

Līga Kurevska

REGULĒJUMA IZVEIDE PIEPRASĪJUMREAKCIJAS PAKALPOJUMU INTEGRĀCIJAI BALTIJAS ELEKTROENERĢIJAS TIRGOS

Promocijas darba kopsavilkums



RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Elektrotehnikas un vides inženierzinātņu fakultāte

Enerģētikas institūts

Līga Kurevska

Doktora studiju programmas “Enerģētika un elektrotehnika” studente

**REGULĒJUMA IZVEIDE
PIEPRASĪJUMREAKCIJAS PAKALPOJUMU
INTEGRĀCIJAI BALTIJAS ELEKTROENERĢIJAS
TIRGOS**

Promocijas darba kopsavilkums

Zinātniskais vadītājs

profesors, *Dr. habil. sc. ing.*

ANTANS SAUHATS

asociētais profesors *Dr. sc. ing.*

GATIS JUNGHĀNS

RTU Izdevniecība

Rīga 2022

Kurevska L. Regulējuma izveide pieprasījumureakcijas pakalpojumu integrācijai Baltijas elektroenerģijas tirgos. Promocijas darba kopsavilkums. – Rīga: RTU Izdevniecība, 2022. – 64 lpp.

Publicēts saskaņā ar Promocijas padomes “RTU P-05” 2022. gada 9. maija lēmumu, protokols Nr. 60/22.

<https://doi.org/10.7250/9789934227981>

ISBN 978-9934-22-798-1 (pdf)



Daļu no promocijas darbā veiktajiem pētījumiem finansējusi Latvijas Republikas Ekonomikas ministrija projektā „Latvijas energosistēmas attīstība un integrācija Eiropā” (*“Futureproof development of the Latvian power system in an integrated Europe (FutureProof)”*), projekta Nr. VPP-EM-INFRA-2018/1-0005.

SATURS

IEVADS	6
Pētījumu priekšvēsture un nozīmīgums	6
Promocijas darba hipotēze, mērķis un uzdevumi	9
Pētījumu metodes un rīki.....	10
Zinātniskā novitāte	10
Autores personiskais ieguldījums.....	11
Rezultātu aprobācija	12
Promocijas darba struktūra.....	13
1. ATLĪDZINĀŠANAS METODOLOĢIJA	15
1.1. Motivācija un priekšvēsture	15
1.1.1. Pieprasījumu reakcijas virzītājfaktori Baltijas valstīs.....	17
1.1.2. Baltijai paredzēto juridisko prasību apskats	18
1.2. Alternatīvu atlīdzināšanas modeļu apskats	19
1.3. Kvalitatīvā analīze.....	21
2. PATĒRIŅA ATSAUCES NOTEIKŠANAS METDOLOĢIJA	22
2.1. Motivācija un priekšvēsture	22
2.2. Alternatīvu patēriņa atsaucis modeļu apskats.....	23
2.2.1. Atsaucis patēriņa metodoloģijas prognozēšanas modeļi	24
2.3. Kvantitatīvā analīze.....	26
2.3.1. Metodoloģija	26
2.3.2. Analīze	26
2.3.3. Rezultāti un to apspriedums.....	27
2.4. Alternatīvu laika izšķirtspējas palielināšanas algoritmu salīdzinājums	29
2.4.1. Priekšvēsture un motivācija	29
2.4.2. Metodoloģija	30
2.4.3. Rezultāti un to apspriedums.....	32
3. IETEKMES UZ TIRGUS CENĀM NOVĒRTĒJUMS	34
3.1. Motivācija un priekšvēsture	34
3.1.1. Nākamās dienas cenu raksturojums	34
3.2. Metodoloģija	35

3.2.1.	Metode	35
3.2.2.	Analizētie faktori	35
3.3.	Rezultāti un to apspriedums	36
3.3.1.	Analīze	36
3.3.2.	Aplēstā ietekme – izmaiņas patēriņā.....	38
3.3.3.	Aplēstā ietekme – citi faktori.....	38
3.4.	Nebalansa cenas optimizācija.....	38
3.4.1.	Motivācija un priekšvēsture.....	38
3.4.2.	Rezultāti un to apspriedums – reģionālā koordinācija.....	39
3.4.3.	Rezultāti un to apspriedums – uzlabota aktivizācijas optimizācijas funkcija....	41
4. IZMAKSU UN IEGUVUMU NOVĒRTĒJUMS PIEPRASĪJUMREAKCIJAS IEKĀRTU TURĒTĀJAM.....		44
4.1.	Gadījumizpēte – netiešā pieprasījumreakcija.....	44
4.1.1.	Motivācija un priekšvēsture.....	44
4.1.2.	Gadījumizpētes izveide.....	46
4.1.3.	Rezultāti un to apspriedums.....	49
4.2.	Gadījumizpēte – tiešā pieprasījumreakcija	50
4.2.1.	Motivācija un priekšvēsture.....	50
4.2.2.	Gadījumizpētes izveide.....	51
4.3.	Rezultāti un to apspriedums	54
SECINĀJUMI.....		56
IZMANTOTĀ LITERATŪRA		57

PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS ZINĀTNES DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ

Promocijas darbs zinātnes doktora (*Ph. D.*) grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2022. gada 25. augustā plkst. 13.00 Rīgas Tehniskās universitātes Elektrotehnikas un vides inženierzinātņu fakultātē, Āzenes ielā 12 k-1, 306. auditorijā.

OFICIĀLIE RECENZENTI

Asociētā profesore *Dr. sc. ing.* Ļubova Petričenko,
Rīgas Tehniskā universitāte, Latvija

Profesors *Dr. sc. ing.* Saulius Gudzius
Kauņas Tehnoloģiskā universitāte, Lietuva

Vadošā plānošanas inženiere *Dr. sc. ing.* Jūlija Matevosjana,
Teksasas elektriskās drošības padome (*ERCOT*), ASV

APSTIPRINĀJUMS

Apstiprinu, ka esmu izstrādājusi šo promocijas darbu, kas iesniegts izskatīšanai Rīgas Tehniskajā universitātē zinātnes doktora (*Ph. D.*) grāda iegūšanai. Promocijas darbs zinātniskā grāda iegūšanai nav iesniegts nevienā citā universitātē.

Līga Kurevska (paraksts)

Datums:

Promocijas darbs ir uzrakstīts angļu valodā, tajā ir ievads, četras nodaļas, secinājumi, literatūras saraksts, 28 attēli, 19 tabulu, 10 pielikumu, kopā 133 lappuses, ieskaitot pielikumus. Literatūras sarakstā ir 101 nosaukums.

IEVADS

Pētījumu priekšvēsture un nozīmīgums

Klimata izmaiņu mazināšana ir atzīta par vienu no mūsu paaudzes lielākajiem izaicinājumiem. Taču, līdzīgi daudziem publiskiem labumiem, kur pozitīvos aspektus bauda daudzi, savukārt izmaksas sedz daži, atrast līdzsvaru starp izmaiņu ātrumu un izmaksām, ar kādām sastopas sabiedrība, nav viegls uzdevums. Parīzes nolīgums saskaņā ar Apvienoto Nāciju Organizācijas Vispārējo konvenciju par klimata pārmaiņām, ko kopš 2017. gada aprīļa ratificējušas 145 valstis (to skaitā arī Baltijas valstis) [1], kā arī Eiropas Komisijas “Tīras enerģijas pakete”, kas publicēta 2016. gada 30. novembrī [2], jau ir parādījuši, ka pasaules politikas veidotāji ir apņēmušies vadīt pasauli tā, lai vairāk balsītos uz atjaunīgajiem enerģijas avotiem un energoefektivitātes uzlabošanu. Šī globālā tendence ir vēl vairāk nostiprināta ar jaunākajām Eiropas Komisijas politikas iniciatīvām saistībā ar Eiropas Zaļo kursu, kura mērķis ir sasniegt Eiropas klimatneitralitāti līdz 2050. gadam.

Eiropas Zaļā kursa mērķi faktiski aptver daudzas ekonomiskās darbības jomas, sākot no atkritumu mazināšanas, meža atjaunošanas līdz transportam un ilgtspējīgai lauksaimniecībai. Taču Zaļā kursa centrā ir enerģētikas nozare. Politikas veidotāji lēš, ka enerģētikas nozare rada aptuveni 75 % no visiem siltumnīcefekta gāzu izmešiem. Jaunās prasības, mērķi un investīciju iespējas ir izveidojušas telpu, lai rastos jaunas tehnoloģijas, un paplašinājusi agrāk nerealizējami dārgu tehnoloģiju pieejamību.

Iepriekšminēto faktoru kombinācija rada fundamentālu paradigmu pārbīdi globālajā juridiskajā regulējumā, enerģētikas nozare ir piedzīvojuši jaunu produktu un pakalpojumu rašanos. Pirmkārt, energosistēmu decentralizācijas pastāvīgais pieaugums un plašāka balstīšanās uz mazāk kontrolējamiem un mazāk prognozējamiem pārtraukumainās ģenerācijas avotiem prasa pārdefinēt energosistēmu darbojošos pušu lomas un to savstarpējo atkarību. Otrkārt, ievērojams aktīvo enerģijas lietotāju (ražotājlietotāju) skaita pieaugums rada pieprasījumu pēc sekundārajiem pakalpojumiem (tehniskie, darbības, finansiālā atbalsta pakalpojumi). Treškārt, straujās izmaiņas nozares uzbūvē rada jaunus izaicinājumus sistēmu operatoriem attiecībā uz tehniskiem, darbības un cenu veidošanās (tarifu) aspektiem.

Līdztekus pašam jauno tehnoloģiju pārņemšanas ātrumam un tam sekojošajām dinamiskajām izmaiņām nozarē politikas veidotājiem ir jāizvērtē arī viszemākās izmaksas, ar kādām var nodrošināt dabiski konfliktējošu mērķu sasniegšanu – tehnisko sistēmu drošumu, jaunu, klimatneitrālu tehnoloģiju pārņemšanu un zemas enerģijas izmaksas.

Tehnisko sistēmu drošums

Elektroenerģētiskās sistēmas darbības drošums ir atkarīgs no līdzsvara starp enerģijas ražošanu un patēriņu [3]. Lai panāktu šo līdzsvaru, jāņem vērā katrs pieslēguma punkts tīklam [4]. Tradicionāli tas tiek risināts, sadalot sistēmu daudzus nebalansa apgabalos, no kuriem katrā ir tirgus dalībnieks, kurš ir finansiāli atbildīgs par to, lai nodrošinātu, ka visa apgabalā saražotā enerģija tiek

pārdota un visa nebalansa apgabalā patērētā enerģija tiek nopirkta. Šie tirgus dalībnieki tiek saukti par – balansatbildīgām pusēm (BAP) (angļu val. – *balance responsible parties, BRP*). Balansatbildīgās puses nodrošina līdzsvaru, prognozējot enerģijas pieprasījumu un piedāvājumu savos nebalansa apgabalos un nodrošinot atbilstošu enerģijas tirdzniecību nākamās dienas un tekošās dienas tirgos.

Ja balansatbildīgās puses pareizi neprognozē pieprasījumu un piedāvājumu, energosistēmā var rasties enerģijas pārpalikums vai deficīts. Prognozēšanas kļūdas tiek labotas reālā laikā, un to veic pārvades sistēmu operatori (PSO), izmantojot balansēšanas tirgu. Pietiekamu balansējošo enerģijas rezervju nodrošināšana ir izšķiroši svarīga pārvades sistēmu operatoriem, jo bez tām nav iespējams uzturēt energosistēmas līdzsvaru, kas atkarībā no savienojumiem ar citām energosistēmām var radīt nepieciešamību dārgi iegādāties balansējošo enerģiju no citiem pārvaldības apgabaliem vai arī nelabvēlīgas sistēmas frekvences svārstības.

Energosistēmas balansēšanas izmaksas tiek segtas no nebalansa maksājumiem no tām BAP, kuru faktiskais patēriņš/ģenerācija ir atšķirusies no prognozētā. Attiecīgi, jo lielākas ir balansēšanas enerģijas izmaksas, jo lielākas ir soda naudas par prognozēšanas kļūdām, attiecīgi – jo dārgāka kļūst enerģija mazumtirgos. Galvenais augstās balansēšanas cenas ietekmējošais faktors ir balansēšanas resursu trūkums. Pašreiz Baltijā balansēšanas resursus nodrošina tikai elektroenerģijas ražotāji. Turklāt kopš kopējā Baltijas balansēšanas tirgus atvēršanas un tai sekojošās pastiprinātās nacionālo balansēšanas resursu izmantošanas (aizstājot balansēšanas energoresursus no Krievijas PSO) var novērot pirmos priekšvēstnešus balansēšanas resursu trūkumam [5].

