgtermiņa pārvades tiesības.

Atbilstoši Regulas 2016/1719 30.panta 8.punktam vai nu pēc tirdzniecības zonu robežu pārvades sistēmas operatoru (turpmāk – PSO) kopīga pieprasījuma, vai pēc savas iniciatīvas un vismaz reizi četros gados tirdzniecības zonu robežas kompetentās regulatīvās iestādes sadarbībā ar Energoregulatoru sadarbības aģentūru (turpmāk – ACER) veic novērtējumu saskaņā ar Regulas 2016/1719 30.panta 3.–5.punktu.

Saskaņā ar Regulas 2016/1719 30.panta 3. un 4.punktu, *koordinētiem lēmumiem jāietver novērtējums par elektroenerģijas nākotnes tirgus riska nodrošes izdevību pietiekamību attiecīgajās tirdzniecības zonās. Novērtējumu koordinēti veic tirdzniecību zonu robežas kompetentās regulatīvās iestādes un tas ietver šādus elementus:*

a) konsultācijas ar tirgus dalībniekiem par to, kādas starpzonu cenu riska nodrošes izdevības tiem ir vajadzīgas uz attiecīgajām tirdzniecības zonu robežām;

b) vērtēšana.

Vērtēšana ietver elektroenerģijas vairumtirgus darbības analīzi un tās pamatā ir pārredzami kritēriji, kas ietver vismaz šādus elementus:

a) analīze par to, vai nākotnes tirgos piedāvātie produkti vai produktu kombinācijas uzskatāmas par riska nodroši pret nākamās dienas cenas svārstībām attiecīgajā tirdzniecības zonā. Uzskata, ka šāds produkts vai produktu kombinācija ir pienācīga riska nodroši pret nākamās dienas cenas izmaiņu risku attiecīgajā tirdzniecības zonā, ja pastāv pietiekama korelācija starp nākamās dienas cenu attiecīgajā tirdzniecības zonā un bāzes cenu, attiecībā pret kuru nosaka produkta vai produktu kombinācijas cenu;

b) analīze par nākotnes tirgū piedāvāto produktu vai produktu kombināciju efektivitāti. Tālab novērtē vismaz šādus rādītājus:

i) tirdzniecības laika diapazons;

ii) pirkšanas un pārdošanas cenu starpība;

iii) tirgotie apjomi attiecībā pret fizisko patēriņu;

iv) atvērto pozīciju summa attiecībā pret fizisko patēriņu.

Regulas 2016/1719 30.panta 5. un 6.punkts nosaka, *ka tad, ja novērtējums parāda, ka vienā vai vairākās tirdzniecības zonās ir nepietiekamas riska nodrošes iespējas, kompetentās regulatīvās iestādes pieprasa attiecīgiem pārvades sistēmas operatoriem:*

a) izdot ilgtermiņa pārvades tiesības; vai

b) pārliecinās, ka ir pieejami citi ilgtermiņa starpzonu riska nodrošes produkti, lai nodrošinātu elektroenerģijas vairumtirgu darbību.

Ja kompetentās regulatīvās iestādes nolemj pieprasīt, lai tiktu izpildīts b) apakšpunkts, attiecīgie PSO izstrādā vajadzīgo kārtību un iesniedz to kompetentajām regulatīvajām iestādēm apstiprināšanai ne vēlāk kā sešus mēnešus pēc tam, kad kompetentās regulatīvās iestādes prasību izteikušas. Šo vajadzīgo kārtību ievieš ne vēlāk kā sešus mēnešus pēc kompetento regulatīvo iestāžu apstiprinājuma. Pēc attiecīgo PSO pieprasījuma kompetentās regulatīvās iestādes var ieviešanas laiku pagarināt ne vairāk kā par sešiem mēnešiem.

Ilgtermiņa pārvades tiesības ir fiziskās pārvades tiesības ("FIZPT") vai izvēles finansiālās pārvades tiesības ("izvēles FINPT"), vai saistošās finansiālās pārvades tiesības ("saistošās FINPT"), kuras iegūst nākotnes jaudas piešķiršanā. *Joint Allocation Office* (turpmāk - JAO) organizē starpvalstu savienojumu jaudu izsoles, un no 2018.gada 1.oktobra atbilstoši Regulas 2016/1719 49.pantam JAO kļuva par Vienoto piešķiršanas platformu visiem Eiropas PSO, nodrošinot Vienotajai piešķiršanas platformai izvirzītās funkcionālās prasības.

JAO piedāvā nodrošināt gada, pusgada, ceturkšņa, mēneša, nedēļas, brīvdienu, dienas un tekošās dienas izsoles. To, kādas izsoles jānosaka katrai tirdzniecības zonas robežai, nosaka PSO un nacionālās regulatīvās iestādes. No 2019.gada izsoles JAO notiek arī Igaunijas - Latvijas (turpmāk – EE-LV) saistošajām FINPT.

Savukārt Ziemeļvalstīs (Dānija, Zviedrija, Norvēģija, Somija), attīstoties *Nord Pool* biržai, kā risinājumi tirgus dalībniekiem nodrošināties pret starpzonu pārslodzes radītiem zaudējumiem tiek izmantoti finanšu biržas *NASDAQ OMX* piedāvātie produkti.

ACER 2016.gada 17.novembrī ar lēmumu Nr.06/2016 apstiprināja jaudu aprēķina reģionus (turpmāk – JAR), atbilstoši kuram Baltijas jaudu aprēķina reģiona tirdzniecības zonu robežas ietver Baltijas valsti Latvijas (LV), Igaunijas (EE) un Lietuvas (LT) tirdzniecības zonu robežas, kā arī tirdzniecības zonu robežas ar valstīm, ar kurām ir līdzstrāvas savienojumi – Somiju (FI), Poliju (PL) un Zviedrijas ceturto tirdzniecības zonu (SE4).

II. Konsultācijas

2.1. Konsultācijas ar tirgus dalībniekiem par pārrobežu risku nodrošes nepieciešamību uz tirdzniecības zonu robežām

2020.gada 6.oktobrī Regulators kopā ar Igaunijas Konkurences padomi (*Estonian Competition Authority*) izsludināja publiskās konsultācijas, aicinot aktīvos elektroenerģijas tirgotājus Baltijas elektroenerģijas tirgū izteikt viedokļus un sniegt atbildes uz jautājumiem par pārrobežu risku nodrošes nepieciešamību uz tirdzniecības zonu robežām LV-LT, LV-EE virzienā uz EE, un EE-FI Baltijas JAR.

Latvijas un Igaunijas elektroenerģijas tirgotājiem tika uzdoti šādi jautājumi:

1. *Vai Jums ir pietiekamas risku nodrošes iespējas Igaunijas un Latvijas elektroenerģijas tirgos?*

a. Ja Jums ir pietiekošas risku nodrošes iespējas, lūdzu paskaidrojiet, kādas iespējas izmantojat;

b. Ja Jums nav pietiekošas risku nodrošes iespējas, lūdzu paskaidrojiet, kādi risku nodrošes produkti un uz kādām tirdzniecības zonu robežām būtu nepieciešams Jūsu darbībai;

c. Vai ir nepieciešamas pārrobežu risku nodrošes iespējas uz EE-FI (abos virzienos), LV-EE (virzienā uz Igauniju), un LV-LT (abos virzienos) tirdzniecības zonu robežām? Lūdzu paskaidrojiet;

d. Vai esošās finanšu pārvades tiesības uz robežas EE-LV ir pietiekamas, lai veiktu risku nodroši starp EE un LV? Vai saredzat to nepieciešamību arī pēc 2022.gada? Lūdzu paskaidrojiet;

e. Tallinas un Rīgas elektroenerģijas cenu apgabalu risku nodrošes produktu (turpmāk – EPAD) iespēju izmantošana ir ļoti zema. Gadījumā, ja redzat nepieciešamību pēc papildu riska nodrošes iespējām EE tirdzniecības zonā, lūdzu, paskaidrojiet, kāpēc Tallinas EPAD izmantošanas iespējas nav pietiekamas, un vai redzat iespējas palielināt Tallinas EPAD izmantošanu.

2. Kādi elektroenerģijas riska nodrošes produkti ir Jūsu rīcībā?

a. Norādiet izmantotos produktus pēdējo 3 gadu laikā, iekļaujot laika periodu;

b. Plānoto riska produktu izmantošanu nākamo divu gadu laikā (2021., 2022.gads).

Viedokļus un atbildes uz jautājumiem Regulatoram iesniedza vienpadsmit komersanti - Igaunijas elektroenerģijas pārvades operators akciju sabiedrība “Elering” (turpmāk – Elering) (konfidenciāls viedoklis), akciju sabiedrība “Alexela” (turpmāk – Alexela), akciju sabiedrība “Eesti Energia” (turpmāk – Eesti Energia), Igaunijas sabiedrība ar ierobežotu atbildību “Baltic Energy Partners” (turpmāk – BEP), Latvijas sabiedrība ar ierobežotu atbildību “Scener” un Igaunijas sabiedrība ar ierobežotu atbildību “Scener” (kopīga atbilde, turpmāk – Scener), akciju sabiedrība “Eesti Gaas” (konfidenciāls viedoklis), Lietuvas akciju sabiedrība “Ignitis” un Latvijas sabiedrība ar ierobežotu atbildību “Ignitis Latvia” (turpmāk – Ignitis Group), kā arī akciju sabiedrība “Latvenergo” (turpmāk – Latvenergo), kura pievienojās “Eesti Energia” viedoklim.

Uz pirmo jautājumu par riska nodrošes iespējām Igaunijas un Latvijas elektroenerģijas tirgos komersanti atbildēja, ka Igaunijas un Latvijas tirdzniecības zonās riska nodrošes iespējas nav pietiekamas, īpaši Igaunijas tirdzniecības zonā, kurā Igaunijas tirgus dalībnieki varētu nodrošināties pret cenu riskiem. BEP, Scener puda viedokli, ka kopš 2019.gada vidus cenu atšķirība starp EE un LV tirdzniecības zonām ir transformējusies uz pieaugošu cenu starpību starp EE un FI tirdzniecības cenu zonām. EE-FI cenu starpība nepārtraukti pieaug, un šo tendenci vēl vairāk pastiprina Baltkrievijas elektroenerģijas importa uz Baltijas valstīm slēgšana, kā arī plānotās EE-LV starpsavienojumu līniju rekonstrukcijas un atomstacijas darbības uzsākšana Somijā 2021.gadā. Alexela norāda, ka vietējās ražošanas jaudu konkurētspējas pasliktināšanās dēļ elektroenerģijas importa daļa no kaimiņvalstīm ir ievērojami palielinājusies. Gandrīz pusi no elektroenerģijas patēriņa Baltijas valstīs 2019.gadā noteica importētā elektroenerģija. Šī attīstība ir atspoguļojusies ļoti zemās un samazinošās cenu atšķirībās starp Baltijas valstu solīšanas zonām (vietējās elektroenerģijas ražošanas zemā līmeņa dēļ). Tajā pašā laikā cenu atšķirības starp Baltijas un Somijas/Zviedrijas (SE4) solīšanas zonām ir ievērojami pieaugušas dēļ ierobežotās pārvades jaudas, tādējādi nespējot pārvadīt elektroenerģijas plūsmas no Ziemeļvalstīm uz Baltijas valstīm. Ņemot vērā faktu, ka Baltijas valstīs nākamajos 3 – 4 gados nav paredzēts nodot ekspluatācijā jaunu konkurētspējīgu jaudu ģenerējošu staciju, Alexela sagaida, ka tendence padziļināsies, īpaši ņemot vērā Somijas “Olkiluoto 3” atomelektrostacijas iespējamo nodošanu ekspluatācijā.

Alexela un *Eesti Energia* norāda uz vajadzību pēc FINPT uz Somijas un Igaunijas tirdzniecības zonu robežas virzienā uz Igauniju. Savukārt *BEP*, *Scener* ieskatā ir nepieciešamas ne tikai finansiālās pārvades tiesības (FINPT) uz Somijas un Igaunijas tirdzniecības zonu robežas (virzienā uz Igauniju), bet arī patreizējās Igaunijas-Latvijas tirdzniecības zonu robežas finansiālās pārvades tiesības.

Ignitis Group norāda, ka vispiemērotākais riska nodrošes rīks būtu divu instrumentu kombinācija - EE, LV, LT tirdzniecības zonu apvienošana vienā, kas radītu likvīdāku Baltijas EPAD produktu, tādējādi aizstājot nelikvīdus Tallinas EPAD un Rīgas EPAD produktus, un EE-FI FINPT ieviešana, kas Baltijas tirgus dalībniekiem palīdzētu izmantot Helsinku EPAD produkta sniegtās papildu riska nodrošes iespējas, bez cenu atšķirības riska starp Somiju un Baltijas valstīm.