Turklāt saskaņā ar Baltijas ģenerācijas atbilstības ziņojumu sagaidāms, ka nākamo 10–15 gadu laikā balansēšanas rezervēm nepieciešamais jaudas apjoms palielināsies sakarā ar pārtraukumainās ģenerācijas daudzuma palielināšanos un plānoto Baltijas energosistēmu desinhronizāciju ar Krievijas apvienoto energosistēmu. Tajā pašā laikā ģenerācija no dažiem enerģijas avotiem, kas parasti tikuši izmantoti balansēšanas vajadzībām Baltijas valstīs (termoelektrostacijas Igaunijā), samazināsies līdz pat 50 % sakarā ar degslānekļa elektrostaciju konkurētspējas zudumu, ko radīs pieaugošās SO₂ un NO₂ emisiju izmaksas [5].

Viss minētais skaidri liecina par to, ka ir nepieciešami papildu avoti balansēšanas rezervēm. Pieprasījumreakcija (PR) ir daudzsoļošs balansēšanas enerģijas avots. PR integrēšana balansēšanas enerģijas tirgos var sniegt ievērojamus finanšu ietaupījumus tīkla operatoriem un tirgus dalībniekiem un veicināt optimālu resursu sadali [6]. Daži lieli patērētāji Baltijas valstīs jau ir ieinteresējušies par pakalpojumu sniegšanu pārvades sistēmu operatoriem. Taču, lai atvieglotu PR dalību energosistēmu balansēšanā, pakalpojumam jādod ekonomiski ieguvumi esošajiem tirgus dalībniekiem un PR pakalpojuma sniedzējiem. No politikas veidotāju viedokļa energosistēmas drošums ir izšķiroši svarīgs ekonomikas funkcionēšanai, to nedrīkst apdraudēt, ne arī eksperimentēt ar to.

Klimatneitrālu risinājumu pārņemšanas atvieglošana

Lai gan tehnoloģiju pieejamība ir nepieciešams priekšnosacījums sabiedrības uzvedības maiņai, ar pašu iespēju vien nepietiek, lai sabiedrībā notiktu vispārējas izmaiņas. Balstoties uz

veiktajiem pētījumiem, vairums racionāli domājošo tirgus dalībnieku izvēlas iesaistīties jaunās iniciatīvās, kas balstītas trijos pamatapsvērumos – finanšu ieguvumi un sociālie ieguvumi, kas samēroti ar administratīvo un organizatorisko slogu. Labi funkcionējošs tiesiskais regulējums veicinātu šādu tehnoloģiju izmantošanu, kā arī tādu patērētāju un piegādātāju uzvedību, kas sniedz lielāku sociālo labumu nekā minētās politikas ieviešanas un uzturēšanas izmaksas. Savukārt nepareizi izveidots tiesiskais regulējums var veicināt neefektīvu resursu sadalījumu, gan pārmērīgi subsidējot noteiktas darbības, gan veicinot privātas investīcijas, kas mazina investoru labklājību.

Zemas enerģijas izmaksas

Elektroenerģijas izmaksas sastāv no trim pamatkomponentiem: resursa izmaksas (Latvijā apmēram 40 % no kopējām izmaksām veido elektroenerģijas cena); elektroenerģijas transportēšanai nepieciešamās infrastruktūras uzturēšanas un attīstības izmaksas (Latvijā apmēram 30 % no kopējām enerģijas izmaksām veido tīkla pakalpojumi); kā arī nodokļi un nodevas (Latvijā aptuveni 30 % no kopējām enerģijas izmaksām veido pievienotās vērtības nodoklis un obligātā iepirkuma komponente).

Lai gan ilgtermiņa robežizmaksas elektroenerģijas ražošanai no atjaunīgajiem avotiem laika gaitā samazinās tehnoloģiskā progresa dēļ, ģenerācijas no pārtraukumainajiem avotiem un izkļiedētās ģenerācijas pieaugums, kā arī pastāvīgais elektroenerģijas pieprasījuma pieaugums ne tikai veicina elektroenerģijas cenu svārstīgumu, bet arī rada jaunus izaicinājumus energosistēmu infrastruktūrai. Vienu šīs parādības aspektu ilustrē gadījums Dienvidkvīnslendā (Austrālijā), kur 2009.–2014. gada periodā saules paneļu kopējā uzstādītā jauda pieauga no 187 MW līdz 4092 MW [7] un iedzīvotāju sektora procents, kam bija uz jumta montējamie saules paneļi, sasniedza 25 %. Šādas izmaiņas mazināja elektroenerģijas daudzumus, kas tika patērēti, izmantojot sadales sistēmu, bet tās neatstāja vērā ņemamu iespaidu uz sistēmas izmaksām; uz apjomu balstītie sadales sistēmas tarifi pieauga par 112 % [8]. Šis apstāklis ilustrē to, ka nepareizi izveidota vai nepietiekami elastīga cenu veidošanas stratēģija par sistēmas pakalpojumiem var radīt nevēlamas sekas. Ņemot vērā to, ka priekšroka arvien vairāk tiek dota elektriskajam transportam, kā arī uz elektrību balstītām apkures, ventilācijas un dzesēšanas sistēmām, elektroenerģijas pieprasījumam ir pastiprināta tendence grupēties augsta un zema pieprasījuma periodos, kā rezultātā parasti pīķa slodzes pieprasījums apsteidz ikgadējā patēriņa pieaugumu. Šīs tendences turpina veicināt elektroenerģijas cenu un sistēmas pakalpojumu izmaksu paaugstināšanos.

Pieprasījuma reakcijas potenciāls

Apsverot alternatīvus instrumentus sistēmas elastīguma palielināšanai ar klimatam un izmaksām draudzīgiem risinājumiem, viens no šādiem instrumentiem ir produktu/pakalpojumu kategorija, ko sauc par pieprasījuma reakciju. ASV Federālā enerģijas regulēšanas komisija pieprasījuma reakciju (PR) definē šādi: “Izmaiņas gala patērētāju elektroenerģijas patēriņā salīdzinājumā ar to normālo patēriņa veidu, reaģējot uz elektroenerģijas cenas izmaiņām laika gaitā vai uz stimulējošiem maksājumiem, kas izveidoti, lai veidotu zemāku izmantotās enerģijas daudzumu laikā, kad vairumtirgū cenas ir augstas vai kad ir apdraudēts sistēmas drošums”. Pieprasījuma reakciju var iedalīt divās grupās: netiešā PR un tiešā PR. Netiešā PR (“uz cenu balstītā” PR) nozīmē to, ka patērētāji izvēlas darboties pie laikā mainīgām elektroenerģijas cenām un/vai laikā mainīgiem tīkla

tarifiem, kas atspoguļo elektroenerģijas reālās izmaksas izmantošanas brīdī un ļauj patērētājiem reaģēt uz šo cenu atkarībā no viņu pašu vēlmēm. Tiešā PR attiecas uz programmu, kur pieprasījums tiešā veidā konkurē ar piedāvājumu vairumtirdzniecības, balansēšanas un palīgpakalpojumu tirgos, tieši vai ar agregatoru pakalpojumu starpniecību.

Kā apspriests [9–11], pieprasījumreakcija spēj palielināt sistēmas atbilstību un ievērojami samazināt nepieciešamo investīciju apjomu tīkla attīstībā un maksimumstundu ģenerācijā, pārvirzot patēriņu prom no laika, kad pieprasījums ir augsts, kā arī spēj darboties kā ekonomisks balansēšanas resurss ģenerācijai no mainīgiem atjaunīgajiem avotiem. Palielinot sistēmas stabilitāti, pieprasījumreakcija mazina nepieciešamību pēc tradicionālajiem, bieži neefektīvajiem enerģijas avotiem. Turklāt tā samazina nepieciešamību pēc lokālām investīcijām tīklā, jo pārbīda patēriņu prom no maksimumstundām reģionos, kur tīklu ietilpība ir mazāka [11]. Pieprasījumreakcija sniedz šos labumus, nodrošinot patērētājus – iedzīvotājus, uzņēmumus, ražotājus – ar vadības signāliem un/vai finansiāliem stimuliem, lai tie pielāgotu savu patēriņu stratēģiskos laika momentos, līdz ar to veicinot patērētāju iesaisti.

Lai gan šķiet, ka pastāv vienprātība attiecībā uz nepieciešamību enerģētikas nozarei ieviest un integrēt PR enerģijas tirgos, daudz lielākas viedokļu atšķirības ir par vēlamo tirgus ietvara izvēli gan no politikas veidotāju, gan nozares pārstāvju viedokļa [12–19]. Piemēram, Austrijā PR nodrošinātājam (tai skaitā agregatoram) jānoslēdz divpusēja vienošanās par datu apmaiņu un iekšējo cenu noteikšanu ar balansatbildīgo pusi, pirms tiek sniegts elastīguma pakalpojums patērētājam; savukārt Šveicē PR nodrošinātājam šāda vienošanās ar BAP nav vajadzīga; tam ir pienākums atlīdzināt BAP par iekšējo cenu, ko noteikuši PSO. Īrijā ne BAP, ne agregatoram netiek pieprasīta maksa par izveidoto nebalansu [12], [13], [15]. Sakarā ar PR un neatkarīgā agregatora, kas piedāvāts Eiropas Komisijas “Tīras enerģijas paketē”, pieaugušo lomu ES dalībvalstīs ir atsākušas diskusijas par PR integrēšanu dalībvalstu enerģijas tirgos paātrinātā tempā. Taču, kā minēts iepriekš, ieviešot jaunu tiesisko regulējumu, ir nepieciešama ievērojama apjoma analīze, lai izvairītos no sociālā labuma zaudēšanas.

Promocijas darba hipotēze, mērķis un uzdevumi

Hipotēze

Izveidojot piemērotu tiesisko regulējumu, pieprasījumreakcijas pakalpojumi spēj nodrošināt ekonomisku un energoefektīvu rīku sistēmas elastīguma paaugstināšanai, kā arī mazināt resursu cenu un sistēmas cenu svārstīgumu, ko rada ģenerācijas pieaugums no pārtraukumainajiem enerģijas avotiem Baltijas reģionā.

Mērķis

Izstrādāt un novērtēt piemērotu piedāvājumu tiesiskā regulējuma galvenajām sastāvdaļām, lai atvieglotu pieprasījumreakcijas pakalpojumu attīstību un veicinātu darbību netraucējošu galalietotāju iesaisti enerģētikas pārkārtošanā.

Uzdevumi

1. Izveidot atlīdzības ietvaru, noteikt lomas un atbildību pieprasījumreakcijas pakalpojumu sniedzējam un citiem tirgus dalībniekiem.
2. Izveidot metodoloģiju, lai novērtētu enerģijas apjomu, kāds tiek pārnesti pieprasījumreakcijas gadījumā.
3. Novērtēt un pārbaudīt ietekmi, kāda pieprasījumreakcijai varētu būt uz elektroenerģijas tirgiem Baltijā.
4. Novērtēt un pārbaudīt potenciālos finansiālos ieguvumus pieprasījumreakcijas iekārtu turētājiem, iesaistoties tiešā vai netiešā pieprasījumreakcijā.

Pētījumu metodes un rīki

Šajā promocijas darbā izklāstītie pētījumi veikti, izmantojot dažādus speciāli izstrādātus modelēšanas rīkus un algoritmus, kas izveidoti RTU Enerģētikas institūtā.

Modelējot dažādos nākotnes scenārijus (2. un 3. nodaļa), izmantots *MATLAB*, lai sagatavotu ievaddatus, mērogojot un pielāgojot tos scenāriju pieņēmumiem. Iegūto rezultātu validācija un analīze veikta ar *Excel*. Lai atrisinātu 3. nodaļā aprakstītā AOF parametru meklēšanas rīka optimizācijas uzdevumu, izmantota *MATLAB* skriptēšanas vide un rīku komplekts *Global Optimization Toolbox*, lai izmantotu to piedāvātās datu apstrādes iespējas un risinātāju *patternsearch*.

Rīks *DR Assess*, kas izmantots 4. nodaļā aprakstītajā gadījumizpētē, izstrādāts, izmantojot *MATLAB* skriptēšanas vidi. Lai padarītu to lietojamu katram interesentam, izveidota autonoma aplikācija, ko iespējams izmantot standarta datorā ar *MATLAB* bezmaksas *Runtime* vidi.

Lai pārbaudītu un salīdzinātu *Nord Pool*, Elering AS, AS “Augstsprieguma tīkls”, SKM un Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centra datu kopas, izmantoti speciāli iegūti gadījumizpētes testi.

Zinātniskā novitāte

Lai atvieglotu pieprasījumreakcijas dalību jebkurā no elektroenerģijas tirgiem, ir nepieciešams algoritms pārnestās elektroenerģijas apjoma novērtēšanai. Ņemot vērā uzskaites un tirgus īpatnības Baltijas reģionā, alternatīvi algoritmi tika testēti izmantojot reālus uzskaites datusar nejausi izvēlētiem enerģijas patērētājiem, balstoties uz trīs kritērijiem – vienkāršību, precizitāti un robustumu. Tika identificēts vislabāk funkcionējošais modelis no analizētajiem četriem iespējamajiem patēriņa atsaucēs modeļiem. Turklāt, lai risinātu jautājumu par sagaidāmām izmaiņām nebalansa neregulēšanas periodā (pārejot no stundu gariem uz 15 minūšu periodiem), tika salīdzinātas alternatīvas interpolācijas metodes vēja prognozēšanas datiem un identificēta precīzākā no tām. Pētījumu rezultāti, novērtējot pārnestās elektroenerģijas apjomu, sniedz konkrētu novērtējumu par vislabāk funkcionējošajiem algoritmiem Baltijas enerģijas tirgu kontekstā.

Attiecībā uz kompensācijas (atlīdzināšanas) metodoloģiju tika izskatīts visaptverošs Eiropas Savienībā izmantoto modeļu pārskats, analizējot to piemēroftību Latvijas tiesiskajai un tirgus videi.

Par vispiemērotāko tika atzīta integrēta un centralizēta modeļa kombinācija. Patlaban šis ieteikums ir daļēji iestrādāts valsts likumdošanā.

Pētot, kā pieprasījuma reakcija ietekmētu enerģijas cenas, tika aplūkoti divi galvenie tirgi – Baltijas balansēšanas tirgus un Baltijas nākamās dienas tirgus. Balansēšanas tirgus izpētei tika veikti vairāki novērtējumi. Pirmais – lai atvieglotu balansēšanas resursu optimālu aktivizāciju pārvades sistēmas operatoram, ir izveidots speciāls rīks, AOF parametru meklētājs. Tajā ietilpst sarežģīts algoritms, kas atdarina PSO dispečera darbības, pasūtot manuālās palaišanas sekundārās rezerves (*mFRR*) produktus, lai uzturētu enerģosistēmas līdzsvaru. Tālākai vērtēšanai tika izmantoti vairāki matemātiskie modeļi, lai vērtētu izmaksu un ieguvumu analīzi. No otras puses, lai novērtētu ietekmi uz nākamās dienas tirgu, tika veikta vairākfaktoru analīze par nākamās dienas cenu noteikšanu.

Lai novērtētu iekārtu īpašnieku pieprasījuma reakcijas pakalpojuma izmaksas un ieguvumus, pirmām kārtām ir izveidots pieprasījuma reakcijas novērtēšanas rīks. Tas balstās uz Montekarlo modelēšanu, lai varētu pienācīgi ņemt vērā nenoteiktības, kas raksturīgas elektroenerģijas tirgiem, un sniegt varbūtiskus rezultātus par ieguvumiem, kādus var gūt galalietotājs, sniedzot tiešu PR tirgum vai ieviešot netiešu PR. Lai gan rīks ir veidots Latvijas gadījumam, ņemot vērā pastāvošos kopējā Baltijas balansēšanas tirgus un *Nord Pool* nākamspēdienas tirgus ietvarus, to varētu viegli piemērot arī citām gadījumizpētēm, kur tirgus organizācija ir līdzīga. Turklāt 2020. gadā finansiālie ieguvumi, ko sniedz dalība pieprasījuma reakcijas pakalpojumos tika izmēģināti reālā vidē, balstoties uz siltumsūkņu sistēmu. Alternatīvie izvērtējumi sniedz caurskatāmāku vērtējumu.

Pētījumu praktiskā nozīme

Pētījumi, ko autore veikusi promocijas darba izstrādes laikā, ir iekļauti vairākos pētniecības un inovāciju projektos. To saraksts sniegts tālāk tekstā. Projektu skaitā ir ne tikai nacionāla un starptautiska mēroga zinātniski projekti, bet arī līgumdarbs liela nozares spēlētāja vajadzībām.

1. Pētniecības līgums “Matemātisko modeļu izstrāde patēriņa elastības potenciāla noteikšanai un balansēšanas aktivizācijas optimizācijai” (2017–2018), pasūtītājs: AS „Augstsprieguma tīkls.”

2. Projekts “Viedās enerģētikas stratēģiskā un operatīvā vadība (*I-POWER*)” (2018–2021), finansē Latvijas Zinātnes padome.

3. Projekts “Ilgtspējīga Latvijas enerģosistēmas attīstība un integrācija Eiropā (*FutureProof*)” (2018–2021), finansē Latvijas Republikas Ekonomikas ministrija nacionālā pētījumu programmā “Enerģija”.

Autores personiskais ieguldījums

Promocijas darba izstrādes gaitā autore piedalījās vairākos sadarbības projektos, kuru ietvaros notika cieša sadarbība ar citiem RTU Enerģētikas institūta darbiniekiem. Proti, AOF parametru meklēšanas rīks un pieprasījuma reakcijas novērtēšanas rīks izstrādāti, autorei sadarbojoties ar pētniekiem K. Baltputni un Z. Broku profesora A. S. Sauhata vadībā. Autore deva ieguldījumu visos darba posmos, īpaši matemātiskā modeļa izveidē un attīstībā, kā arī veica gadījumizpētes un analizēja to rezultātus.

Rezultātu aprobācija

Promocijas darbā iekļautie pētījumu rezultāti apspriesti sešās starptautiskās zinātniskās konferencēs.

Zinātniskais raksts, kas saistīts ar 1. nodaļu “Atlīdzināšanas metodoloģija”

1. **Sadovica L.**, Marcina K., Lavrinovics V., Junghans G.; “*Facilitating energy system flexibility by Demand Response in the Baltics — choice of the market model*”; 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 2017 ISBN: 978-1-5386-3846-0; DOI 10.1109/RTUCON.2017.8124834.

Zinātniskie raksti, kas saistīti ar 2. nodaļu “Patēriņa atsaucēs metodoloģija”

2. **Sadovica L.**, Lavrinovics V., Sauhats A.S., Junghans G.; Lehtmeets K.; “*Estimating the energy transferred in the event of demand response activation: baseline model comparison for the Baltic States*”; 15th International European Energy Market Conference, 2018; ISBN: 978-1-5386-1488-4; DOI: 10.1109/EEM.2018.8469796.
3. **Kurevska L.**, Sile T., Sauhats, A.S.; “*Developing an economically advantageous wind forecasting method for electricity market design with a 15-minute imbalance settlement period*”; 16th International European Energy Market Conference 2019; E-ISBN: 978-1-7281-3942-5; DOI: 10.1109/EEM.2019.8916574.
4. **Kurevska L.**, Lavrinovics V., Junghans G.; “*Harmonization of Imbalance Settlement Period Across Europe: the Curious Case of Baltic Energy Markets*”, in: *60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University*, 2019, e-ISBN: 978-1-7281-3942-5; DOI: 10.1109/EEM.2019.8916254.

Zinātniskie raksti, kas saistīti ar 3. nodaļu “Ietekmes uz tirgus cenām novērtējums”

5. **Kurevska L.**, Lavrinovics V., Junghans, G. Sauhats, A.S.; “*Measuring the impact of demand response services on electricity prices in Latvian electricity market*”; 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 2020; e-ISBN: 978-1-7281-9510-0; DOI: 10.1109/RTUCON51174.2020.9316485.
6. Broka Z., Baltputnis K., Sauhats A.S., Junghans G., **Sadovica, L.**; Lavrinovics V.; “*Towards optimal activation of balancing energy to minimize regulation from neighboring control areas*”; 15th International European Energy Market Conference 2018; e-ISBN: 978-1-5386-1488-4; DOI: 10.1109/EEM.2018.8469935.
7. Silis A., Ertmanis K., **Kurevska (Sadovica) L.**, Junghans G., Sauhats, A.S.; “*Benefits of regional balancing areas*”. In: 16th International European Energy Market 2019 Conference e-ISBN: 978-1-7281-1257-2 DOI: 10.1109/EEM.2019.8916254.

Zinātniskie raksti, kas saistīti ar 4. nodaļu “Izmaksu un ieguvumu novērtējums pieprasījumu reakcijas iekārtu turētājam”

8. **Sadovica L.**, Lavrinovics V., Sauhats, A.S., Junghans G., Baltputnis K., Broka Z.; “*Case study — assessing economic potential for demand response in Baltic balancing market*”; 59th

International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, 2018; ISBN: 978-1-5386-6903-7; DOI: 10.1109/RTUCON.2018.8659901.

9. **Kurevska L.**, “Heat Pump Optimization Strategies for Participation in Price-Controlled Demand Response in the Latvian Electricity Market”; Latvian Journal of Physics and Technical Sciences, vol. 58, no. 3, 2021, pp. 98–107. <https://doi.org/10.2478/lpts-2021-0019>.
10. Broka, Z., Baltputnis, K., Sauhats, A.S., **Sadovica, L.**, Junghāns, G.; “Stochastic Model for Profitability Evaluation of Demand Response by Electric Thermal Storage. In: 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University” (RTUCON 2018), Latvia, Riga, 12–14 November 2018. Piscataway, NJ: IEEE, 2018, pp. 449–454. ISBN 978-1-5386-6904-4. e-ISBN 978-1-5386-6903-7. doi:10.1109/RTUCON.2018.8659837.

Promocijas darba struktūra

Promocijas darbs uzrakstīts angļu valodā. Promocijas darbā ir ievads, četras pamatnodaļas, secinājumi un izmantoto avotu saraksts ar 101 avotu. Promocijas darbā ir 28 attēli, 19 tabulu, 10 pielikumu, kopā 133 lappuses.

1. nodaļā sniegts ievads par to, cik tālu Eiropas Savienībā ir progresējuši pieprasījuma reakcijas pakalpojumi un elastības pakalpojumi kopumā. Nodaļā dota taksonomija un lēmumu pieņemšanas algoritms, uz kura pamata politikas veidotāji var izvērtēt vislabāko pieeju tirgus lomām un pienākumiem konkrētos tirgus apstākļos. Nodaļas noslēgumā sniegts alternatīvu atbildzināšanas modeļu salīdzinājuma izvērtējums un piedāvājums kombinēt centrālo norēķinu modeli un integrēto modeli kā vispiemērotāko rīcību Baltijas pašreizējos tirgus apstākļos.

2. nodaļā sniegts alternatīvo metodoloģiju apskats, lai noteiktu enerģijas patēriņa līmeni, kāds būtu bijis, ja nebūtu notikusi pieprasījuma reakcijas aktivizācija. Šis aprēķinātais patēriņš ir izšķiroši svarīgs tiešās pieprasījuma reakcijas pakalpojumu integrācijai jebkurā no vairumtirgiem vai atļaujas došanai pieprasījuma reakcijai sniegt palīgpakalpojumus sistēmu operatoriem. Nodaļā sniegts salīdzinājums par četriem patēriņa atsaucē aprēķina modeļiem (divi no tiem ir autores piedāvāti). Salīdzinošā analīze balstās uz robustumu (izmantojot neto vidējo prognozes kļūdu) un precizitāti (izmantojot absolūto vidējo prognozes kļūdu). Salīdzinājumam izmantoti reāli 40 nejauši izvēlēti vidēji vai lieli Baltijas patērētāju uzskaites dati. Rezultātā patēriņa atsaucē modelis UK PAM tiek identificēts kā vislabāk funkcionējošais, gan no precizitātes, gan no robustuma viedokļa. Atzīstot, ka pašlaik Baltijā viedajiem skaitītājiem tiek izmantota laika izšķirtspēja ar 1 stundas soli, bet, sākot no 2025. gada (vēlākais), nebalanss būtu jāaprēķina, balstoties uz 15 minūšu izšķirtspēju, alternatīvie interpolācijas algoritmi tiek salīdzināti, balstoties uz gadījumizpēti par vēja ģenerācijas prognozēm. Vislabāk funkcionējošais interpolācijas algoritms, balstoties uz pētījumu, ir splains (5. pakāpe).