Uz otro jautājumu par izmantotajiem riska nodrošes produktiem elektroenerģijas riska nodrošes portfeli pēdējos trijos gados un plānoto riska nodrošes produktu daļu nākamajiem diviem gadiem (2021., 2022.gads) tirgus dalībnieki atbildēja, ka izmantoja FINPT uz Igaunijas un Latvijas tirdzniecības zonu robežas, riska nodroši pret sistēmas cenu un Helsinku EPAD piedāvājumus, gada, ceturkšņa un mēneša produktus, kā arī plāno tos izmantot arī turpmāk.

2.2. Konsultācija par “Thema Consulting Group” ziņojumu

Igaunijas, Latvijas, Lietuvas un Somijas kompetentās regulatīvās iestādes 2020.gada 16.decembrī vienojās par kopēja konsultanta izvēli Regulas 2016/1719 30.panta 4.punktā noteiktās analīzes veikšanai, izmantojot *NASDAQ* datus laika posmam no 2012. līdz 2020.gadam. 2021.gada 7.janvārī Somijas kompetentā regulatīvā iestāde (*Energiavirasto*) noslēdza līgumu ar konkursa uzvarētāju “Thema Consulting Group” un 2021. gada 8. martā pēc savstarpējām konsultācijām tika iesniegts “Thema Consulting Group” ziņojums “Elektroenerģijas nākotnes tirgus risku nodrošes izdevību analīze Somijas, Igaunijas, Latvijas un Lietuvas tirdzniecības zonās” (turpmāk – Risku nodrošes izvērtējums). Somijas kompetentā regulatīvā iestāde no 2021.gada 9.marta līdz 2021.gada 23.martam veica publisko konsultāciju. Konsultācijas laikā tika saņemti šādi viedokļi:

1. *Alexela* norāda, ka patreizējais jaudu deficīts un tā sagaidāmais pieaugums izraisīs vēl lielāku cenu atšķirību starp Baltijas valstīm un Somiju. Risku nodrošes izvērtējumā ir izdarīti pareizi secinājumi par riska prēmijām un korelācijām.

Par riska prēmijām tiek atzīmēts, ka pastāv negatīva korelācija starp sistēmas (SYS) un EPAD cenām. Ja sistēmas cena samazinās, EPAD cenas pieaug un otrādi, un labāk būtu veikt SYS un EPAD līgumu riska prēmiju analīzi kombinēti.

Par korelācijām norāda, ka korelācija nav pārāk labs pasākums, lai izprastu cenu risku atšķirības starp Somiju un Igauniju, jo:

- a. Cenas var būt savstarpēji saistītas, taču atšķirīgas. Riska nodrošē maz palīdz, ja Somijas EPAD un Tallinas EPAD virzās vienā virzienā, taču tām ir atšķirīgas vērtības.
- b. Lielāks risks ir arī tad, ja starpība starp SYTAL un SYHEL ir 10 EUR/MWh pret 1 EUR/MWh. Cenu atšķirības kļūst tikai lielākas, bet korelācijas analīze – tā neatspoguļo tik labi.

Par Risku nodrošes izvērtējumā iekļauto 40.attēlu norādīja, ka ir vērts atzīmēt, ka arī korelācija priekš Igaunijas cenas kļūst ļoti liela ar sistēmas cenu (papildus Somijas cenai), tādējādi atstājot tirgu bez dzīvotspējīga cenu riska pārvaldīšanas instrumenta.

2. *Ignitis Group* (Lietuva) uzskata, ka pētījums adekvāti atspoguļo pašreizējo nākotnes tirgus skatījumu Somijas, Igaunijas, Latvijas un Lietuvas tirdzniecības zonās. Tajā pašā laikā pētījums nesniedz nekādus ieteikumus pašreizējās situācijas uzlabošanai. *Ignitis Group* norāda, ka pētījumam vajadzētu ne tikai aprakstīt pašreizējo situāciju riska nodrošes tirgū, bet arī ieteikt taustāmus risinājumus, kas atrisinātu analīzē izklāstītās problēmas.

3. *Eesti Energia* (Igaunija) uzskata, ka pētījums adekvāti atspoguļo pašreizējo situāciju attiecībā uz riska nodrošes iespējām Somijas, Igaunijas, Latvijas un Lietuvas tirdzniecības zonās un tādējādi atbalsta arī *Eesti Energia* viedokļus un priekšlikumus, kurus tā iepriekš ir sniegusi regulatīvajām iestādēm (2021.gada 12.februārī Somijas un 2020.gada 22.oktobrī Igaunijas un Latvijas regulatīvajām iestādēm). *Eesti Energia* cerēja, ka analīzē būs iekļauti arī ekspertu ieteikumi pašreizējās situācijas uzlabošanai.

4. “Scener” OY un “Baltic Energy Partners” OÜ (Somija un Igaunija) uzsver, ka pētījums ļoti spēcīgi atbalsta ideju izveidot FINPT mehānismu starp Igauniju un Somiju, lai likvīds riska nodrošes tirgus būtu pieejams arī Baltijas reģionam. Helsinku cenu zona ir vislikvīdākā reģionā (vairāk nekā, piemēram, Zviedrijas SE4 cenu zona), savukārt korelācija starp FI un EE cenām pēdējā laikā ir vājinājusies. Tā rezultātā tiek atbalstīts FINPT risinājums, kas varētu ierobežot cenu starpību starp Igauniju (un Latviju/Lietuvu) un Somiju.

5. “Ilmatar Windpower Plc” (Somija) norāda, ka Somijas reģiona cenu starpības produktu likviditāte ir samērīga, vismaz salīdzinot ar EPAD Luleå (Zviedrijas SE1 cenu zona) un EPAD Tallina. Tomēr Somijas un arī sistēmas cenu produktu likviditāte noteikti jāuzlabo:

“Somijas cenu zonas likviditāti varētu pēc iespējas atbalstīt un uzlabot. Ir ārkārtīgi svarīgi, lai Somija tiktu uzskatīta par vienu cenu apgabalu. Sadalīšana vairākās cenu zonās iznīcinātu Somijas reģionālās cenu starpības produkta likviditāti. Paldies “Fingrid” (Somijas pārvades operatoram) par ieguldīto darbu, lai nodrošinātu, ka Somija joprojām ir viena no cenu zonām. Tomēr būtu vērts arī apsvērt, vai teritoriju skaitu varētu samazināt pat pāri sauszemes robežām. Ir skaidrs, ka Zviedrija paliks sadalīta dažādās cenu zonās ziemeļos un dienvidos. Bet vai, piemēram, Zviedrijas dienvidus varētu apvienot vienā cenu apgabalā ar Somiju? Kad sāks darboties Norvēģijas dienvidu pārvades savienojumi no Ziemeļvalstīm, pat Norvēģijas dienvidi var būt ļoti cieši saistīti ar Somijas un Zviedrijas dienvidu cenām, proti, tas pat varētu atļaut patiešām lielu cenu diapazonu. Iespējams, ka jaunajai uz plūsmām balstītai tirgus savienošanai nebūs lielas ietekmes uz cenām salīdzinājumā ar pašreizējo sistēmu. Tomēr tam būtu nepieciešama lielāka pārredzamība un izmaksu un ieguvumu analīze. Visticamāk, ka uz plūsmu balstīta tirgus saistīšana sarežģīs tirgus analīzi un tādējādi vājinās nākotnes līgumu likviditāti, kas kaitē tirgus darbībai. FINPT instrumentam būtībā ir vajadzīgs likvīds fiziskais tirgus, kas atrodas otrā pusē. Tas ir, tie paši par sevi nedarbojas pret virtuālās sistēmas cenu. Turklāt to ieviešana starp diviem aptuveni vienādi likvīdiem (EPAD) reģioniem var pat samazināt likviditāti, jo FINPT produkti konkurētu ar EPAD par likviditāti. Tomēr robežām, kur viena puse ir acīmredzami nelikvīdāka nekā otra, FINPT produkti varētu būt piemēroti. Citiem vārdiem sakot, piemēram, uz Somijas – Zviedrijas SE1 cenu zonas un Somijas – Igaunijas robežas FINPT varētu darboties, bet ne uz Somijas – Zviedrijas cenu zonas SE3 robežas.

Iespējamā jaunās sistēmas cena, kura parādās saistībā ar ideju mainīt sistēmas cenu uz, piemēram, Zviedrijas cenu zonu SE3. Fiziskā zona sniedz vēl vienu iespēju aizstāt EPAD un FINPT produktus. Bet jums vajadzētu būt ļoti uzmanīgiem attiecībā uz šīm izmaiņām. Arī SE3 apgabals ne vienmēr ir ļoti piemērota salīdzināmā cena, jo apgabalā nav ļoti daudz elastīgas ražošanas. Tas nozīmē, ka SE3 apgabals darbojas vairāk kā cenu noteicējs nekā iestatītājs, un tāpēc nav labākā izvēle kā “sistēmas zona”. Turklāt es joprojām domāju, ka liela daļa no

sistēmas produktu tirdzniecības notiek no Norvēģijas, iespējama apmaiņa sistēmā varētu tikai vājināt likviditāti, kad norvēģi atsvešinās izmaiņas. Ideja vislabāk darbotos, ja Somija izveidotu kopīgu cenu zonu ar Norvēģijas dienvidiem un Zviedriju. Dažādi tirdzniecības darbību noteikumi gadu gaitā ir kļuvuši stingrāki. Ir labi, ka tirgus tiek regulēts un kontrolēts, lai izvairītos no ļaunprātīgas izmantošanas. Tomēr pārāk smags regulējums izraida no tirgus aktīvos operatorus un samazina likviditāti, t.i., vājina tirgus darbību. Banku garantiju atcelšana no atbilstoša nodrošinājuma izstumj tirgotājus no biržas tirdzniecības un atbalsta divpusēju tirdzniecību. Šīs izmaiņas var nebūt labas, jo riski ir koncentrēti un biržas tirdzniecība galvenokārt notiek starp dažiem lieliem dalībniekiem, kas savukārt palielina, piemēram, tirgus manipulāciju risku. Citiem vārdiem sakot, būtu sagaidāms, ka regulējums atbalstīs “drošu un godīgu” biržas tirdzniecību, tāpēc regulējums pārāk nekoncentrējas uz tirgu.”

6. UAB “Perlas Energija” (Lietuva) piekrīt ziņojumam, ka Tallinas un Rīgas EPAD nav likvīdi un cieš no ļoti zemiem tirdzniecības apjomiem un lielām piedāvājuma-pieprasījuma (*bid-ask*) starpībām. Likviditātes trūkumu vislabāk izceļ ilgstoši šo produktu tirdzniecības periodi:

“Mūsaprāt, Lietuvas patēriņš būtu bijis jāiekļauj, aprēķinot atvērtos procentus attiecībā pret fizisko patēriņu un Rīgas EPAD produkta likviditāti. Lietuvas tirdzniecības zonai nav EPAD produkta, un EPAD Rīga ir līdzīgākais produkts, kas pieejams tirgus dalībniekiem. Tādējādi šis produkts tiek izmantots, lai ierobežotu cenu risku gan Latvijas, gan Lietuvas cenu zonās. Šī iemesla dēļ, aprēķinot šos divus Rīgas EPAD produkta rādītājus, jāiekļauj gan Latvijas, gan Lietuvas patēriņš. Rezultātā šiem diviem rādītājiem būtu jāuzrāda vēl sliktāka situācija attiecībā uz EPAD Rīga produkta likviditāti, nekā norādīts ziņojumā. Ziņojumā teikts, ka starp Somijas un Lietuvas elektroenerģijas cenām 6 gadu periodā pastāv 0,81 korelācija, kas tika analizēta. Tomēr ir svarīgi norādīt, ka pētītajā periodā (4 no 6 gadiem) korelācija starp Somijas un Lietuvas elektroenerģijas cenām bija mazāka par 0,8 (2015, 2016, 2017, 2019). Mēs uzskatām, ka uzņēmumi Lietuvas elektroenerģijas tirgū parasti ierobežo tirgus cenu risku 12 mēnešus uz priekšu. Šo iemeslu dēļ Helsinku EPAD nevar uzskatīt par drošu instrumentu Lietuvas elektroenerģijas cenu riska nodrosei. Turklāt ir svarīgi ņemt vērā, ka korelācija starp Lietuvas un Somijas cenu zonām, visticamāk, pasliktināsies, kad tiks nodota ekspluatācijā “Olkiluoto 3” atomelektrostacija (Somijā). Skats uz pašreizējo situāciju attiecībā uz riska nodrošes iespējām Baltijas tirgū, mūsaprāt, pašreizējie instrumenti, kas ir pieejami Baltijas elektroenerģijas tirgus dalībniekiem, nav pietiekami, lai aktīvi un efektīvi pārvaldītu cenu risku. Ziņojumā teikts, ka elektroenerģijas cenu svārstības ir salīdzinoši lielas salīdzinājumā ar piegādes līgumiem uzlikto starpību un likvīdie riska nodrošes instrumenti ir nepieciešami, lai pārvaldītu riskus. Turpretī instrumentiem, kas saistīti ar Baltijas elektroenerģijas cenu zonām, ir ļoti zema likviditāte. Mūsaprāt, viens no galvenajiem zemas likviditātes cēloņiem Rīgas EPAD produktos ir elektroenerģijas ražošanas aktīvu trūkums, kas ierobežotu ilgtermiņa elektroenerģijas cenu risku Latvijas vai Lietuvas cenu zonās. Tā vietā tirgū galvenokārt ir pircēji, kuriem ir ļoti maz pārdevēju. Kā norādīts ziņojumā, Rīgas EPAD produktam ir riska prēmija, kas statistiski atšķiras no nulles uz ikmēneša līgumiem. Tā rezultātā Latvijas un Lietuvas cenu zonu galalietotāji maksā prēmiju par elektroenerģijas iegādi ar fiksētām cenām, no kuras varētu izvairīties, ja būtu pieejami alternatīvi riska nodrošes instrumenti. Iespējamie risinājumi riska nodrošes iespēju uzlabošanai Baltijas elektroenerģijas tirgū mūsaprāt, labākais risinājums riska nodrošes iespēju uzlabošanai Baltijas elektroenerģijas tirgū būtu FINPT izsoles ieviešana Zviedrijas SE4 - Lietuvas (SE4>LT) un Somijas - Igaunijas (FI>EE) robežām. Šie instrumenti apvienojumā ar Sistēmas cenu, EPAD Malme un EPAD Helsinki nākotnes produktiem ļautu Baltijas tirgus dalībniekiem aktīvi un efektīvi pārvaldīt tirgus cenu risku. PTR-Limited izsoles uz Igaunijas - Latvijas (EE>LV) robežām ir piemērs līdzīgām izsolēm, kas ir pieejamas Baltijas tirgus