3. nodaļā vērtēta un pētīta pieprasījuma reakcijas loma Baltijas elektroenerģijas tirgos. Lai saprastu potenciālo ietekmi, kāda pieprasījuma reakcijas iesaistei varētu būt, tiek vērtēti un kvantificēti faktori, kas ietekmē elektroenerģijas nākamās dienas cenu. Nodaļa pievēršas šādiem

mainīgajiem: gāzes cena; vēja ražošana; emisiju izmaksas; patēriņa izmaiņas. Balstoties uz 2019. gada nākamās dienas tirgus datiem, tiek novērtēts, ka patēriņa samazinājums par 1 MWh/h rada ikdienas vidējās cenas samazinājumu par 0,025 EUR/MWh (un samazina kopējos izdevumus par elektroenerģijas iepirkumu par 500–700 EUR jeb atstāj 20–30 EUR/MWh par katru “nepatērēto” MWh). Šī aplēse sniedz vērtīgus izejas datus, kad tiek apsvērti regulējoši rīki pieprasījuma reakcijas ieviešanai. Nodaļā iekļauts arī pārskats par diviem papildu pētījumu laukiem, kas saistīti ar pieprasījuma reakcijas piedalīšanos elektroenerģijas tirgos. Viens no tiem attiecas uz iespējamo ieguvumu reģionālu koordinēšanu balansēšanas tirgū, otrs – uz sistēmas balansēšanas procedūru pētīšanu (aktivizēšanas optimizācijas funkcija). Iegūtie dati abās jomās liecina par paaugstinātu pieprasījuma reakcijas potenciālu attiecībā uz papildpakalpojumu sniegšanu, kā arī uz skaidriem ieguvumiem kopējam regulējumam.

4. nodaļa ietver pārskatu par divu gadījumiem sniegtajiem datiem saistībā ar finansiālajiem ieguvumiem, kādus pieprasījuma reakcijas iekārtu turētājs varētu gūt, piedaloties pieprasījuma reakcijā. Viens no gadījumiem ir saistīts ar netiešu pieprasījuma reakciju, kur ieguvumi tiek testēti reālos apstākļos, izmantojot siltumsūkņus 2021. gada pirmajā ceturksnī. Otrs gadījums ir saistīts ar tiešu pieprasījuma reakciju un dalību balansēšanas tirgū. Tiešās pieprasījuma reakcijas gadījumā tiek izmantots novērtējums ar Montekarlo modelēšanu, balstoties uz vairāku ledusskapju slodzes profiliem. Iegūtie rezultāti liek domāt, ka, lai gan labumi, kas tiek gūti no netiešās pieprasījuma reakcijas, nav sevišķi lieli, tomēr iespējamie ieguvumi, piedaloties balansēšanas tirgū, var motivēt patērētājus piedalīties un investēt nepieciešamajos rīkos un procesos.

Promocijas darba **secinājums** sniegts galveno iegūto rezultātu kopsavilkums.

1. ATĻĪDZINĀŠANAS METODOLOĢIJA

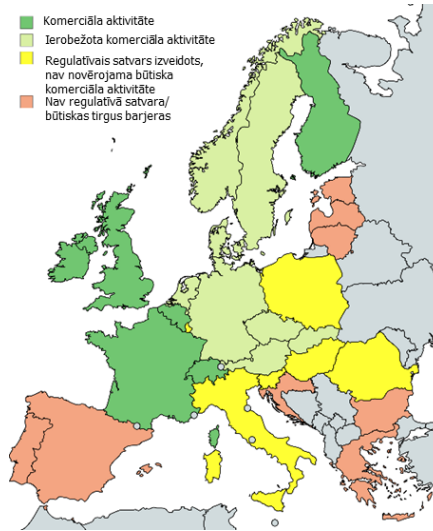
1.1. Motivācija un priekšvēsture

Parīzes nolīgums saskaņā ar Apvienoto Nāciju Organizācijas Vispārējo konvenciju par klimata pārmaiņām, ko kopš 2017. gada aprīļa ratificējušas 145 valstis (ieskaitot Baltijas valstis) [1], un 2016. gada 30. novembrī publicētā Eiropas Komisijas “Tīras enerģijas pakete” [2] ir vēlreiz parādījuši, ka globālās politikas veidotāji ir apņēmušies vadīt pasauli tā, lai plašāk izmantotu atjaunīgās enerģijas avotus un uzlabotu energoefektivitāti. Šī fundamentālā paradigmas maiņa globālajā tiesiskajā regulējumā ir raistījusi jaunu produktu un pakalpojumu rašanos enerģētikas nozarē. Viena īpaši pamanāma šādu produktu grupa tiek vispārēji apzīmēta kā pieprasījumsreakcija. ASV Federālā enerģijas regulēšanas komisija pieprasījumsreakciju (PR) definē šādi: „Izmaiņas gala patērētāju elektroenerģijas patēriņā salīdzinājumā ar to normālo patēriņa veidu, reaģējot uz elektroenerģijas cenas izmaiņām laika gaitā vai uz stimulējošiem maksājumiem, kas izveidoti, lai veidotu zemāku izmantotās enerģijas daudzumu laikā, kad vairumtirgū cenas ir augstas vai kad ir apdraudēts sistēmas drošums”.

Kā apspriests [9–11], pieprasījumsreakcija spēj palielināt sistēmas atbilstību un ievērojami samazināt nepieciešamo investīciju apjomu tīkla attīstībā un maksimumstundu ģenerācijā, pārvirzot patēriņu prom no laika, kad pieprasījums ir augsts, kā arī spēj darboties kā ekonomisks balansēšanas resurss ģenerācijai no mainīgiem atjaunīgajiem avotiem. Palielinot sistēmas stabilitāti, pieprasījumsreakcija mazina nepieciešamību pēc tradicionālajiem, bieži neefektīvajiem enerģijas avotiem. Turklāt tā samazina nepieciešamību pēc lokālām investīcijām tīklā, jo pārbīda patēriņu prom no maksimumstundām reģionos, kur tīklu ietilpība ir mazāka [11]. Pieprasījumsreakcija sniedz šos labumus, nodrošinot patērētājus – iedzīvotājus, uzņēmumus, ražotājus – ar vadības signāliem un/vai finansiāliem stimuliem, lai tie pielāgotu savu patēriņu stratēģiskos laika momentos, līdz ar to veicinot patērētāju iesaisti.

Lai gan šķiet, ka pastāv vienprātība attiecībā uz nepieciešamību enerģētikas nozarei ieviest un integrēt pieprasījumsreakciju enerģijas tirgos, daudz lielākas viedokļu atšķirības ir par vēlamu tirgus ietvara izvēli gan no politikas veidotāju, gan nozares pārstāvju viedokļa [12–19]. Piemēram, Austrijā PR nodrošinātājam (tai skaitā agregatoram) jānoslēdz divpusēja vienošanās par datu apmaiņu un iekšējo cenu noteikšanu ar balansatbildīgo pusi (BAP), pirms tiek sniegta elastīguma pakalpojums patērētājam; savukārt Šveicē PR nodrošinātājam šāda vienošanās ar BAP nav vajadzīga; tam ir pienākums atļūdzināt BAP par iekšējo cenu, ko noteicis pārvades sistēmas operators (PSO). Īrijā ne BAP, ne agregatoram netiek pieprasīta maksa par izveidoto nebalansu [12], [13], [15]. Ievērojot PR un neatkarīgā agregatora, pieaugošo lomu Eiropas Komisijas “Tīras enerģijas pakete”, ES dalībvalstis ir atsākušas diskusijas par PR integrēšanu dalībvalstu enerģijas tirgos paātrinātā tempā. Šīs nodaļas mērķis ir sniegt pārskatu par tirgus modeļiem, kādi jāapsver Baltijas politikas veidotājiem. Nodaļas galvenais devums ir pašlaik ES izmantoto tirgus modeļu apskats un kategorizēšana un kvalitatīvās novērtēšanas kritēriju noteikšana modeļu izvērtēšanai kontekstā ar balansēšanas tirgu Baltijas reģionā.

Lai gan Energoefektivitātes direktīvā (2012/27/EU) ES dalībvalstis ir mudinātas ieviest PR visos enerģijas tirgos, vairumam dalībvalstu vēl vajadzēs pilnībā pieņemt šo direktīvu praksē. Saskaņā ar nesenāko PR pārskatu 2017. gadā tikai sešas valstis (Šveicē, Francijā, Beļģijā, Somijā, Lielbritānijā un Īrijā) PR produkti aktīvi piedalās plašā enerģijas tirgu klāstā (1.1. att.) [12], [13], [15]. Tomēr pat šajās valstīs vēl aizvien pastāv atsevišķi izaicinājumi saistībā ar tirgu izveidi un/vai regulēšanu.



1.1. att. Pieprasījuma reakcijas ieviešanas pakāpe ES 2017. gadā ([13], [15]).

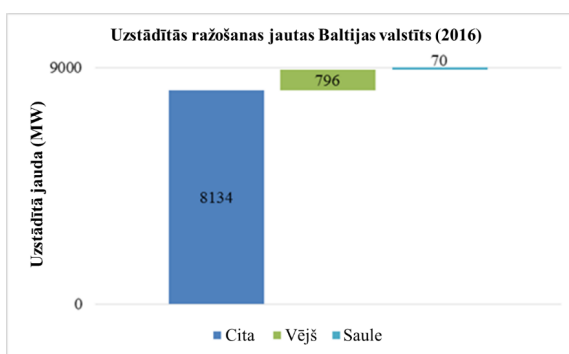
Valstis ar mazāk izteiktiem panākumiem var iedalīt trīs grupās: valstis, kurās PR ir tikusi daļēji integrēta; valstis, kurās ir tikuši attīstīti tirgus modeļi, bet nav novērota komerčiāla aktivitāte PR sektorā; valstis, kurās nav ieviests nekāds regulējums vai joprojām pastāv ļoti spēcīgas tirgus barjeras.

Politikas veidotāji Austrijā, Dānijā, Vācijā, Nīderlandē, Norvēģijā, Zviedrijā, Čehijā, Slovākijā ir sākuši strādāt PR ieviešanas virzienā, taču joprojām saglabājas spēcīgas tirgus barjeras, un tirgu izaugsme ir samērā ierobežota. Piemēram, Vācija un Ziemeļvalstis ir sākušas darbu pie neatkarīga agregatora ieviešanas, savukārt Austrija strādā, lai pakāpeniski uzlabotu pašlaik izmantoto divpusējās vienošanās modeli. Slovēnijas, Itālijas un Polijas politikas veidotāji strādā pie PR sākotnējās ieviešanas enerģijas tirgos, un tiek sagaidīta tirgus aktivitāte; savukārt Rumānijā, Ungārijā un Luksemburgā ir izveidots regulējums, taču sakarā ar tirgus barjerām vai energosistēmu raksturlielumiem šie tirgi ir kļuvuši neaktīvi. Spānijas, Portugāles, Baltijas valstu, Grieķijas, Horvātijas un Bulgārijas politikas veidotājiem vēl ir jāizveido pamata regulējums pieprasījuma reakcijai vai jānovērš ievērojamas tirgus barjeras [12–14]. Kopumā situāciju ES var raksturot kā diezgan nevienmērīgu.

1.1.1. Pieprasījumsreakcijas virzītājfaktori Baltijas valstīs

Neprognozējamās ģenerācijas pieaugums

Līdzīgi tendencēm Centrāleiropā un Dienvidēiropā, Baltijas valstu enerģētiskā sistēma kļūst atkarīgāka no neprognozējamās izkliedētās ģenerācijas. Kopš 2010. gada vēja enerģijas ģenerācijas apjoms ir pieaudzis vairāk nekā trīskārt, un pašlaik kopējā vēja iekārtu jauda Baltijā ir sasniegusi gandrīz 796 MW, savukārt saules iekārtu jauda ir 70 MW (1.2. att.). Kopš 2016. gada neprognozējamās (izkliedētās) ģenerācijas (no vēja un saules) uzstādītā jauda veido vairāk nekā 10 % no kopējās ģenerācijas jaudas Baltijā (1.2. att.). Turklāt vērojama augšupejoša tendence – vēja ģenerācijas iekārtām jau ir bijis visaugstākais uzstādītās jaudas pieauguma temps, un sagaidāms, ka tas tālāk pastiprināsies, Igaunijā pēc 2020. gada, samazinoties enerģijas ražošanai no degslānekļa, sakarā ar prasību pēc mazākiem CO₂ izmešiem.



1.2. att. Uzstādītā ģenerācijas jauda Baltijas valstīs 2016. gadā. Avots: ENTSO-E.

Augstāka balansēšanas tirgus likviditāte

Patlaban Latvijā ir tikai viena juridiskā persona, kas piedalās balansēšanas tirgū. Lai gan vēl nav bijis situācijas, kad visi iesniegtie balansēšanas piedāvājumi tiek aktivizēti, situācija ar vienu tirgus dalībnieku tradicionāli tiek uzskatīta par suboptimālu. Jauna produktu tipa (PR) atļaušana diversificētu balansēšanas tirgus piedāvājumu klāstu. Turklāt elastīguma trūkums pieprasījuma pusē nosaka zemu enerģijas cenu elastību [20]. Paaugstinātam elastīgumam pieprasījuma pusē būtu pozitīva ietekme uz tirgus cenām visos enerģijas tirgos (tostarp arī balansēšanas tirgū).

Tiesiskā regulējuma prasības

Eiropas Komisijas izveidotajā tiesiskajā regulējumā gan esošajās, gan gaidāmajās prasībās jau ir uzsvērts, ka dalībvalstīm ir jāizveido tirgus modelis, kur pieprasījumsreakcijas resursu īpašnieki (gan rezidenti, gan arī nerezidenti) var brīvi piedalīties attiecīgajos enerģijas tirgos. Saskaņā ar [12], [13], [15], lai arī nevienā no valstīm nepastāv īpaši šķēršļi, kas neļautu īstenot pieprasījumsreakciju, piemērota regulējuma trūkums PR ieviešanai dažādos enerģijas tirgos ir

padarījis PR ieviešanu praktiski neiespējamu. Turklāt “Tīras enerģijas pakete”, kas tika publicēta 2016. gada 30. novembrī, joprojām nosaka tirgus modeļa prasības detalizētāk nekā iepriekš [2]. Konkrētās prasības apskatītās tālākajās nodaļās.

Desinhronizācija no Krievijas Apvienotās enerģosistēmas

Desinhronizācija no Krievijas Apvienotās enerģosistēmas (IPS/UPS) ir viena no prioritātēm, kas minētas ES Enerģijas stratēģijā. Lai gan konkrēts desinhronizācijas datums vēl nav noteikts, Baltijas valstu pārvaldes sistēmu operatori ir vienprātīgi, ka sagatavošanas darbi šim notikumam būtu jāsāk jau tagad. Kā visreālākie varianti desinhronizācijas plānam ir ieteikti šādi trīs scenāriji:

- Baltijas valstis darbojas sinhroni ar kontinentālo Eiropu (Lietuvas–Polijas augstsprieguma maiņstrāvas starpsavienojums), ieskaitot netiešo tirgus sasaisti, ko atbalsta esošās augstsprieguma līdzstrāvas saites;
- Baltijas valstis darbojas sinhroni ar Ziemeļvalstīm (Igaunijas–Somijas augstsprieguma maiņstrāvas starpsavienojums), ieskaitot netiešo tirgus sasaisti, ko atbalsta esošās augstsprieguma līdzstrāvas saites;
- Baltijas valstis darbojas salas režīmā, ieskaitot netiešo tirgus sasaisti, ko atbalsta esošās augstsprieguma līdzstrāvas saites.

Lai gan šo pieeju tehniskās detaļas un izmaksas ārkārtīgi atšķiras, tās visas izvirza būtisku priekšnoteikumu, ka Baltijas valstu enerģētiskajai sistēmai jābūt ar lielāku elastīgumu [21].

Salīdzinot Baltijas valstis ar citām ES valstīm attiecībā uz galvenajiem virzītājspēkiem PR attīstībai, ir skaidrs, ka daudzi aspekti sakrīt. Neprognozējamās ģenerācijas pieaugums vismaz zināmā pakāpē ir vērojams visās ES valstīs. Arī vajadzība pēc augstākas likviditātes balansēšanas tirgū ir gandrīz universāla visā ES. Ņemot vērā to, ka Baltijas reģions šobrīd iekļaujas Krievijas Apvienotajā enerģosistēmā un vēja un saules enerģijas izplatība Baltijā joprojām nesasniedz Rietumeiropas valstu līmeni, izriet, ka PR integrēšanas enerģijas tirgos subjektīvā nepieciešamība Baltijā ir salīdzinoši zemāka nekā, piemēram, Īrijā vai Dānijā. Turklāt ES politikas un regulējošās prasības ir vienādas visām ES valstīm. Baltijas reģionā unikālākais virzītājspēks PR ieviešanai ir gaidāmā desinhronizācija no Krievijas Apvienotās enerģosistēmas. Jau ir zināms, ka brīdī, kad šī desinhronizācija notiks, PR tirgum jau jāpastāv, it īpaši attiecībā uz balansēšanas un rezervju tirgiem. Balstoties ES pieredzē, var teikt, ka laika sprīdis, lai PR tirgus kļūtu komerciāli aktīvs, ir pieci vai pat vairāk gadi [13]. Līdz ar to tirgus noteikumi būtu jāizstrādā un jāievieš jau tagad.

1.1.2. Baltijai paredzēto juridisko prasību apskats

Pirms Eiropas Komisija (EK) 2016. gada 30. novembrī publicēja projektu “Tīras enerģijas pakete”, galvenais EK normatīvais akts attiecībā uz pieprasījumu reakciju un agregāciju bija Energoefektivitātes direktīva (2012/27/EU) [22]. Galvenās prasības šajā direktīvā attiecībā uz pieprasījumu reakciju var iedalīt četrās daļās [15].

- Būtu jāstimulē, lai pieprasījumu reakcija piedalītos līdztekus piedāvājumam, vairumtirdzniecības, balansēšanas un palīgpalpojumu tirgos.

- Pārvades un sadales sistēmu operatoriem jāizturas pret pieprasījumu reakcijas nodrošinātājiem, tostarp agregatoriem, nediskriminējošā veidā, balstoties uz to tehniskajām spējām.
- Nacionālajām regulējošajām institūcijām būtu jādefinē tehniskās modalitātes dalībai šajos tirgos, balstoties uz dalībnieku spējām.
- Šajās prasībās būtu jābūt iekļautiem agregatoriem, kas padara iespējamu pieprasījumu reakciju mazākiem patērētājiem.

“Tīras enerģijas paketē” tālāk norādītas detalizētākas un konkrētākas prasības dalībvalstīm. Divi visvairāk apspriestie normatīvie akti attiecībā uz PR ir: Direktīva par elektroenerģijas iekšējo tirgu; Regula par elektroenerģijas iekšējo tirgu.

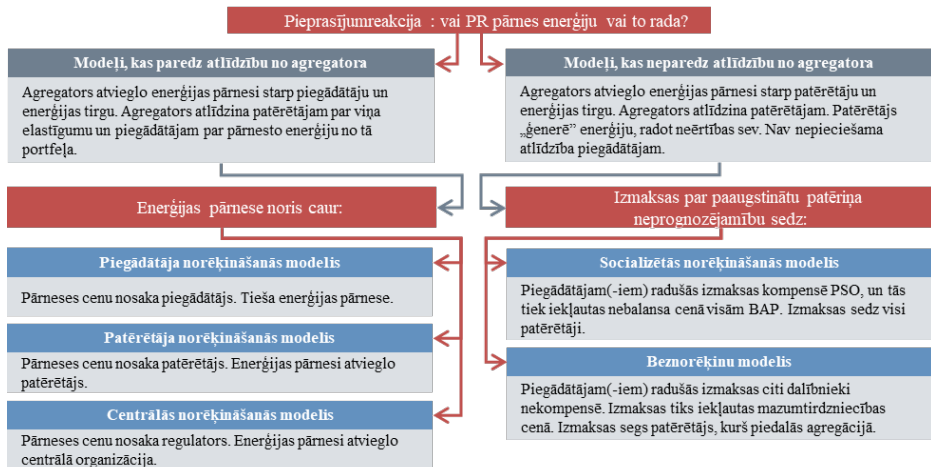
Priekšlikuma projekts Direktīvai par elektroenerģijas iekšējo tirgu attīsta sākotnējo nostāju un sniedz dalībvalstīm detalizētāku informāciju (īpaši 13. un 15. pants). Direktīva nosaka, ka nozīmīgas ir šādas darbības [2]:

- dot pieprasījuma puses resursiem (privātiem un profesionāliem) piekļuvi visiem tirgiem (vairumtirdzniecības, balansēšanas, palīgpakalpojumu) visās laika perspektīvās un ieviest jaunu pienākumu – atlīdzināt klientiem par elastīgumu;
- ļaut patērētājam piedalīties pieprasījumu reakcijā (tiešā veidā vai ar agregācijas palīdzību) bez piegādātāja piekrišanas, kā arī nomainīt agregācijas pakalpojumu sniedzēju bez soda naudas maksāšanas;
- dot iespēju neatkarīgiem agregatoriem, nodrošinot, lai viņi varētu ienākt tirgū bez piegādātāja piekrišanas un piedalīties enerģijas tirgos, neatlīdzinot par to piegādātājam un/vai elektroenerģijas ražotājam.

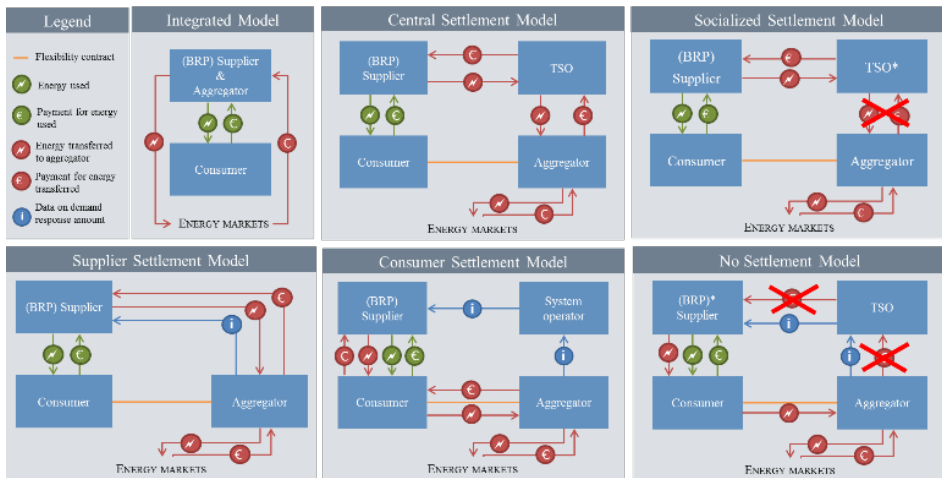
Direktīvai par elektroenerģijas iekšējo tirgu bija jābūt pilnībā pārņemtai dalībvalstīs līdz 2021. gada janvārim. Pašlaik visās trīs Baltijas valstīs notiek atbilstošu noteikumu iekļaušana nacionālajā likumdošanā.

1.2. Alternatīvu atlīdzināšanas modeļu apskats

Eiropas Savienībā prezentētos modeļus [11–19] vispārēji var iedalīt sešos pamattipos. Katrā no pamattipiem iespējamas dažādas modeļa variācijas. Pastāv divas galvenās modeļu pamattipu grupas: modeļi, kuros agregators tieši vai netieši atlīdzina piegādātājam par pārnesto enerģiju (piegādātāja norēķināšanās modelis, patērētāja norēķināšanās modelis, centrālās norēķināšanās modelis); modeļi, kuros agregatori ne tieši, ne netieši neatlīdzina piegādātājam par enerģijas pārnesei (socializētās norēķināšanās modelis, beznorēķinu modelis). Integrētajā modelī nekāda enerģijas pārnese nenotiek (un nav nepieciešams kompensācijas mehānisms). Katrai no grupām ir apakšiedalījums. “Atlīdzināšanas grupai” apakšiedalījumu nosaka puse, ar kuras palīdzību piegādātājam tiek nodrošināta atlīdzība. “Bezatlīdzības grupai” apakšiedalījumu nosaka klientu grupa, kuri galu galā sniedz atlīdzību piegādātājam (1. att.). Attiecības starp dažādiem tirgus dalībniekiem katrā no modeļiem redzamas 1. attēlā.



1.3. att. Piedāvātā tirgus modeļu taksonomija.



1.4. att. Lomas un pienākumi dažādos tirgus modeļos ([11], [14], [16–19]).

1.3. Kvalitatīvā analīze

Iepriekšējās nodaļās sniegtais apskats veido pamatu minēto modeļu izvērtēšanai Baltijas reģiona kontekstā. Labā prakse kopā ar pieprasījumu reakcijas integrācijas Baltijas enerģijas tirgū virzītājfaktoriem, kā arī paredzamās izmaiņas tiesiskajā regulējumā liek spriest, ka modeļiem būtu ne tikai jāatbilst spēkā esošajai likumdošanai, bet arī tam būtu jāpiemīt šādām īpašībām:

- iekļaujošs – tirgus modelis nodrošina, ka nepastāv ienākšanas barjeras neatkarīgajam agregatoram;
- taisnīgs – tirgus modelis attiecas pret agregatoriem kā pret enerģijas pārneses atvieglotajiem tirgus dalībnieku starpā;
- vienkāršs – tirgus modelis ir savietojams ar pastāvošajiem datu apmaiņas procesiem un neprasa nozīmīgas investīcijas IT infrastruktūrā vai administratīvajos procesos citiem tirgus dalībniekiem.