dalībniekiem. Šīs izsoles tirgus dalībnieki aktīvi izmantoja, lai vairākus gadus pārvaldītu cenu starpības risku starp Igaunijas un Latvijas elektroenerģijas cenām. Mēs uzskatām, ka nav iemesla, kas varētu liegt FINPT izsolēm SE4> LT un FI> EE robežām., lai atkārtotu PTR-Limited izsoļu veiksmes stāstu.”.

2.3. Konsultācijas ar Baltijas JAR regulatīvajām iestādēm un ACER

Atbilstoši Regulas 2016/1719 30.panta 1.punktam *tirdzniecības zonu robežas kompetentās regulatīvās iestādes apspriežas ar attiecīgā JAR regulatīvajām iestādēm un pienācīgi ņem vērā to viedokli*, savukārt 3.punktā ir noteikts, *ka novērtējumu, kurā noskaidrots, vai elektroenerģijas nākotnes tirgus piedāvā pietiekamas riska nodrošes izdevības attiecīgajās tirdzniecības zonās, koordinēti veic tirdzniecības zonu robežas kompetentās regulatīvās iestādes*. Attiecīgi papildu savstarpējai regulatīvo iestāžu sadarbībai novērtējumā, ko veic vismaz reizi četros gados, tirdzniecības zonu robežas kompetentās regulatīvās iestādes sadarbojas ar ACER.

Igaunijas, Latvijas, Lietuvas un Somijas kompetentās regulatīvās iestādes 2020.gada 16.decembrī vienojās par kopēja konsultantu izvēli Regulas 2016/1719 30.panta 4.punktā noteiktās analīzes veikšanai, un līdz ar to LV tirdzniecības zonas robežām ar EE un LT tika uzsākta kopēja izvērtēšanas procedūra ar regulārām savstarpējām konsultācijām, gan apmainoties ar e-pastiem, gan arī organizējot sanāksmes tiešsaistes platformās. 2021.gada 8.martā Risku nodrošes izvērtējumu atbalstīja minētās regulatīvās iestādes.

2021.gada 15.aprīlī notika Baltijas JAR regulatīvo iestāžu savstarpējā konsultācija, kurā Baltijas JAR regulatīvo iestāžu pārstāvji sniedza informāciju par Risku nodrošes izvērtējumu un katras tirdzniecības zonas robežas regulatīvo iestāžu plānotajām darbībām.

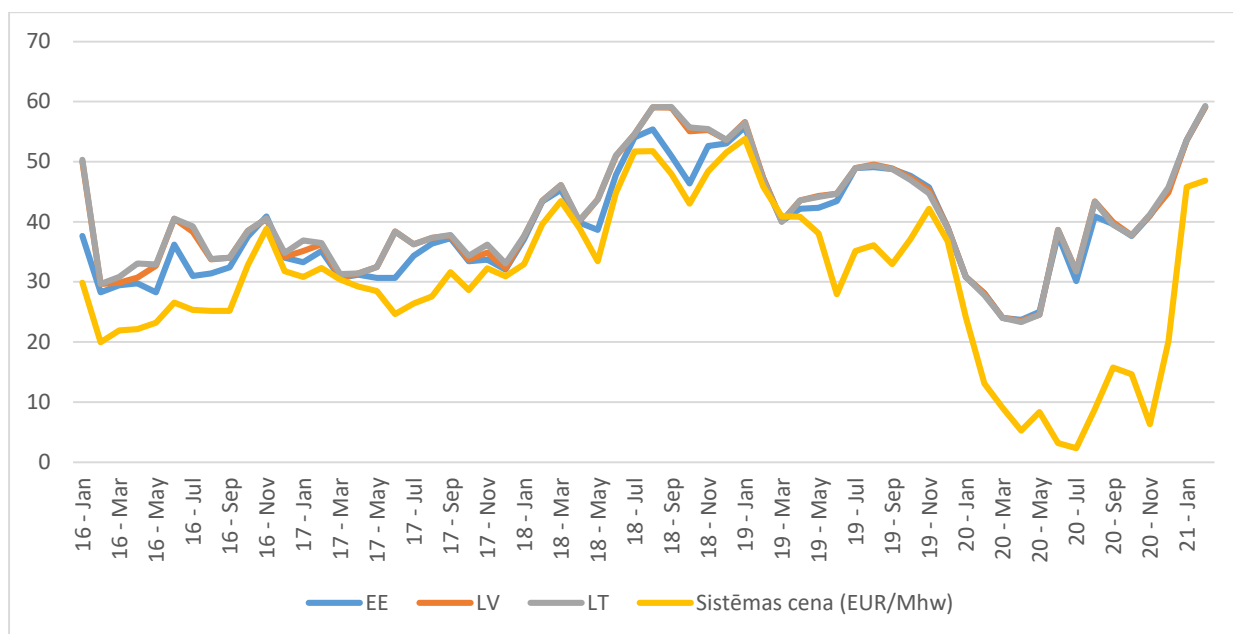
2021.gada 22.aprīlī notika Baltijas JAR regulatīvo iestāžu koordinācijas sanāksme ar ACER, kurā ACER norādīja, ka:

1. Novērtējumam un tirdzniecības zonu robežas regulatīvo iestāžu kopējai nostādnei par to, vai PSO ir jāievieš FINPT vai ir pieejami citi ilgtermiņa starpzonu riska nodrošes produkti, lai nodrošinātu elektroenerģijas vairumtirgu darbību, ir jābūt publicētam;
2. Regulatīvo iestāžu lēmumi, novērtējumi un pozīciju dokumenti ir jānosūta ACER.

Ir koordinēti pozīciju dokumenti par LV un EE, LV un LT tirdzniecības zonu robežu ar attiecīgajām regulatīvajām iestādēm.

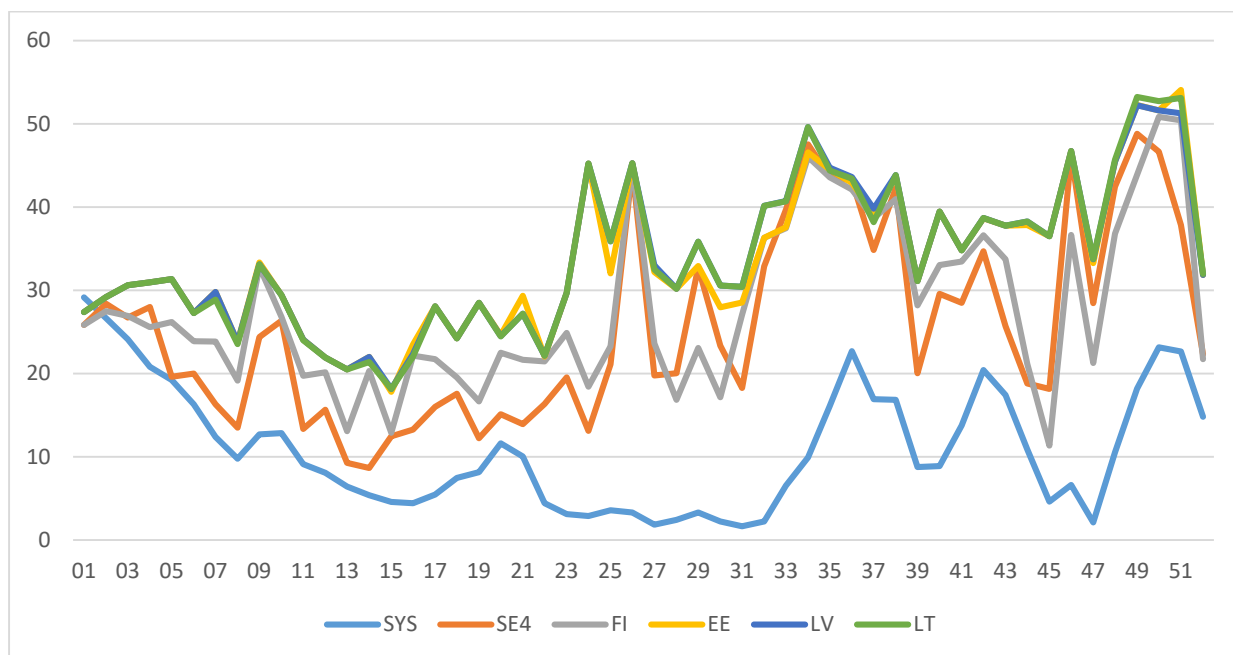
III. Elektroenerģijas vairumtirgus Latvijas tirdzniecības zonā

Apskatot Nord Pool biržas Elspot nākamās dienas tirgu un salīdzinot sistēmas cenu ar cenu Latvijas tirdzniecības zonā pa mēnešiem (1.attēls), Latvijas tirdzniecības zonas cenas atšķirība no sistēmas cenas ir robežās no 0- 10 EUR/MWh, no 2016.gada līdz 2019.gada martam. Sākot ar 2019.gadu, un īpaši 2020.gadā Latvijas tirdzniecības zonas un sistēmas cenas starpība dažos mēnešos sasniedza 30 EUR/MWh. Cenu tuvināšanās tendences lielā mērā skaidrojamas ar NordBalt un Estlink darbību pilnā apjomā, savukārt tā iemesla dēļ, ka Igaunijā no 2019.gada būtiski samazinājusies ražošana Narvas degslānekļa stacijās, kam iepriekš bija būtiska loma Baltijas ģenerācijā (2016.gadā 53% no Baltijas valstīs saražotā, savukārt 2020.gadā 29%, vienlaikus kopējā ražošana Baltijā šajā pašā periodā samazinājusies par 22%), NordBalt un Estlink (it īpaši Estlink) ne vienmēr pietiek jaudas Baltijas valstu deficīta segšanai.