1.5. attēlā sniegts iepriekšminēto modeļu salīdzinājuma kopsavilkums.

Tirgus modelis	Iekļaujošs	Taisnīgs	Vienkāršs
Integrētais	x	✓	✓
Piegādātāja norēķināšanās modelis	x	✓	✓
Patērētāja norēķināšanās modelis	✓	✓	x
Centrālās norēķināšanās modelis	✓	✓	✓
Socializētās norēķināšanās modelis	✓	x	✓
Beznorēķinu modelis	✓	x	✓

1.5. att. Tirgus modeļu salīdzinājums.

Modeļu sākotnēja kvalitatīvā salīdzināšana ļauj domāt, ka vislabākā pieeja pieprasījumu reakcijas integrācijai Baltijas balansēšanas tirgū ir divu modeļu kombinēšana:

- integrētais modelis ir vispiemērotākais piegādātājiem, kurus interesē jaunu produktu attīstīšana savam patērētāju portfelim;
- centralizētās norēķināšanās modelis ir vispiemērotākais neatkarīgiem uzņēmumiem, kurus interesē agregācijas pakalpojumu sniegšana.

Šāda modeļu kombinēšana sniegs vislabākās iespējas pašreizējiem un potenciālajiem tirgus dalībniekiem un nodrošinās, lai katram patērētājam būtu iespēja piedalīties balansēšanas tirgū. Tālākiem pētījumiem būtu jākoncentrējas uz analīzi par to, kā tirgus modelis ietekmē cenas enerģijas vairumtirgos un mazumtirgos, kā arī jāvērtē, kāds tirgus modelis vai to kombinācija būtu piemērotākie enerģijas vairumtirgiem.

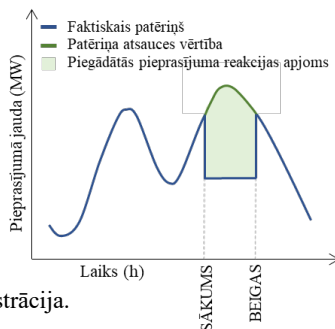
2. PATĒRIŅA ATSAUCES NOTEIKŠANAS METDOLOĢIJA

2.1. Motivācija un priekšvēsture

Pieprasījumureakcijas (PR) pakalpojums ir uz laiku notiekošas izmaiņas patērētāja enerģijas patēriņā atbilstoši cenu signāliem vai ar tiešu iejaukšanos[23]. Pieprasījumureakcija ir saistīta ar daudziem ieguvumiem, piemēram, sistēmas elastīguma pieaugumu, virzību uz sastrēgumu novēršanu tīklā, tā ir izmaksu efektīva alternatīva investīcijām tīklā un dod uzlabotu energoefektivitāti [24], [25].

Pieprasījumureakciju lielos vilcienos var iedalīt divas grupās: netiešā un tiešā pieprasījumureakcija. Netiešā (“uz cenām balstītā”) pieprasījumureakcija attiecas uz patērētājiem, kuri izvēlas saskarties ar laikā mainīgām elektroenerģijas cenām un/vai laikā mainīgiem tīkla tarifiem, kas atspoguļo elektroenerģijas reālās izmaksas tās izmantošanas laikā un ļauj patērētājam reaģēt uz šo cenu atkarībā no savām paša vēlmēm. Tiešā pieprasījumureakcija nozīmē programmu, kur pieprasījums tiešā veidā konkurē ar piedāvājumu vairumtirgos, balansēšanas un palīgpakalpojumu tirgos, tieši vai ar agregatoru pakalpojumu starpniecību. Tas tiek panākts ar kontrolētām izmaiņām slodzē, ko tirgo elektroenerģijas tirgos, nodrošinot līdzīgu resursu ģenerācijai un iegūstot līdzīgas cenas [26], [27]. Patlaban netiešā pieprasījumureakcija Latvijā un Igaunijā ir pieejama patērētājiem, izmantojot elektroenerģijas piegādes līgumus, kur mazumtirdzniecības cena ir piesaistīta tūlītējai cenai (angļu val. – *spot price*). Sākot no 2017. gada nogales, Igaunijā notiek PR agregācijas pilotpētījums, taču ne tur, ne arī citur Baltijas valstīs tiešā PR nav komerciāli aktīva [28].

Lai tiešā PR kļūtu komerciāli aktīva, nepieciešams atfistīt tirgus ietvaru, kas aprakstītu tirgus dalībnieku finansiālās norunas (tādu kā patērētāji, agregatori, sistēmu operatori un balansatbildīgās puses). Šāda ietvara izšķiroši svarīga daļa ir sniegtās pieprasījumureakcijas novērtējums, kas arī ir pazīstama ar apzīmējumu “elektroenerģijas samazinājuma daudzums” (angļu val. – *electricity reduction amount, ERA*). Elektroenerģijas samazinājuma daudzums ir starpība starp notikušo faktisko patēriņu un prognozēto patēriņu, kas būtu noticis, ja nebūtu bijis PR aktivēšanas notikuma. Šī prognoze tiek saukta par atsaucis patēriņu, savukārt metode atsaucis patēriņa novērtēšanai tiek saukta par patēriņa atsaucis (angļu val. – *baseline model*) modeli (PAM) (2.1. att.) [29].



2.1. att. Patēriņa atsaucis ilustrācija.

Patlaban nav vispārējas vienprātības par to, kāds ir vislabākais patēriņa atsaucē modelis, un pat valstīs, kur PR komerciālā aktivitāte ir relatīvi augsta (piemēram, Apvienotajā Karalistē, Francijā, Beļģijā, ASV), modeļa izvēlei ir tendence uz nepastāvīgumu, un modeļi tiek regulāri atjaunināti, lai atspoguļotu samazinātās datu vākšanas un apstrādes izmaksas, kā arī uzlabotu izpratni par iesaistītajiem procesiem [24], [26], [27], [29]–[34]. Vairākās valstīs veikti reģionāli patēriņa atsaucē modeļu savietojamības pētījumi: ASV [29], [30], Apvienotajā Karalistē [35], Austrālijā [36] un ES kopumā [26], [27], kā arī citās. Apsverot patēriņa atsaucē modeļa piedāvājumu Baltijas reģionam, jāņem vērā papildu izaicinājumi saistībā ar datu izšķirtspēju. Parasti PR notikumi vienam mērījumu punktam var būt īsāki par 15 minūtēm. Patlaban Baltijā nebalansa neregulēšanas periods ir viena stunda, un dati, ko var izmantot finanšu norēķiniem, tiek vākti ar šādu pašu laika izšķirtspēju [28]. Nesakrītība starp PR notikuma ilgumu un pieejamo mērīšanas datu laika izšķirtspēju vēl vairāk sarežģī pieņemama patēriņa atsaucē modeļa izstrādi [33]. Šīs nodaļas galvenais pienesums ir patēriņa atsaucē modeļu precizitātes un asimetrijas pārbaude ar zemākas izšķirtspējas mērījumu datiem (izmantojot ikstundas datus, kas tiek parasti izmantoti Baltijā atšķirībā no vairāk populārās piecu vai 15 minūšu izšķirtspējas, kas parasti izmantota agrākos pētījumos). Šādas pārbaudes ir svarīgas, jo datu izšķirtspējas maiņai var būt ietekme uz patēriņa atsaucē modeļu relatīvo veiktspēju.

2.2. Alternatīvu patēriņa atsaucē modeļu apskats

Patēriņa atsaucē modelis tiek izmantots, lai prognozētu patēriņu, neesot PR aktivēšanas notikumam. Labi izveidots PAM ļauj tīklu operatoriem un komunālo pakalpojumu uzņēmumiem mērīt PR resursu sniegumu un precīzi piemērot radīto nebalansu. Šāds modelis dod labumu visām iesaistītajām pusēm, saskaņojot stimulus, darbības un intereses, kādi ir patērētājiem, agregatoriem, komunālo pakalpojumu uzņēmumiem un tīklu operatoriem; tomēr ne visus PAM var uzskatīt par labi izveidotiem [33]. Tāds PAM, kas sistemātiski par augstu novērtē prognozēto patēriņu, par augstu vērtēs iesaistītā PR resursa ieguldījumu, rezultātā tiks par augstu novērtēts nebalanss (elektroenerģijas pārpalikums) balansatbildīgajai pusei. Savukārt PAM, kas sistemātiski par zemu novērtē prognozēto slodzi, par zemu novērtēs arī iesaistītā PR resursa ieguldījumu, rezultātā tiks pārvērtēts negatīvais nebalanss balansatbildīgajai pusei [33].

Saskaņā ar literatūras apskatu patēriņa atsaucē modeļus raksturo šādi parametri: precizitāte (zema sagaidāmā vidējā kļūda); robustums (sistemātiskas kļūdas neesamība nevienā virzienā un acīmredzamu datu manipulācijas izmantošanas iespēju neesamība oportunistiskiem tirgus dalībniekiem); caurskatāmība (tirgū iesaistītie var piemērot PAM un iegūt tos pašus rezultātus kā tīkla operators) [29], [36]. Svarīgi ir atzīmēt, ka dažbrīd šie raksturlielumi nesakrīt – ļoti precīzi modeļi, kas balstīti modernās datu apstrādes metodoloģijās, mēdz būt samērā sarežģīti un necaurskatāmi, savukārt ļoti vienkāršiem modeļiem ir tendence uz trūkumiem datu manipulācijas jomā [24], [33]. Līdz ar to īstā PAM izvēle ir atkarīga no tā, kāda relatīvā nozīme tiek piešķirta precizitātei, robustumam un vienkāršībai. Šī izrietošā nepieciešamība pēc kompromisiem, veidojot PAM konkrētam tirgum, vismaz daļēji izskaidro jau pastāvošo lielo PAM dažādību.

Visus PAM var iedalīt divās kategorijās – dienai atbilstošas prognozes modeļos un regresijas prognozes modeļos [34]. Baltijā tiešās pieprasījuma reakcijas jēdziens joprojām ir samērā jauns,

un jaunie tirgus dalībnieki (tādi kā neatkarīgi agregatori) joprojām saskaras ar samērā neieinteresētu pašreizējo tirgus dalībnieku attieksmi. Balstoties tirgus briedumā un Baltijas tirgus dalībnieku uzskatos, kas prezentēti publiskā konsultāciju kopsavilkumā, acīmredzams ir tas, ka PAM, kas balstās modernos statistikas un datu apstrādes rīkos, patlaban nebūtu īstenojams [24], [29], [36], [37]. Līdzīgu pieeju var vērot Eiropas Savienībā, kur tikai Francijas balansēšanas tirgū ir lietots ilgtermiņa statistikā balstīts modelis, savukārt visas pārējās ES valstis, kur pastāv PAM, ir izlēmušas par labu dienai atbilstošiem modeļiem [26], [27], [33]. Šādu secinājumu atbalsta arī organizācijas *EnerNOC* (2009), kas paustais, ka ASV regresijas modeļi ir noraidīti, jo trūkst tirgus dalībnieku atbalsta. Līdz ar to šajā nodaļā netiek apskatīti regresijā balstīti modeļi, vadoties pēc tā, ka tie neizpilda minimālās prasības attiecībā uz vienkāršības parametru [33].

Dienai atbilstošos PAM tālāk var iedalīt divas apakškategoriņās: modeļi, kas izmanto tikai datus, kas iegūti pirms PR iedarbināšanas notikuma; modeļi, kas izmanto datus, kas iegūti gan pirms, gan pēc PR iedarbināšanas notikuma. Šķiet, ka Eiropas Savienībā pirmā grupa gūst lielāku popularitāti [26], [27], un tas varētu būt saistīts ar to, ka otrā grupa ir ievainojamāka pret datu manipulāciju.

2.2.1. Atsauces patēriņa metodoloģijas prognozēšanas modeļi

Pētījumā pārbaudīti četrus PAM – trijos no tiem tiek izmantoti tikai tādi mērījumu dati, kas iegūti pirms PR iedarbināšanas notikuma, vienā izmantoti dati, kas iegūti gan pirms, gan pēc iedarbināšanas. Izmēģināto PAM apraksts sniegts 2.1. tabulā.