1.attēls. Nord Pool mēnešu vidējā cena EUR/MWh no 2016.gada līdz 2020.gadam

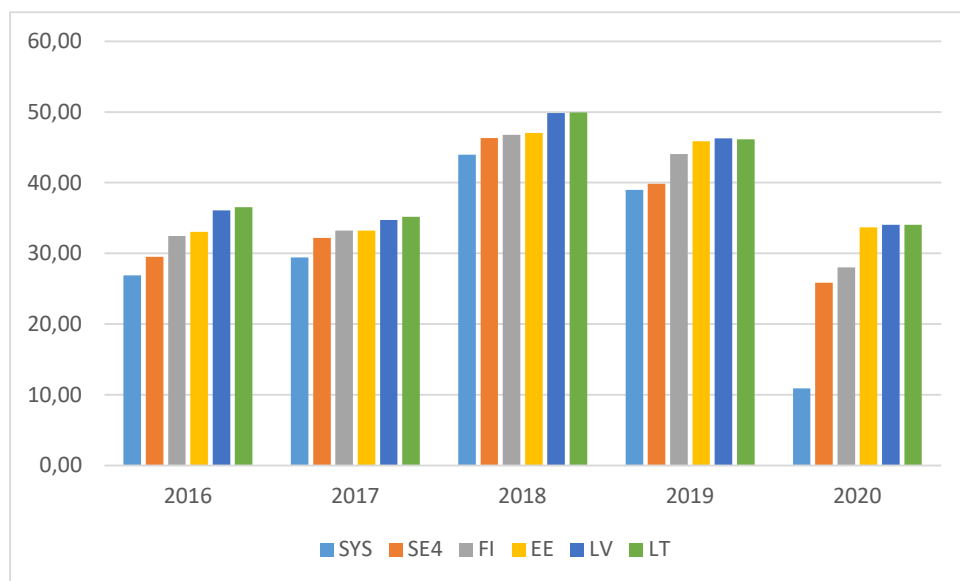
1.attēlā atspoguļotas mēnešu vidējās cenas Baltijas valstu tirdzniecības cenu zonās laika periodā no 2016.gada janvāra līdz 2020.gada decembrim un 2.attēlā atspoguļotas 2020.gada cenas pa nedēļām. Elektroenerģijas cenu atšķirības Baltijas valstu tirdzniecības zonās ir nelielas, tomēr iestājoties atsevišķiem ierobežojumiem, cenas īslaicīgi mēdz atšķirties, piemēram, 2020.gada rudens sākumā tika novēroti plūsmu ierobežojumi starp Zviedrijas trešo un ceturto cenu zonu, kas atsaucās arī uz cenu atšķirībām starp Baltijas valstīm, Igaunijas cenai saglabājoties zemākai, proti, atšķirīgām cenām Zviedrijas trešajā un ceturtajā cenu zonā, ir ietekme arī uz Lietuvas un Igaunijas cenu zonu, ko noteic starpsavienojumu starp Zviedriju un Lietuvu, un starp Zviedriju-Somiju-Igauniju darbība.



2.attēls. 2020.gada NordPool vidējās nedēļu cenas EUR/MWh

Latvijas elektroenerģijas tirgus pievienojās Nord Pool 2013.gadā, un no tā brīža līdz 2016.gadam, kad tika īstenots "NordBalt" projekts, bija novērojams būtisks vidējās cenas samazinājums Latvijas tirgū. Nākamajos gados tendences bija mainīgas – atsevišķos gados

vērojama cenu pazemināšanās, atsevišķos – paaugstināšanās. Cenu dinamiku galvenokārt noteica pieprasījuma un piedāvājuma samērs, bet jo īpaši tas, cik labvēlīgi elektroenerģijas ražošanai no atjaunojamajiem resursiem bija laikapstākļi. Vienlaikus pārskatāmā nākotnē ietekme uz elektroenerģijas cenām un plūsmām varētu būt gan noslēguma fāzē esošajam Igaunijas-Latvijas 3.starpsavienojumam, gan plānotajai desinhronizācijai no BRELL loka un sinhronizācijai ar kontinentālo Eiropu 2025.gadā, tostarp Igaunijas-Latvijas divu starpsavienojumu rekonstrukcijai, kam jānoslēdzas līdz 2023.gadam, gan elektroenerģijas ražošanas jaudu izmaiņām (piemēram, pakāpeniska elektroenerģijas ražošanas no degslānekļa apturēšana Igaunijā un jaunas atomelektrostacijas darbības uzsākšana Somijā).



3.attēls. Sistēmas cena un Baltijas JAR tirdzniecības zonu cenas pa gadiem, EUR/MWh.

Viens no svarīgākajiem rādītājiem, lai novērtētu Latvijas tirgotāju iespējas izmantot NASDAQ produktus, ir Latvijas tirdzniecības zonas tekošās dienas cenas korelācija ar sistēmas cenu. Korelācijas koeficienti Baltijas JAR tirdzniecības apgabalā nākošās dienas cenām savstarpēji un ar NordPool sistēmas cenu ir 1.tabulā.

No 1.tabulas var secināt, ka Latvijas tirdzniecības zonai 2018.gadā bija augsta korelācija ar sistēmas cenu (0.87). Sākot ar 2019.gadu korelācija ar sistēmas cenu samazinājās un 2020.gadā bija tikai 0.21, kas tieši ietekmē to, ka elektroenerģijas tirgotājiem papildus sistēmas cenas finanšu līgumiem ir jāapdrošina riski ar EPAD. Vienlaikus cenu korelācija starp Baltijas valstīm un Somiju ir vēsturiski augstākajā līmenī: starp Latviju un Igauniju – 0.99, savukārt starp Latviju un Lietuvu, kā arī Lietuvu un Igauniju – 1.0, bet visām Baltijas valstīm ar Somiju 0,88. Attiecīgi no 4.attēla var secināt, ka FINPT produktu piedāvājums būtu jāpārskata, tā kā tendence skaidri parāda, ka arī nedēļu griezumā ir augsta cenu korelācija.

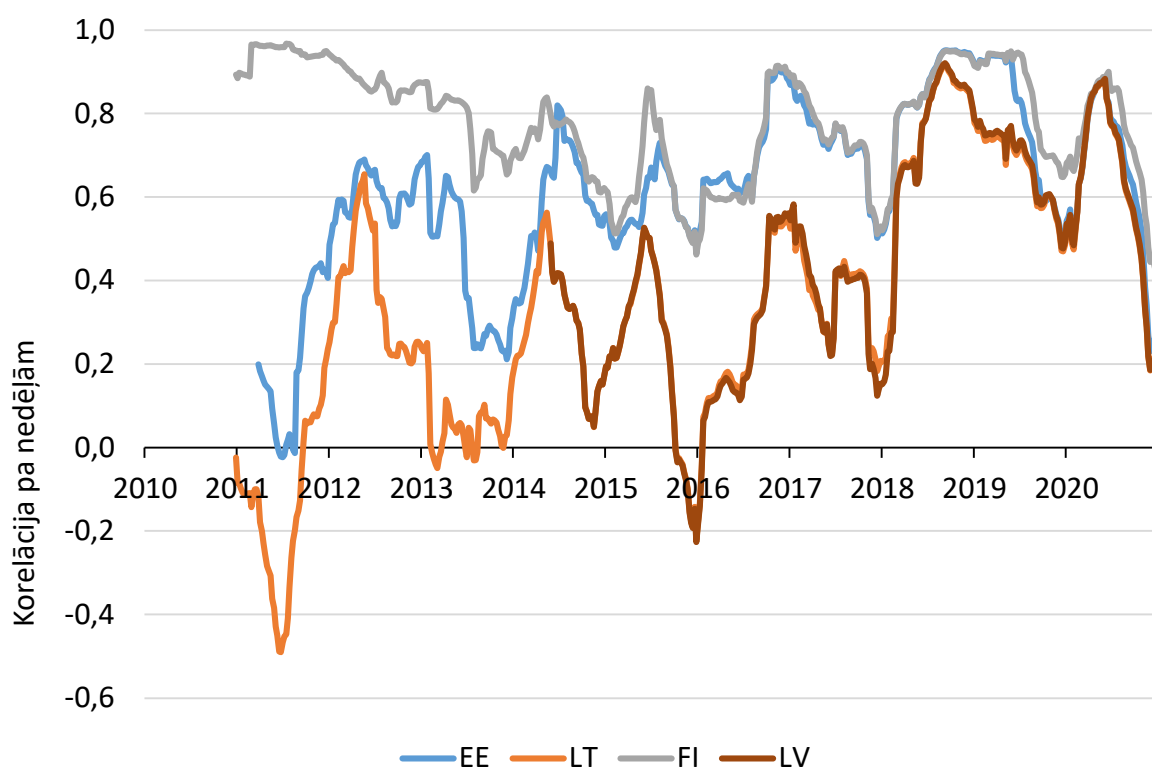
1.tabula.

**Baltijas JAR tirdzniecības apgabalu savstarpējā korelācija un korelācijas ar sistēmas
cenu 2018.-2020.gados**

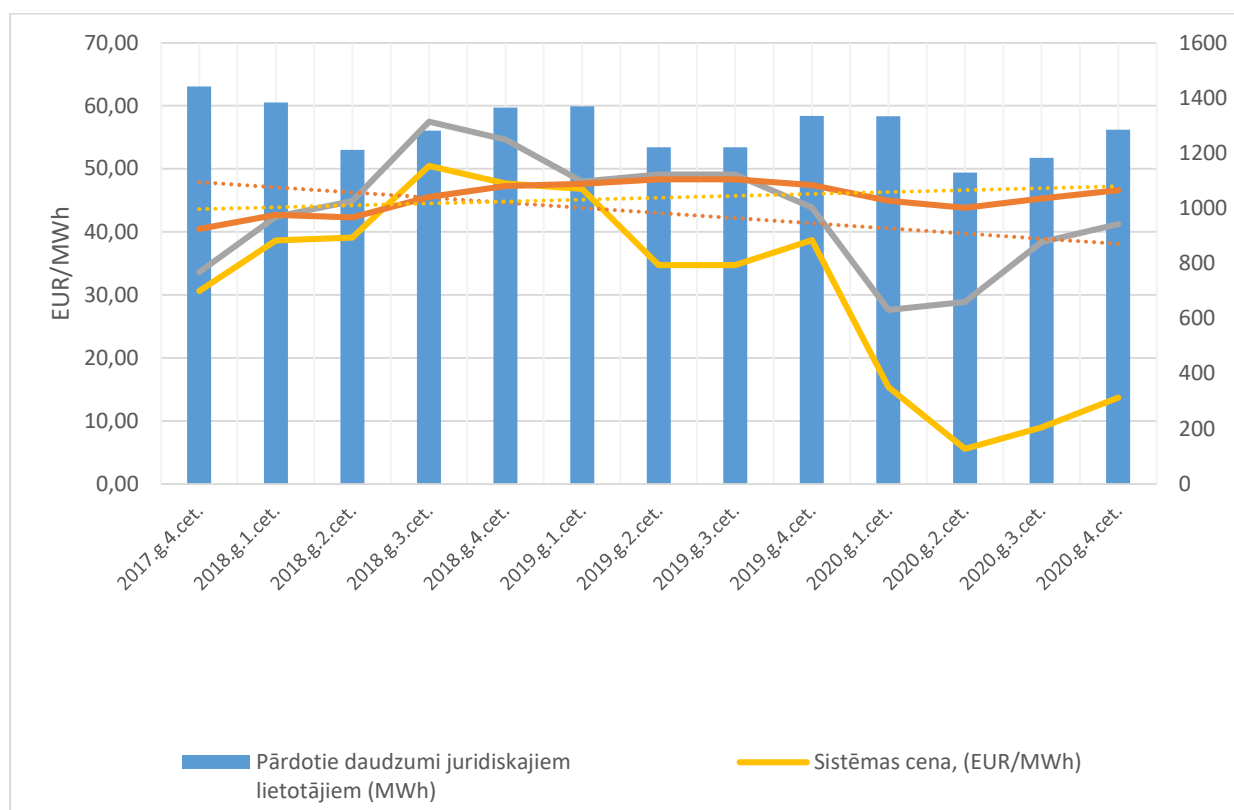
2018	FI	EE	LV	LT	SE1	SE3	SE4	NO4	SYS
FI	1.00								
EE	0.99	1.00							
LV	0.91	0.91	1.00						
LT	0.90	0.91	1.00	1.00					
SE1	0.99	0.97	0.88	0.88	1.00				
SE3	0.99	0.98	0.89	0.88	1.00	1.00			
SE4	0.96	0.96	0.94	0.94	0.95	0.96	1.00		
NO4	0.96	0.95	0.88	0.88	0.98	0.97	0.94	1.00	
SYS	0.98	0.98	0.87	0.86	0.99	0.99	0.95	0.98	1.00

2019	FI	EE	LV	LT	SE1	SE3	SE4	NO4	SYS
FI	1.00								
EE	0.84	1.00							
LV	0.79	0.99	1.00						
LT	0.78	0.98	1.00	1.00					
SE1	0.76	0.51	0.49	0.48	1.00				
SE3	0.77	0.52	0.50	0.49	1.00	1.00			
SE4	0.81	0.61	0.58	0.57	0.98	0.99	1.00		
NO4	0.64	0.36	0.36	0.35	0.98	0.97	0.93	1.00	
SYS	0.64	0.42	0.41	0.40	0.98	0.98	0.95	0.99	1.00

2020	FI	EE	LV	LT	SE1	SE3	SE4	NO4	SYS
FI	1.00								
EE	0.88	1.00							
LV	0.88	0.99	1.00						
LT	0.88	1.00	1.00	1.00					
SE1	0.69	0.45	0.44	0.43	1.00				
SE3	0.96	0.85	0.85	0.84	0.72	1.00			
SE4	0.91	0.93	0.94	0.94	0.54	0.89	1.00		
NO4	0.09	-0.08	-0.13	-0.11	0.49	0.19	0.00	1.00	
SYS	0.46	0.26	0.21	0.22	0.77	0.51	0.33	0.88	1.00



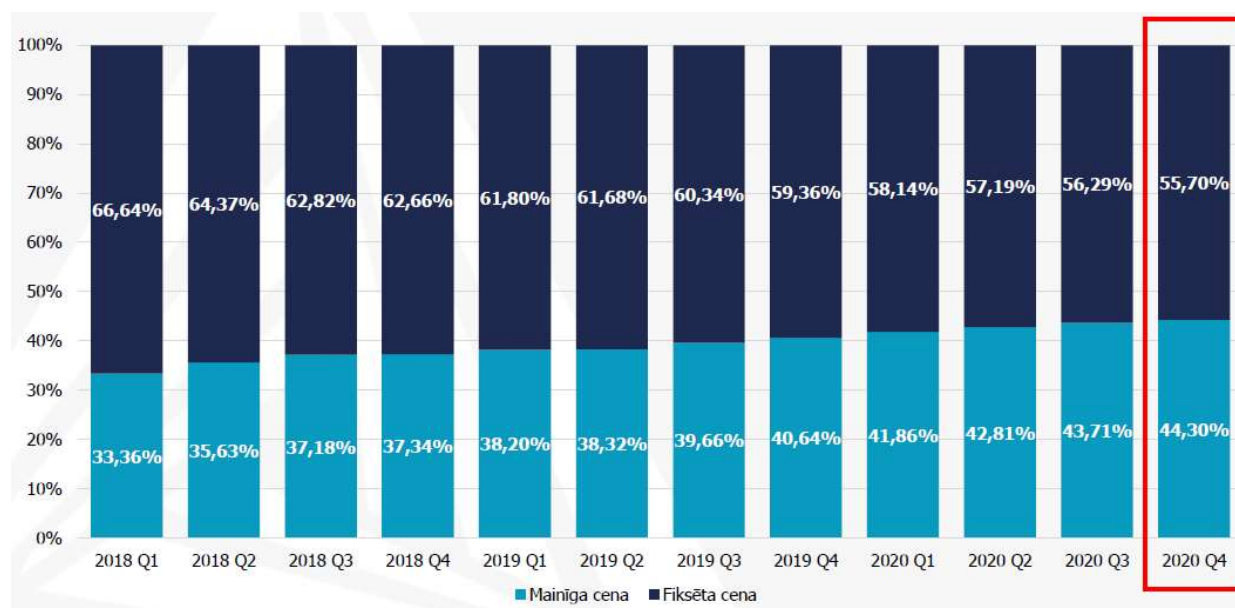
4.attēls. Baltijas valstu un Somijas tirdzniecības zonu cenu savstarpējā korelācija, nedēļu dati



5.attēls. Latvijas elektroenerģijas tirgotāju vidējā pārdošanas cena juridiskajiem klientiem EUR/MWh

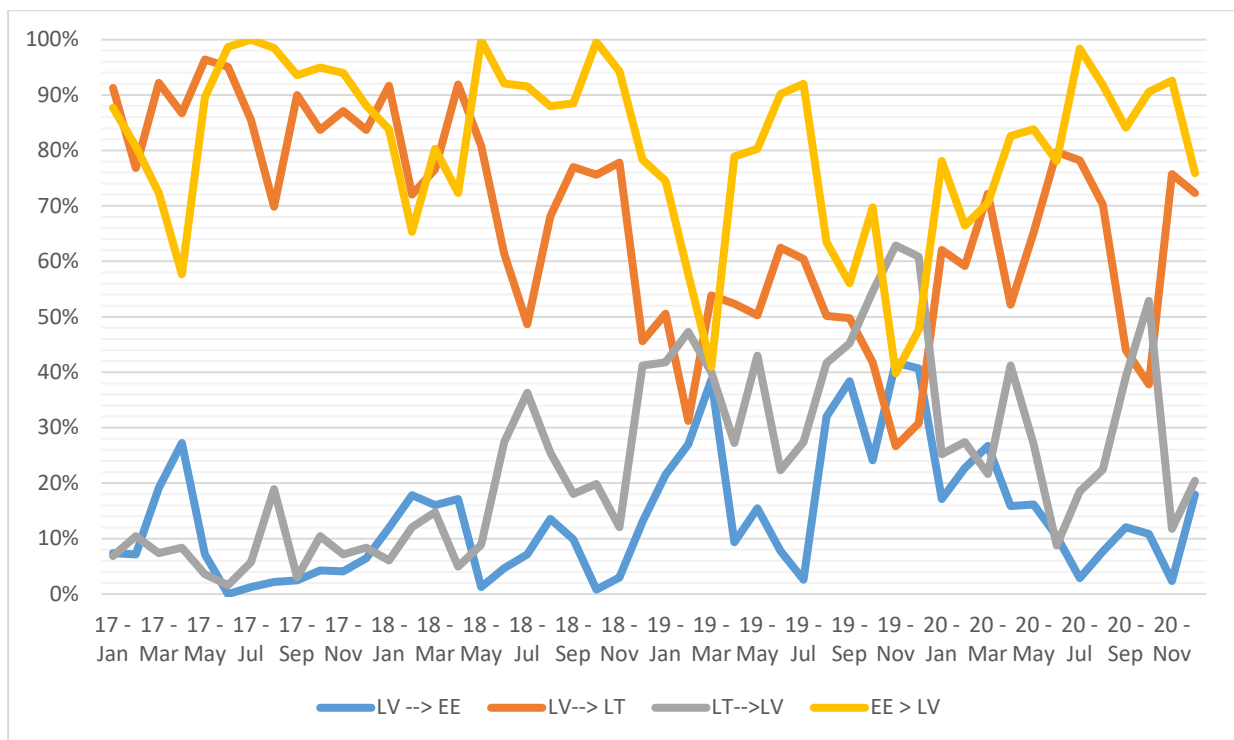
Kā redzams no 5.attēla, pēdējos trīs gados juridiskajām personām pārdotais elektroenerģijas apjoms ir samazinājies par ~ 2% gadā. Savukārt, salīdzinot Nord Pool biržā tirgotās elektroenerģijas cenu Latvijā un vidējo svērto elektroenerģijas cenu juridiskajiem lietotājiem, to vidējās lineāro tendenču līknes (punktotās līnijas), redzams, ka Nord Pool cenu svārstības, ar izteiktu cenu samazinājumu līdz 34,03 EUR/MWh 2020.gadā (2021.gadā cenas atkal pieaug) nav ietvertas pilnā apjomā juridisko lietotāju vidējā elektroenerģijas cenā (tas neattiecas uz tiem lietotājiem, kuri ir izvēlējušies mainīgo cenu līgumus). Vidējā svērtā elektroenerģijas cena juridiskiem lietotājiem Latvijā pieauga no 44,45 EUR/MWh 2018.gadā līdz 47,95 EUR/MWh 2019.gadā un samazinājās 2020.gadā līdz 45,15 EUR/MWh. Savukārt sistēmas cena 2020.gada beigās attālinājās no Latvijas cenu zonas cenas un starpība 2020.gada 4.ceturksnī ir palielinājusies 2.2 reizes, salīdzinājumā ar 2020.gada 1.ceturksni (no 12 EUR/MWh uz 27 EUR/MWh).

Juridisko lietotāju līgumstruktūra liecina, ka juridisko lietotāju vidū populārākā izvēle aizvien ir fiksētas cenas līgumi (2020.gada 4.ceturksnī 55,70%), līdz ar to tirgotājiem ir būtiski risku nodrošes instrumenti, lai izvairītos no iespējamiem zaudējumu riskiem, atbilstoši fiksējot elektroenerģijas iegādes cenu lielākiem laika posmiem – no gada līdz vairākiem gadiem.



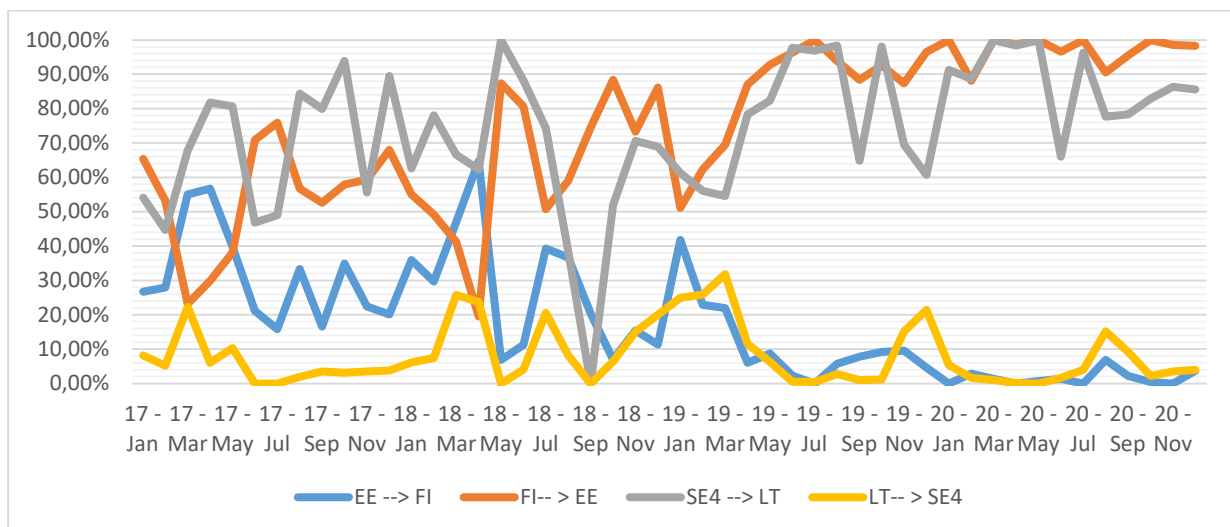
6.attēls. Elektroenerģijas tirdzniecības līgumi ar juridiskajiem lietotājiem 2018. - 2020.gadā

Lai novērtētu cenu riska novēršanas mehānismu nepieciešamību, jāizvērtē cenu starpības starp tirdzniecības zonām, stundu skaits, kurās ir cenu starpības, kā arī starpvalstu savienojumu noslodze. 5.-7.attēls parāda dinamiku Latvijas un kaimiņvalstu tirdzniecības plūsmās 2017.-2020.gadā.



7.attēls. Latvijas starpvalstu savienojumu tirgus plūsmu noslodze procentos

Apskatītajā periodā lielākā starpsavienojumu vidējā noslodze bija uz Igaunijas un Latvijas robežas virzienā uz Latviju, kur ir ieviestas FINPT. Savukārt starpsavienojumam uz Latvijas un Lietuvas robežas virzienā uz Lietuvu ir vērojams būtisks noslodzes samazinājums 2018. un 2019.gadā, kas sasaucas ar Latvijā saražotās elektroenerģijas apjoma samazinājumu, kā arī straujš noslodzes palielinājums 2020.gadā. Vērojama arī izteikta sezonālitate, plūsmām virzienā no Latvijas palielinoties periodos, kad ir labvēlīgi priekšnoteikumi elektroenerģijas izstrādei Daugavas HES kaskādē. Pārējos virzienos (LV-EE un LT-LV) novērojams neliels plūsmas pieaugums 2019.gada beigās, bet kopumā nav pastāvīgas būtiskas jaudu plūsmas un nav novērojamas ilgstošas starpsavienojumu pārslodzes (8.attēls).



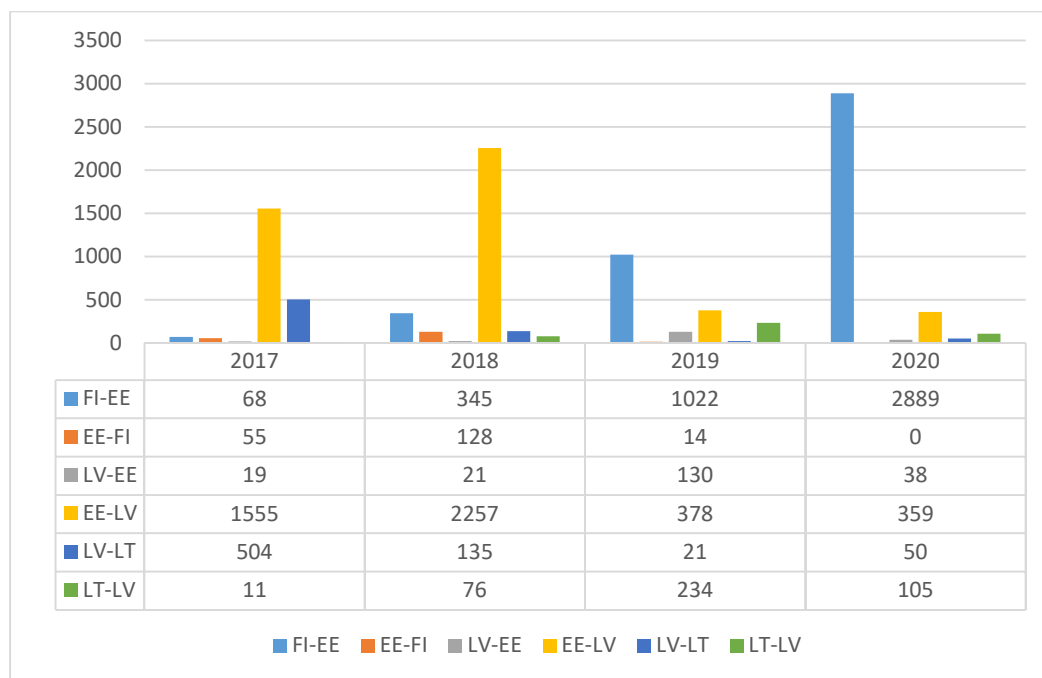
8.attēls. Lietuvas un Igaunijas starpvalstu savienojumu tirgus plūsmu noslodze procentos

Savukārt abās pārējās Baltijas valstīs lielākā noslodze Lietuvas un Igaunijas starpvalstu savienojumos ir FI-EE un SE4-LT, attiecīgi saglabājoties zēmam noslodzes līmenim EE-FI un LT-SE4.