1. *EnerNOC* PAM ir ticis izmantots un izmēģināts Ziemeļamerikā (ASV), un tas ir viens no agrākajiem atsauces modeļiem, kas izmēģināti tirgos. *EnerNOC* oriģinālais variants darbojas ar ikstundas mērījuma datiem [33].
2. Apvienotās Karalistes modelis pārņemts no dokumenta, ko sastādījusi Londonas Imperiālā koledža (2014) un kas kādu laiku tika izmantots Apvienotajā Karalistē. Modelis sākotnēji operē ar augstāku laika izšķirtspēju un ir pielāgots ikstundas mērījumu datu izmantošanai [35].
3. Vidējais PAM ir vienīgais modelis analizē, kurā izmantoti dati, kas ņemti gan pirms, gan pēc PR iedarbināšanas notikuma. Modelis vispārējās līnijās seko priekšstatiem, kas iestrādāti Īrijā izmantotajā PAM [26], [27].
4. Ikdienu profila PAM ir aptuveni balstīts metodoloģijā, kāda tiek izmantota Beļģijā [26], [27]. Līdzīgi ikdienu profilam Beļģijas modelī nav pilnībā izmantota dienai atbilstošā pieeja, jo modelī tiek izmantoti tikai tās pašas dienas dati. Turklāt Beļģijā tiek izmantota 15 minūšu laika izšķirtspēja.

Balstoties uz DNV KEMA 2013. gadā izdoto dokumentu attiecībā uz PAM aprēķina tipu, var izmantot atsevišķu aprēķinu, lai saskaņotu atsauces patēriņu ar notikuma dienas novērotajiem apstākļiem – atsauces patēriņa pielāgošanas metode. PAM pielāgošanas metode var ievērojami uzlabot modeļa sniegumu. Faktori, kas tiek izmantoti pielāgošanas likumiem, var būt balstīti šādos rādītājos (bet nav ierobežoti ar tiem): temperatūra; mitrums; kalendārie dati; saullēkta/saulrieta laiks un/vai notikuma dienas darbības apstākļi (visplašāk izmantotais faktors). Pastāv divi galvenie atsauces patēriņa pielāgošanas metožu tipi.

1. Aditīvais, kur fiksēts daudzums tiek pieskaitīts orientējošajai atsaucē patēriņa slodzei katru stundu tā, lai pielāgotais atsaucē patēriņš sakristu ar novēroto slodzi laikā, kas ir īsi pirms notikuma perioda sākuma.
2. Skalārais, kur katru stundu orientējošā atsaucē patēriņa slodze tiek sareizināta ar fiksētu lielumu jeb skalāru tā, lai pielāgotais atsaucē patēriņš vidēji sakristu ar novēroto slodzi laika logā, kas ir īsi pirms notikuma perioda sākuma [34].

Analīzē aditīvā pielāgošana tiek izmantota *EnerNOC* PAM, Apvienotās Karalistes PAM un vidējā PAM, savukārt skalārā pielāgošana izmantota ikdienas profila PAM (2.1. tab.).

2.1. tabula

Patēriņa atsaucē modeļu alternatīvo variantu kopsavilkums

PAM	Īss apraksts
<i>EnerNOC</i>	Atsaucē patēriņš ir vienāds ar vidējo patēriņu piecās atbilstošās stundās ar visaugstāko patēriņu 10 pēdējās dienās, kurās nav bijis pieprasījuma reakcijas notikumu. Atsaucē patēriņš tiek koriģēts uz augšu, izmantojot vidējo starpību starp pēdējo divu stundu faktisko patēriņu un to atsaucē patēriņu. Formula $b_t = \frac{c_1 + c_2 + c_3 + c_4 + c_5}{5} + \max\left[\frac{c_{t-1} - b_{t-1} + c_{t-2} - b_{t-2}}{2}; 0\right]$ (2.1)
Apvienotā Karaliste	Atsaucē patēriņš ir vienāds ar vidējo patēriņu piecās atbilstošās stundās piecās dienās ar augstāko dienas patēriņu (no pēdējām 10 dienām, kurās nav bijis pieprasījuma reakcijas notikumu). Atsaucē patēriņš tiek koriģēts uz augšu un uz leju, izmantojot starpību starp pēdējo divu stundu faktisko patēriņu un to atsaucē patēriņu. Formula $b_t = \frac{c_1 + c_2 + c_3 + c_4 + c_5}{5} + \frac{c_{t-1} - b_{t-1} - b_{t-2}}{2}$ (2.2)
Vidējais	Atsaucē patēriņš ir vienāds ar patēriņa vidējo vērtību vienu stundu pirms un vienu stundu pēc pieprasījuma reakcijas notikuma. Formula $b_t = \frac{c_{t-1} + c_{t+1}}{2}$ (2.3)
Ikdienas profila	Atsaucē patēriņš ir vienāds ar patēriņu iepriekšējā stundā, kas reizināts ar attiecību starp patēriņa pieaugumu vai samazināšanos atbilstošajās stundās dienu pirms notikuma. Formula $b_t = \frac{c_{d,t-1} \times c_{d-1,t}}{c_{d-1,t-1}}$ (2.4)

b_t – atsaucē patēriņš stundā t ;

c_1 – augstākais atbilstošais stundas patēriņš 10 pēdējās dienās, kurās nav bijis pieprasījuma reakcijas notikumu;

C_1 – augstākais atbilstošais stundas patēriņš dienā ar augstāko dienas patēriņu 10 pēdējās dienās, kurās nav bijis pieprasījuma reakcijas notikumu.

2.3. Kvantitatīvā analīze

2.3.1. Metodoloģija

Pētījumā izmantoti ikstundas mērījumu dati, kas uzrāda ikgadējo patēriņu 40 nejausī atlasītiem vidējiem un lieliem elektroenerģijas galalietotājiem Baltijas reģionā. Patērētāju kopā ietilpa dažādas patēriņa uzvedības, vidējam stundas patēriņam svārstoties no 50 kWh līdz 3 MWh. Analīzē mēs galvenokārt uzsvaram likts uz uz vidējiem un lieliem patērētājiem divu iemeslu dēļ: šādus patērētājus parasti raksturo augstāks patēriņa uzvedības mainīgums; šādiem patērētājiem ir augstāks pieprasījumsreakcijas potenciāls.

Lai nodrošinātu to, ka paraugs ir heterogēns un pārstāv atšķirīgas patēriņa uzvedības, visiem uzvedības variantu pāriem tika veikta korelācijas analīze. Korelācijas analīzes rezultāti uzrādīja pietiekami daudzveidīgu paraugu un liecināja, ka neviens uzvedības tips nav pārmērīgi pārstāvēts.

Analīzē izmantoto stundu kopskaits ir 8760. Katram modelim nepieciešams atšķirīgs dienu vai stundu skaits pirms pieprasījumsreakcijas notikuma, tāpēc stundu skaits ar prognozēto atsauci patēriņu dažādiem izmēģinātajiem modeļiem ir atšķirīgs.

2.3.2. Analīze

Balstoties literatūras apskatā, visi analizētie PAM atbilst vienkāršības parametram. Līdz ar to analīzes mērķis bija kvantificēt katra modeļa precizitāti un robustumu.

Robustuma salīdzinājumam aprēķināts neto vidējās prognozes kļūdas (*NMFE*), precizitātes mērījumam izmantota absolūto vidējo prognozes kļūdu (*AMFE*). Ja *NMFE* ir vienāda ar nulli vai tuva tai, tad tiek sagaidīts, ka ilgtermiņā neprecizitāte neietekmēs kopējos enerģijas pārneses apjomus – citiem vārdiem sakot, *NMFE* mēra pakāpi, kādā modelis ir sistemātiski novirzīts jebkurā virzienā. *AMFE* mēra sagaidāmo novirzi vienā atsevišķā gadījumā. Kā paraugu absolūtajai vidējai prognozes kļūdai izmantoti pētījuma rezultātus ar dažādiem PAM ASV, kur modeļu precizitāte modeļiem ar korekcijām bija no 10 % līdz 14 % [34].

Atsauci kļūda tika aprēķināta šādi:

$$Er_{BL} = E_F - E_A, \text{ kur} \quad (2.5)$$

Er_{BL} – atsauci kļūda (kWh);

E_F – atsauci vai prognozētais enerģijas patēriņš (kWh);

E_A – faktiskais patēriņš (kWh).

Izslases kļūda tirdzniecības intervālā (t) tiek aprēķināta šādi:

$$Er_{\%t} = \frac{\sum_{i=1}^I \frac{Er_{BLi,t}}{Er_{Ai,t}}}{I}, \text{ kur} \quad (2.6)$$

$Er_{\%t}$ – atsauci kļūda tirdzniecības intervālā t ;

I – patēriņa uzvedības variantu skaits izmēģinājumu paraugā;

i – patēriņa uzvedības variants.

Attiecīgi, ja atsaucēs kļūda ir lielāka par 0, tad atsaucēs patēriņš ir novērtēts par augstu, ja kļūda ir mazāka par 0, tad atsaucēs patēriņš ir novērtēts par zemu.

Neto vidējā prognozes kļūda tiek aprēķināta šādi:

$$NMFE = \frac{\sum_{t=1}^T Er\%_t}{T}, \text{ kur} \quad (2.7)$$

NMFE – neto vidējā prognozes kļūda visiem tirdzniecības periodiem paraugā;

t – tirdzniecības intervāls;

T – visi tirdzniecības intervāli paraugā.

Absolūtā vidējā prognozes kļūda tiek aprēķināta šādi:

$$AMFE = \frac{\sum_{t=1}^T |Er\%_t|}{T}, \text{ kur} \quad (2.8)$$

AMFE – absolūtā vidējā prognozes kļūda visiem tirdzniecības periodiem paraugā.

Lai novērotu vidējo precizitātes atšķirību statistisko nozīmīgumu gan *NMFE*, gan *AMFE*, veikta *F* analīze atšķirībai divos dispersijas rādītājos visiem PAM pāriem pie nozīmīguma līmeņa 99 %. Rezultāti rāda, ka visu PAM dispersijas rādītāji ievērojami atšķiras. Tālāk veikta *t* analīze atšķirībām kļūdu vidējos rādītājos modeļiem. Rezultāti parādīti nākamajā nodaļā.

2.3.3. Rezultāti un to apspriedums

Aprakstošie statistikas dati *NMFE* un *AMFE* redzami 2.2. un 2.3. tabulā.

2.2. tabula

Neto vidējo prognozes kļūdu aprakstošie statistiskie rādītāji

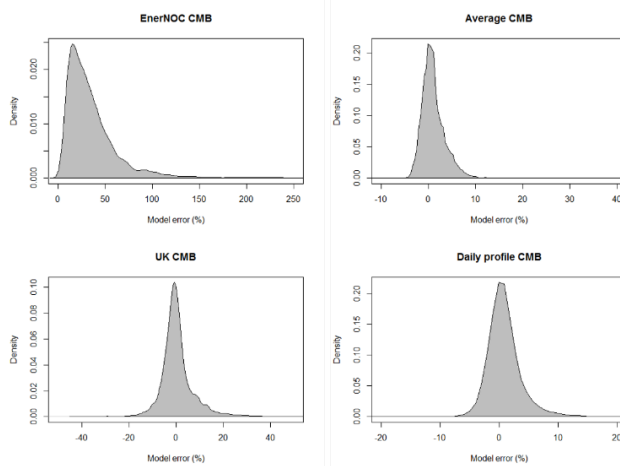
	<i>EnerNOC</i> PAM	Apvienotās Karalistes PAM	Vidējais PAM	Ikdienas profila PAM
Standartnovirze	33,21 %	7,54 %	3,52 %	6,64 %
Dispersija	1103 %	57 % ²	12 % ²	44 %
<i>Max</i>	727 %	66 %	182 %	389 %
Vidējais	36,6 %	0,7 %	1,1 %	1,1 %
<i>Min</i>	1 %	-43 %	-23 %	-100 %
Paraugs	8312	5797	8759	8686

2.3. tabula

Absolūto vidējo prognozes kļūdu aprakstošie statistiskie rādītāji

	<i>EnerNOC</i> PAM	Apvienotās Karalistes PAM	Vidējais PAM	Ikdienas profila PAM
Standartnovirze	33,15 %	6,24 %	3,27 %	6,49 %
Dispersija	1099 % ²	39 % ²	11 % ²	42 % ²
Vidējais	37,8 %	9,5 %	4,8 %	7,1 %
Paraugs	8312	5797	8759	8686

Prognozēšanas kļūdu blīvuma sadalījums analizētajiem PAM modeļiem redzams 2.2. attēlā.



2.2. att. Prognozēšanas kļūdu blīvuma sadalījums analizētajiem PAM modeļiem.

t analīzes rezultāti vidējai atšķirībai modeļu pāriem *NMFE* un *AMFE* kļūdām apkopoti 2.4. un 2.5. tabulā.