LV → LT virziens

Latvijas – Lietuvas virzienā no 2017. – līdz 2020.gadam ir bijusi augsta līdz vidēji augsta elektroenerģijas plūsma, attiecīgi tirdzniecības darījumu plūsmas bija 86,5%, 72,3%, 46,7% un 64,1% no gada stundu skaita.

Kopējais pārrobežu tirdzniecības elektroenerģijas apjoms 2020.gadā veidoja 1,80TWh, kas ir par 49% vairāk salīdzinājumā ar 2019.gadu. 2020.gadā elektroenerģijas tirdzniecības cenu starpība novērojama 50 stundās, kas ir 0,9% stundu gadā, kurā elektroenerģijas tirdzniecības cena Lietuvas zonā atšķiras no cenas Latvijas zonā.



9.attēls. Stundu skaits, kurās starp tirdzniecības zonām ir cenu starpība

LT → LV virziens

2020.gadā tirdzniecības darījumu plūsma virzienā no Lietuvas uz Latviju bija 2313 stundas, kopējais pārvadītās elektroenerģijas apjoms veidoja 0,5TWh. 2020.gadā elektroenerģijas tirdzniecības cenu starpība novērojama 105 stundās, kas ir 4,5% stundu gadā, kurā elektroenerģijas tirdzniecības cena Lietuvas zonā atšķiras no cenas Latvijas zonā.

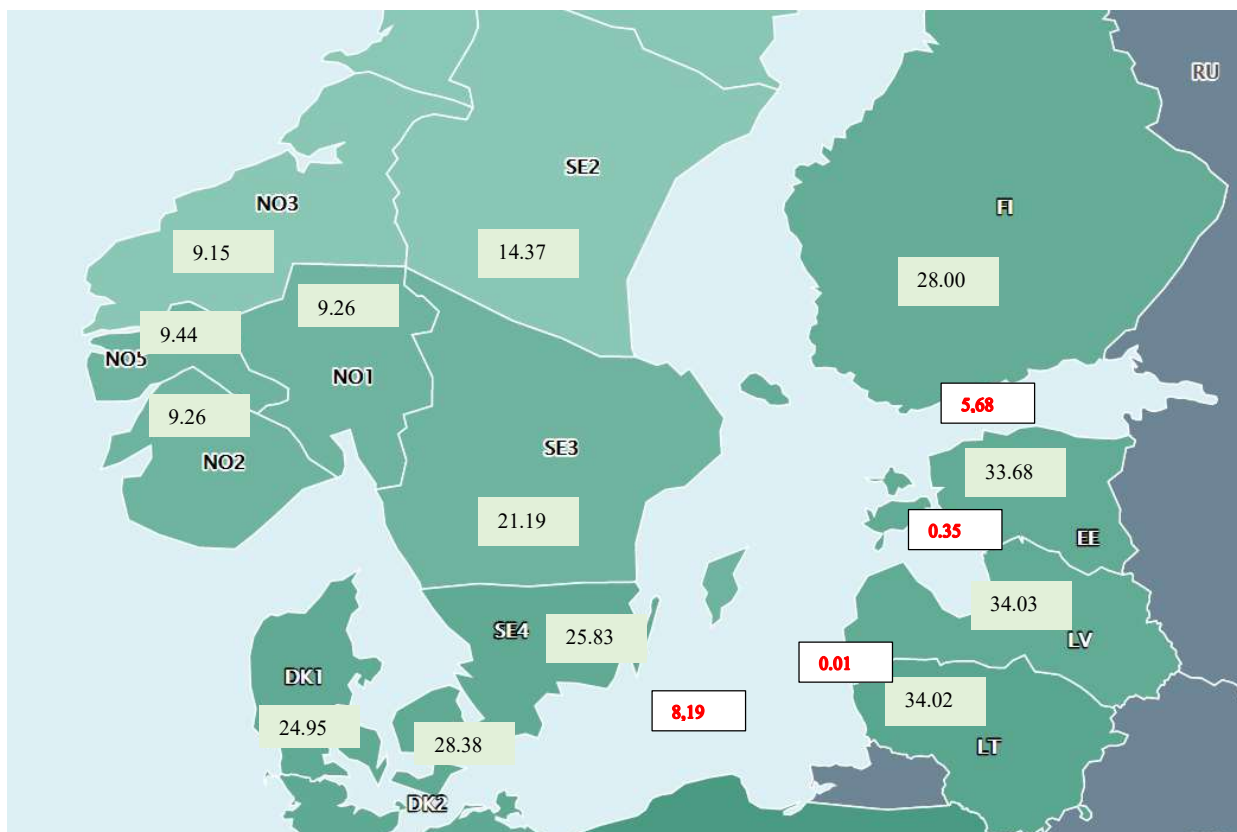
LV → EE virziens

2020.gadā tirdzniecības darījumu plūsma virzienā no Latvijas uz Igauniju bija 1188 stundas, kopējais pārvadītās elektroenerģijas apjoms veidoja 0.28TWh. 2020.gadā elektroenerģijas tirdzniecības cenu starpība novērojama 38 stundās, kas ir 3,2% stundu gadā, kurā elektroenerģijas tirdzniecības cena Igaunijas zonā atšķiras no cenas Latvijas zonā.

EE → LV virziens

2020.gadā tirdzniecības darījumu plūsma virzienā no Igaunijas uz Latviju bija 7276 stundas, kopējais pārvadītās elektroenerģijas apjoms veidoja 3.01TWh. 2020.gadā elektroenerģijas tirdzniecības cenu starpība novērojama 359 stundās, kas ir 4,9% stundu gadā, kurā elektroenerģijas tirdzniecības cena Igaunijas zonā atšķiras no cenas Latvijas zonā.

Savukārt, 10.attēlā redzamas 2020.gada Ziemeļvalstu tirdzniecības zonu vidējās cenas un Baltijas JAR cenu zonu starpības.

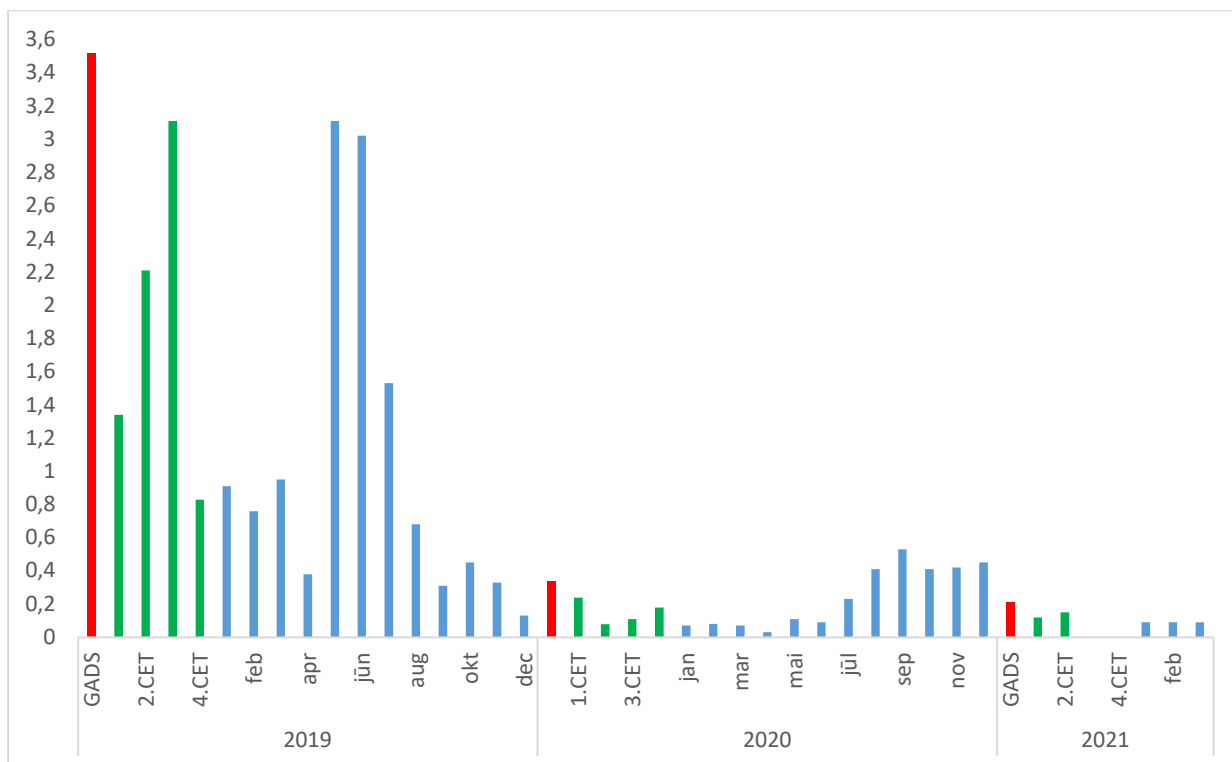


10.attēls. Vidējās nākošās dienas cenas Ziemeļvalstu un Baltijas valstu tirdzniecības zonās 2020.gadā

IV. Saistošās FINPT izsoles kopējā piešķiršanas platformā

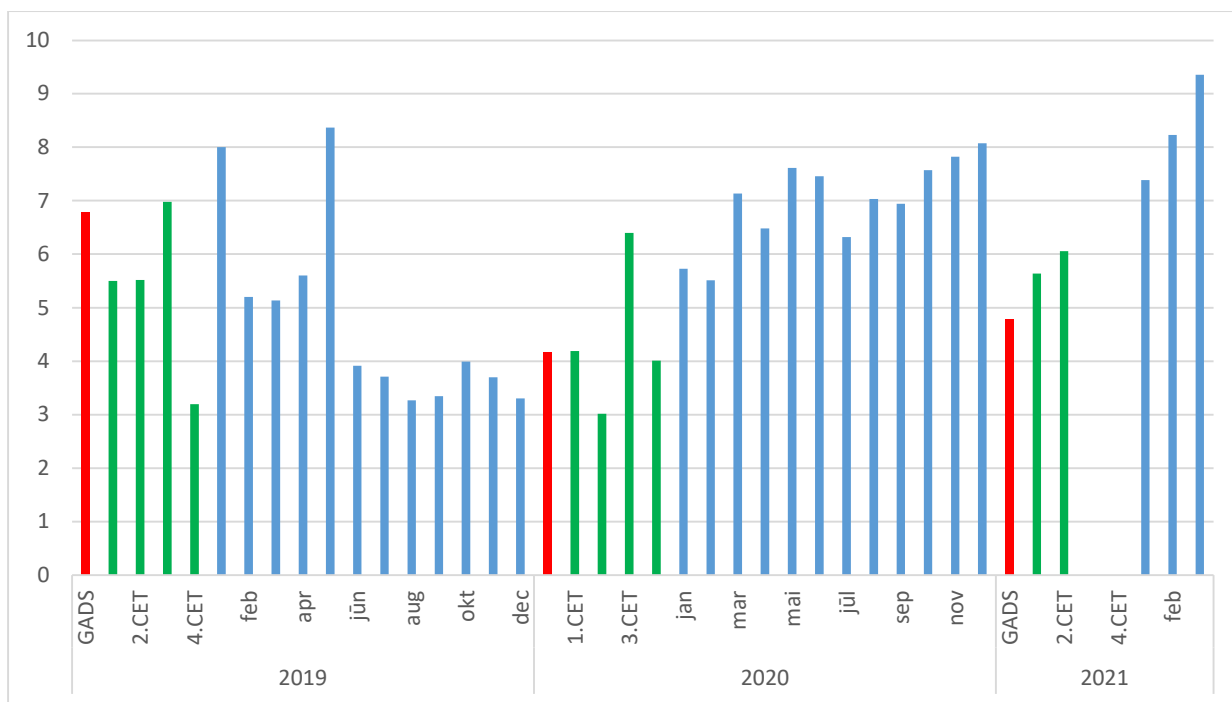
Kopš 2019.gada sākuma ilgtermiņa pārvades tiesību izsoles Eiropā noris Vienotajā piešķiršanas platformā (*Single Allocation Platform - SAP*), kuru pārvalda JAO. Uz EE-LV robežas virzienā uz Latviju, kurā ir ieviestas saistošās FINPT, līdz 2018.gada beigām izsoles rīkoja attiecīgo valstu pārvades sistēmas operatori – akciju sabiedrība “Augstsprieguma tīkls” un Elering.

Saistošo FINPT izsolēs par tiesībām izmantot tirdzniecības riska nodroši uz Igaunijas-Latvijas robežas virzienā uz Latviju Vienotajā piešķiršanas platformā tiek izsolīti gada, ceturkšņa un mēneša produkti.



11.attēls. FINPT cena EUR/MWh gada, ceturkšņa un mēneša produktos

Kā redzams no 12.attēla, tad izolīto saistošo FINPT cenas visiem produktiem ir vairākas reizes zemākas 2020.gadā un 2021.gadā, vasaras periodā vērojams cenu pieaugums, kas saistīts ar to, ka šajā periodā notiek līniju remontu un samazinās tirdzniecības jaudas.



12.attēls. FINPT izsoļu dalībnieku pieprasītā jauda pret izolīto jaudu gada, ceturkšņa un mēneša produktiem

Kaut arī FINPT izsoļu cena ir kritusies, dalībnieku aktivitāte palikusi iepriekšējā līmenī. Attēlā redzams, ka pieprasītā jauda gada produktā laika periodā no 2019.gada līdz 2021.gadam vairākkārt pārsniedz piedāvājumu. Katrs izsoles dalībnieks izsoles laikā var izvēlēties izdarīt vairākus solījumus, kopumā nepārsniedzot izsolē piedāvāto jaudu, kas gada produktam ir

300MW, ceturkšņa produktam 100MW pirmajā un ceturtajā ceturksnī un 50MW otrajā un trešajā ceturksnī. Savukārt mēneša produktam piedāvātā jauda 150MW apjomā.

V. Riska nodrošes iespējas Latvijas elektroenerģijas tirdzniecības zonā

Baltijas elektroenerģijas tirgū lielākā daļa no elektroenerģijas lietotājiem ir izvēlējušies elektroenerģijas piegādes līgumus, kuros ir noteikta elektroenerģijas cena iepriekš noteiktam laika periodam. Salīdzinot Ziemeļvalstīs situācija ir pretēja – ap 80% lietotāju elektroenerģiju pērk par mainīgu cenu, atbilstoši Nord Pool biržas nākošās dienas cenu svārstībām. Elektroenerģijas tirgotāji savukārt pērk elektroenerģiju par nākošās dienas cenu, kas katrai stundai ir atšķirīga.

Saskaņā ar Regulu 2016/1719 FTR ir galvenais mehānisms pārrobežu jaudas risku nodrošē nākotnē. Savukārt Ziemeļvalstīs pārrobežu riskus nodrošina ar finanšu produktiem - *Electricity Area Price Differentials* (EPAD).

Latvijas tirdzniecības zonā elektroenerģijas tirgotājiem ir pieejams elektroenerģijas finanšu jeb derivatīvu tirgus, kuru organizē *NASDAQ OMX* birža, piedāvājot elektroenerģijas produktus, kas ļauj nodrošināties pret finanšu riskiem, kas saistīti ar elektroenerģijas cenas svārstībām Nord Pool un cenu atšķirībām starp dažādām elektroenerģijas tirdzniecības zonām. *NASDAQ OMX* birža piedāvā risku nodrošību pret elektroenerģijas ražošanas un tirdzniecības riskiem saistībā ar nākotnes elektrības cenu zonu cenu atšķirībām ar EPAD produktu palīdzību.

EPAD produktu piedāvā šādas *NASDAQ* cenu zonas: Oslo, Tromso, Rīga, Tallina, Helsinki, Stokholma, Lulea, Sundvall, Malme, Kopenhāgena. *NASDAQ* nav cenu zona Lietuvā. Rīgas cenu zonā kā tirgus veidotāji (*Market Makers*) darbojas Latvenro un "Energijos Tiekimas" UAB.

EPAD *DS Futures* produktam ir pieejami darba dienu, sestdienu un svētdienu "weekend", mēneša, ceturkšņa, gada līgumi, savukārt EPAD *Futures* ir vēl – nedēļu, bet ne Rīgas cenu zonā. Visi nākotnes līgumi tiek kotēti *NASDAQ* Oslo ASA biržā ar norēķiniem *NASDAQ Clearing AB*. EPAD Rīga produkts sastāv no diviem (2) mēneša, trīs (3) ceturkšņa un trīs (3) katru gadu atliktas vienošanās nākotnes (DS Future) līgumiem (2.tabula).

2.tabula

EPAD produkti

Cenu zona	Nedēļu	Mēnešu	Ceturkšņu	Gadu
Oslo, Tromsø, Copenhagen, Århus, Tallinn un Rīga	N/A	2	3	3
Stockholm, Luleå, Sundsvall, Malmö, Helsinki	5	4	4	4

Divu (2) mēnešu nozīmē, ka martā var iegādāties par aprīlī, maiju, - ceturkšņu (3), iegādāties par nākamo, aiznākamo un aiznākamo ceturksni, piemēram, 2.ceturksni (Q2), 3.ceturksni (Q3), 4.ceturksni (Q4). Savukārt gada nozīmē 2020.gadā nodrošināties pret cenu risku 2021., 2022. un 2023.gadā. Nordic forwards ir pieejami 10 gadiem, EPAD'i ir pieejami 2 un 3 gadiem.

EPAD *DS Futures* vai *Futures* produkta līgumcena ir starpība starp zonas cenu, piemēram EPAD Rīgas cenu zonu un Ziemeļvalstu sistēmas cenu: Ja Rīgas zonā MWh maksā 36 EUR un sistēmas cena ir 30 EUR, tad starpība - 6 EUR ir fiksētā līgumcena jeb bāzes risks nākotnē (Bāzes

risks ir vienāds ar starpību starp zonas cenu dalībnieka fiziskajā atrašanās vietā un sistēmas cenu). Tirgus dalībnieks, noslēdzot darījumu, uzņemas bāzes risku, tādējādi nodrošinoties pret lielām cenu atšķirībām starp divām tirdzniecības zonām, kas var notikt pārrobežu sastrēgumu rezultātā.

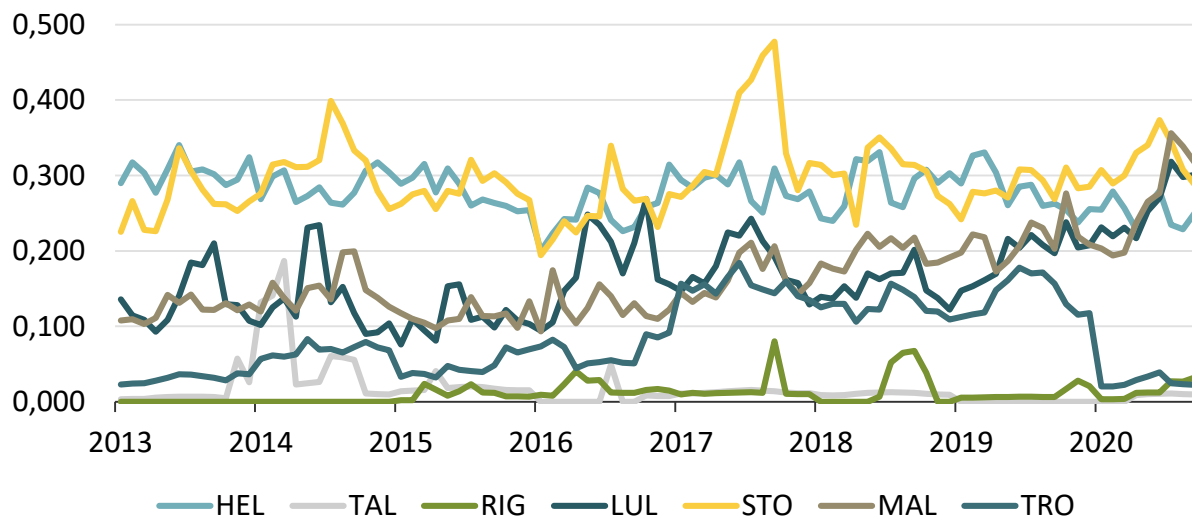
Turpmāk šajā nodaļā ietverti galvenie secinājumi no Risku nodrošes izvērtējuma. Risku nodrošes izvērtējumā apskatīti *NASDAQ* piedāvātie elektroenerģijas nākotnes cenu risku nodrošes produkti un analīze par to, vai nākotnes tirgos piedāvātie produkti vai produktu kombinācijas uzskatāmas par risku nodroši pret nākamās dienas cenas svārstībām attiecīgajā tirdzniecības zonā. Ziņojumā ietvertas Somijas, Igaunijas, Latvijas un Lietuvas tirdzniecības cenu zonas, kā arī uz to robežām esošās tirdzniecības cenu zonas Zviedrijā un Norvēģijā.

5.1. Atvērtās pozīcijas

Atvērtās pozīcijas SYS cenu līgumos bija stabilas no 2013.–2018.gadam, bet jūtami samazinājās no 2019.gada, kas nozīmē risku mazināšanos šādiem darījumiem un var samazināt likviditāti. Savukārt atvērtās pozīcijas EPAD līgumiem bija stabilas. Tallinas un Rīgas EPAD atvērtās pozīcijas ir zemas ~0,1TWh, Rīgas EPAD gan ir novērojams atvērto pozīciju pieaugums apskatītā perioda pēdējā gadā (~0,3TWh), kas gan nepalielina likviditāti, salīdzinājumam Helsinku zonā atvērto pozīciju summa ir ~30 – 40TWh.

5.2. Atvērtās pozīcijas pret fizisko patēriņu

Sistēmas cenas līgumiem attiecība atvērtās pozīcijas pret fizisko patēriņu ir bijusi stabila 0,2 – 0,4, attiecīgi HEL EPAD šī attiecība ir 0,3. RIG un TAL EPAD'iem šī attiecība ir starp 0 un 0,05, kas raksturo produktu zemu likviditāti, kā arī to, ka risku nodrosei tiek izmantoti citi produkti (HEL EPAD un EE-LV FTR).



13.attēls. Atvērto pozīciju attiecība pret fizisko patēriņu

5.3. Tirdzniecības laika diapazons

Tirdzniecības laika diapazons parāda tehniskās dalībnieku iespējas risku nodrosei. EPAD līgumiem ir īsāks laika diapazons (3 gadi) kā sistēmas cenas līgumiem (10 gadi), kas dažiem dalībniekiem var sagādāt problēmas ilgtermiņa risku nodrosei.

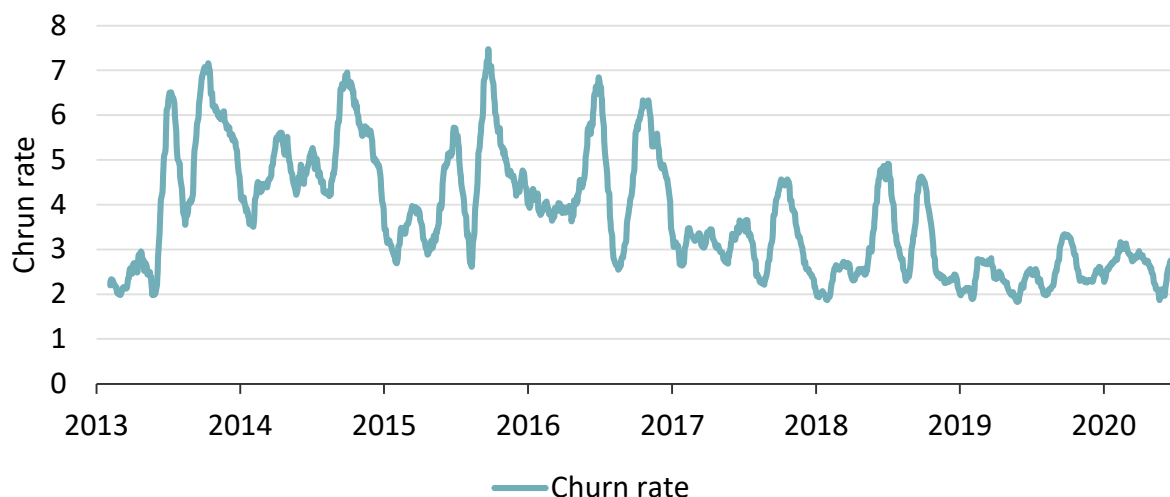
5.4. Tirgotie apjomi

Summāri tirgotie apjomi sistēmas cenas līgumiem pieauga no 2014.-2017.gadam, bet samazinājās pēdējos gados, liecinot par likviditātes mazināšanos. Savukārt EPAD tirgotie apjomi dienā ir vidēji 0,5TWh, HEL un STO zonās šis rādītājs ir stabils, savukārt RIG un TAL tirgotie

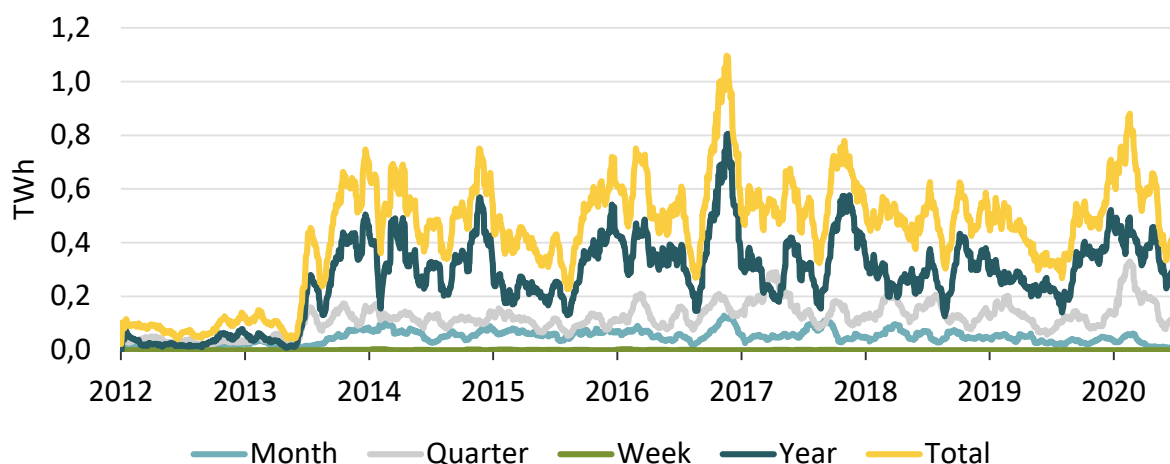
apjomi ir nelieli, ar tirdzniecības pārrāvumiem. HEL EPAD dienā vidēji tirgotie apjomi ir 0,1 – 0,3TWh.

5.5. Tirgotie apjomi pret patēriņu (mainības koeficients)

SYS cenu līgumos pēdējos sešus gadus mainības koeficients ir samazinājies, 2019.gadā ap 2, salīdzinot iepriekšējos gados ap 4,5, kas saistīts ar tirgto apjomu samazināšanos. Savukārt TAL un RIG EPAD mainības koeficients ir zem 0,2 pēdējos 5 gadus, bet HEL koeficients variē robežās no 0,5 līdz 1,5 visā periodā. Tas parāda, ka TAL un RIG EPAD salīdzinoši ar citām zonām tirgo maz.



14.attēls. Tirgotie apjomi pret patēriņu



15.attēls. Dienā tirgotie EPAD apjomi (TWh) visās tirdzniecības zonās

5.6. Ex-post riska prēmijas

SYS cenas līgumiem *ex-post* riska prēmijas ir tuvu 0, kas ļauj secināt, ka šo produktu cenas ir tuvas attiecīgajām nākošās dienas elektroenerģijas cenām. Tas pats attiecas uz TAL EPAD. Savukārt RIG un HEL EPAD's prēmija mēneša līgumiem statistiski atšķiras no 0, tas attiecas arī uz ceturkšņa RIG EPAD līgumiem, tātad lietotāji maksā prēmiju, pērkot šos produktus.

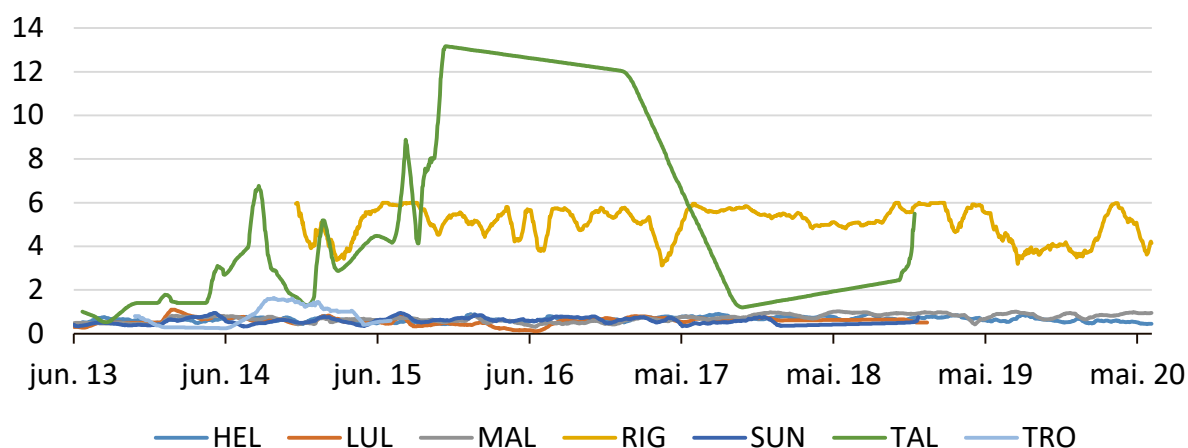
5.7. Amihud likviditātes koeficients

Amihud likviditātes koeficientu jāskatās kopā ar citiem rādītājiem un secināms, ka šo rādītāju elektrības derivatīvu tirgus izmanto piesardzīgi, arī no grafikiem redzams, ka RIG un TAL ir stabili un koeficients ir zems, kas var novest pie kļūdainiem secinājumiem par likviditāti.

5.8. Pirkšanas un pārdošanas cenu starpība

SYS cenas produktiem nav skaidra virzība, t.i., SYS produktu pirkšanas un pārdošanas cenu starpība svārstās atkarībā no tā, kurā brīdī produkts tiek pirkt. Ilgtermiņa produktiem (gada, ceturkšņa, mēneša) ir mazākas pirkšanas un pārdošanas cenu starpības kā īsākiem produktiem, kas parāda to, ka īslaicīgiem produktiem ir zemāka likviditāte.

RIG un TAL EPAD's pirkšanas un pārdošanas cenu starpība ir relatīvi augsta visiem produktiem, kas savukārt nozīmē zemu likviditāti un tirgus dalībnieku augstākas izmaksas. HEL EPAD ir vienas no zemākajām pirkšanas un pārdošanas cenu starpībām, salīdzinot ar citām zonām.



16.attēls. EPAD vidējās gada produktu cenu starpības

5.9. Elektroenerģijas nākošās dienas cenu korelācija

Rezultāti rāda, ka pēdējos 5 gados elektroenerģijas nākošās dienas cenu korelācija ir bijusi augsta starp FI un Baltijas valstīm, tāpat arī starp Baltijas valstīm ir augsta cenu korelācija. Korelācija starp Nordic sistēmas cenu un FI ir relatīvi augsta, attiecīgi Baltijas valstu elektroenerģijas tirdzniecības zonās šī korelācija ir zemāka, pie tam tai ir tendence pieaugt. Īpaši jāatzīmē, ka 2020.gada pēdējos mēnešos korelācija ar sistēmas cenu FI un Baltijas valstīs ir samazinājusies, kas skaidrojams ar to, ka Norvēģija augsto nokrišņu dēļ jūtami ietekmēja sistēmas cenu. Par korelāciju informāciju skatīt arī šī ziņojuma 9.lappusē.

VI. Secinājumi

1. Nordic forwards ir pieejami 10 gadiem, EPAD ir pieejami diviem un trīs gadiem, attiecīgi FINPT maksimālais laiks ir gads. *NASDAQ* produkti ir ar garāku tirdzniecības laika diapazonu, kas ļauj elektroenerģijas tirgotājiem plānot savus riskus ilgākam laika periodam, nekā tas būtu, izmantojot ilgtermiņa pārvades tiesības. Bez tam FINPT ir darbības, kas jāveic PSO un kas var tiem radīt zaudējumus papildu regulārajām maksām JAO. Tādēļ, izvēloties nākotnes risku nodrošes instrumentus, priekšroka būtu dodama *NASDAQ* produktiem un tikai īpašos gadījumos FINPT.
2. LV tirdzniecības zonā pieejamās risku nodrošes iespējas ir pietiekošas. Kaut arī Rīga EPAD un Tallina EPAD nav likvīdi, tirgotājiem ir iespējams pirkt likvīdus *NASDAQ* Helsinku enerģijas produktus. Papildu nodrošes instruments ir arī obligātās FINPT EE-LV, kaut arī to nākotnes nepieciešamība mazinās un 2023.gadā pēc līniju rekonstrukcijas pabeigšanas pārslodzes riski vairs nav sagaidāmi.
3. Baltijas valstīs lielākie risku nodrošes riski pēdējos gados ir saistīti ar to, ka FI un EE līdzstrāvas līnija vairs nespēj pārvadīt pietiekošā daudzumā tirgus pieprasījumus Baltijas valstīs. Nākotnē FI-EE līnijas izmantošana varētu vēl vairāk pastiprināties, kas saistīts ar

Narvas degslānekļa elektrostaciju slēgšanu un ar plānoto FI atomstacijas darbības uzsākšanu, kas rezultētos augstākā elektroenerģijas nākošās dienas cenā EE tirdzniecības zonā.

4. LV – EE starpvalstu savienojumam EE virzienā un LV-LT starpvalstu savienojumam abos virzienos nav nepieciešams ieviest ilgtermiņa pārvades tiesības, tā kā dati rāda, ka nav bijušas būtiskas pārslodzes, kas rada cenu atšķirības starp zonām, tāpēc ar Igaunijas un Lietuvas regulatoriem ir kopējas vienošanās (skat. Pielikumus), kurās teikts, ka nav nepieciešams ieviest FINPT.
5. Dati rāda, ka pieaug pārslodze FI-EE līdzstrāvas savienojumā virzienā uz Igauniju, ko ir norādījuši tirgus dalībnieki, kā arī tas parādās izvērtējumā redzamajā korelācijas samazinājumā EE. EE un FI regulatoriem kopā jāvienojas par turpmākām darbībām un kopēju lēmumu, kas varētu ietvert FINPT ieviešanu šai robežai. Vienlaikus jāatzīmē, ka tas samazinātu jau tā zemo TAL un RIG EPAD likviditāti, kā arī mazinātu *NASDAQ* produktu nozīmi. Šāda tendence (ievieš papildu FINPT) rada atšķirīgu risku nodrošināt instrumentu pielietojumu (izmantošanu) Baltijas valstu un Ziemeļvalstu elektroenerģijas tirgū.

Pielikumi:

1. *Thema consulting group report “Analysis of Electricity Forward Market Hedging Opportunities in Finnish and Baltic Zones”* uz 55 lpp.
2. *Joint Position by the Estonian Competition Authority and the Public Utilities Commission of Latvia Regarding the Hedging opportunities on the Latvian – Estonian Bidding Zone Border direction to Estonia Pursuant to the Commission Regulation (EU) 2016/1719 of 26 September 2016* uz 2 lpp.
3. *Joint Position by the Public Utilities Commission of Latvia and National Commission for Energy Control and Prices of Lithuania Regarding the Hedging opportunities on the Latvian – Lithuanian Bidding Zone Border Pursuant to the Commission Regulation (EU) no 2016/1719* uz 2 lpp.

Izmantoto avotu saraksts

1. Nasdaq OMX, Commodities, [tiešsaiste] [pēdējo reizi skatīts 21.04.2021]. Pieejams: <http://www.nasdaqomx.com/transactions/trading/commodities>
2. Nord Pool Spot, Vidējās cenas Nord Pool biržā Elspot nākamās diena tirgū [tiešsaiste] [pēdējo reizi skatīts 21.04.2021]. Pieejams: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Monthly/?view=table>
3. 2 lpp. NordREG, Methodology for assessment of the Nordic forward market, [tiešsaiste] [pēdējo reizi skatīts 21.04.2021]. Pieejams: http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2017/02/NordREG-Methodology-for-assessment-of-the-Nordic-forward-market_final.pdf
4. EC Group, Methods for evaluation of the Nordic forward market for electricity, [tiešsaiste] [pēdējo reizi skatīts 21.04.2021]. Pieejams: <http://www.nordicenergyregulators.org/wp-content/uploads/2016/10/161208-Methods-for-evaluation-of-the-Nordic-forward-market-for-electricity.pdf>
5. Kopējā izsoļu platforma <https://www.jao.eu/main>