2.4. tabula

NMFE *t* analīzes rezultāti

t vērtība kļūdu vidējo atšķirībām			
	Apvienotās Karalistes PAM	Vidējais PAM	Ikdienas profila PAM
<i>EnerNOC</i> PAM	95,280***	97,068***	95,691***
Apvienotās Karalistes PAM		3,969***	3,677***
Vidējais PAM			0,366

Nozīmīgums: ***: 1 % līmenī; **: 5 % līmenī; *: 10 % līmenī.

t analīzes rezultāti *NMFE* norāda, ka nepastāv nozīmīga atšķirība starp vidējo PAM un ikdienas profila PAM *NMFE*. Visas pārējās atšķirības ir statistiski nozīmīgas, ja nozīmīguma līmenis ir 1 %.

2.5. tabula

AMFE t analīzes rezultāti

t vērtība kļūdu vidējo atšķirībām			
	Apvienotās Karalistes PAM	Vidējais PAM	Ikdienas profila PAM
<i>EnerNOC</i> PAM	72.895***	90,306***	83,059***
Apvienotās Karalistes PAM		-52,781***	-22,906***
Vidējais PAM			-28,738***

Nozīmīgums: ***: 1 % līmenī; **: 5 % līmenī; *: 10 % līmenī.

t analīzes rezultāti *AMFE* norāda, ka PAM uzrāda nozīmīgi atšķirīgu *AMFE*, ja nozīmīguma līmenis ir 1 %.

Apvienotās Karalistes PAM uzrāda viszemāko *NMFE* (0,7 %). Rezultāti norāda, ka, ja tiktu izmantots šis modelis, tad nebūtu ievērojamas ilgtermiņa elektroenerģijas samazinājuma daudzuma (*ERA*) neprecizitātes nevienā virzienā. *EnerNOC* PAM uzrāda visvājākos rezultātus, proti, *ERA* tiek pārvērtēts par vairāk nekā trešdaļu no kopējā enerģijas apjoma.

AMFE analīze norāda, ka visi modeļi, izņemot *EnerNOC* PAM, darbojas labāk par orientiervērtību 10–14 %, un tādējādi tiek uzskatīts, ka tie izpilda minimālās precizitātes nosacījumu.

2.4. Alternatīvu laika izšķirtspējas palielināšanas algoritmu salīdzinājums

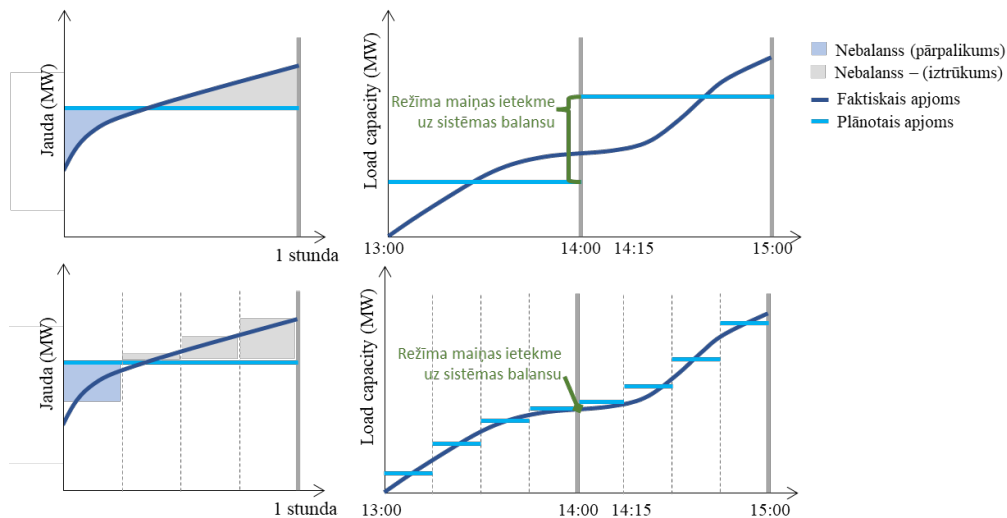
2.4.1. Priekšvēsture un motivācija

Saskaņā ar Eiropas Savienības Elektroenerģijas balansēšanas vadlīniju 53. pantu pārvades sistēmu operatori (turpmāk – PSO) būtu jāizmanto 15 minūšu nebalansa noregulēšanas periods (turpmāk – NNP-15min) līdz 2020. gada 18. decembrim, un 62. pantā norādīts, ka šo ieviešanu var atlikt līdz 2025. gada 1. janvārim. Vairums viedo skaitītāju ierīču Baltijā spēj atbalstīt tikai vienas stundas laika izšķirtspēju mērāmajiem datiem. Līdzīga situācija novērojama vēja ģenerācijas prognozēšanā. Lai pārbaudītu alternatīvus pārveides algoritmus, tika veikts pētījums, kas balstīts uz vēja prognozēšanas vajadzībām 15 minūšu NNP kontekstā.

Nebalansa aprēķināšana un NNP

Ir vienprātīgi atzīts, ka labāka laika izšķirtspēja nebalansa noregulējumam uzlabo sistēmas prognozēšanas precizitāti (2.3. att.) [38–40]. Jo ilgāks ir NNP, jo vairāk novirzes no prognozētā grafika tiek izlīdzinātas NNP ietvaros un jo zemāks nebalansa apjoms tiek reģistrēts.

Izlīdzināšanas efekts ir labvēlīgs tirgus dalībniekiem ar mainīgām slodzēm, taču kaitē pārējiem tirgus dalībniekiem. Neņemot vērā izlīdzināšanu, sistēmai jābūt balansētai katru brīdi, tādēļ balansēšanas izmaksas joprojām rodas, un tās pārvēršas augstākās nebalansa izmaksās uz megavatstundu.



2.3. att. Nebalansa nepareiza attiecināšana sakarā ar izlīdzināšanas efektu un režīma maiņas efektu.

Visaugstākais nebalanss Baltijas sistēmā parasti tiek reģistrēts tās stundas sākumā, kad ģeneratoriekārtām mainās režīms. To izraisa salīdzinoši lēnā jaudas uzņemšana konvencionālās ģenerācijas stacijām; ieviešot īsākus NNP, tiek labāk ņemti vērā jaudas uzņemšanas ātrumi un var izveidot precīzāku sistēmas balansa prognozi (2.3. att.).

Kopumā tiek sagaidīts, ka izmaksu sadalīšana tirgus dalībnieku starpā labāk atspoguļos izmaksu rašanos. Taču reālus ieguvumus sistēmas stabilitātei un balansēšanas izmaksu samazinājumu var sasniegt tikai tad, ja tirgus dalībnieki pielāgo un uzlabo savu prognozēšanas metodoloģiju.

2.4.2. Metodoloģija

Tipiskā laika izšķirtspēja mezomēroga modeļa datiem ir 60 minūtes. Lai iegūtu kvalitatīvu uzlabojumu slodzes prognozēšanā un attiecīgi samazinātu nebalansa izmaksas, 60 minūšu dati jāpārvērš augstākā laika izšķirtspējā. Analīzes mērķis ir izpētīt šīs pārvēršanas atvieglošanas ieguvumus (izmantojot interpolāciju), kā arī izmēģināt un salīdzināt pieeju sniegumu. Lai izslēgtu īpatnības, kas ir ārpus pašreizējā pētījuma etapa apjoma, tika pieņemts lēmums interpolēt datus no viena modeļa. Lai pārbaudītu interpolācijas kvalitāti, tika izmantoti pieejamie 2018. gada vēja novērojumu dati ar 10 minūšu laika izšķirtspēju. Attiecīgi arī interpolācijas metožu sniegums tika noteikts 10 minūšu intervāliem. Šī pētījuma mērķiem ir pieļaujami pieņemt, ka metodes sniegums 10 minūšu izšķirtspējā var aizstāt metodes sniegumu 15 minūšu izšķirtspējā.

Lai dotu aptuvenu ekonomiskā snieguma salīdzinājumu, tika ņemtas vērā arī atšķirības starp vēja ātruma pārmērīgi augstas novērtēšanas nebalansa izmaksām un vēja ātruma pārmērīgi zemu novērtēšanu, un tika izmantota absolūtā (nevis neto) prognozēšanas kļūda.

Lai izveidotu mezomēroga modeļa datu kopu, izmantots laikapstākļu pētniecības un prognozēšanas modelis *Weather Research and Forecast Model*. Lai gan bija pieejami 30 minūšu modeļa dati, laika izšķirtspēja tika pazemināta līdz vienai stundai. Kopumā tika izmēģinātas deviņas dažādas interpolācijas metodes. Šīs pieejas var iedalīt trīs grupās: “tuvākais kaimiņš”; polinomiālā interpolācija; splainu interpolācija.

- “Tuvākā kaimiņa” interpolācija ir visvienkāršākā metode, jo tā aizstāj nezināmo vērtību ar vistuvāko pieejamo vērtību, proti, visiem NNP starp plkst. 14.00 un plkst. 15.00 tiek izmantota pieejamā modelētā vērtība plkst. 14.00. “Tuvākā kaimiņa” pieeja kalpo kā atsauces pieeja, ar ko tiek salīdzinātas pārējās astoņas metodes.
- Polinomiālā interpolācijā vērtību iegūšanai starp zināmiem punktiem tiek izmantota polinomiāla funkcija. Polinomiālai interpolācijai var būt dažādas pakāpes atkarībā no izmantotās funkcijas pakāpes. Darba gaitā tika izmēģinātas trīs polinomiālās interpolācijas pieejas – lineāra funkcija, kur starp zināmiem punktiem tiek novilkta taisna līnija (pirmā pakāpe), kvadrātiska funkcija (otrā pakāpe) un kubiska funkcija (trešā pakāpe).
- Splainu interpolācija ir pieeja, kur interpolējošajai funkcijai ir jābūt līdzenai, nodrošinot atvasinājumu kontinuitāti. Tika izmēģinātas piecas pieejas, kas balstās uz splainu interpolāciju (1. līdz 5. pakāpe).

Pēc interpolēto modeļa datu iegūšanas gan reālo novērojumu, gan interpolētie modeļa dati tika pārveidoti ģenerētajā enerģijā, izmantojot nelielas vēja enerģijas stacijas jaudas līkni. Atšķirība starp enerģijas aprēķiniem, kas balstīti prognozētos datos, un aprēķiniem, kas balstīti novērojumu datos, tiek uzskatīta par nebalansu. Tālākā darba gaitā tika aprēķinātas ikgadējās sagaidāmās nebalansa izmaksas, balstoties uz atšķirību starp vidējām nebalansa cenām (abi virzieni) un atbilstošajām tūlītējām (angļu val. – *spot*) cenām 2018. gadam. Visbeidzot, tika aprēķināts katras interpolācijas pieejas relatīvais sniegums, ņemot par orientieri “tuvākā kaimiņa” metodes sniegumu.

Ievaddati

Analīzei tika izmantoti šādi dati.

- No mezomēroga datu kopas *NEWA* [41] tika ņemti modeļa dati [42] tuvākajam režģa punktam, un tie tika vertikāli logaritmiski interpolēti katrā laika solī līdz novērošanas augstumam.
- Novērojumu datiem tika izmantoti pieejamie mērījumi augstos mastos, izmantojot mobilo sakaru mastus Staldzenē, Ventspils tuvumā. Novērojumu dati ir pieejami 10 minūšu intervāliem vienam pilnam gadam (2018) 80 m mērījumu augstumam [42].
- Kā jaudas līknes paraugs vēja enerģijas pārvēršanai jaudā tika izmantota *Vestas* jaudas līkne, V100/2000 (2 MW).
- Nākamās dienas cenu aprēķiniem tika izmantotas *Nord Pool* tūlītējās (*spot*) cenas 2018. gadam (Baltijas/Latvijas solīšanas zona).

- Nebalansa cenu aprēķiniem izmantoti Baltijas pārvades sistēmu operatoru nebalansa cenu dati 2018. gadam (Baltijas/Latvijas solīšanas zona).

2.4.3. Rezultāti un to apspriedums

Kopējās novirzes starp novērojumiem un prognozēm ir samērā lielas (neto kļūda ir ap 20 %). Aprēķini rāda arī to, ka mezomēroga modeļa datu kļūdu vērtības ir asimetriskas pārmērīgi augstas novērtēšanas virzienā. 60 % modelēto vērtību rādīja augstāku vēja ātrumu nekā dabā novērotais, savukārt 40 % vērtību rādīja zemāku vēja ātrumu par novēroto. Citiem vārdiem sakot, modelētie dati, kad tos lieto elektroenerģijas ģenerācijas plānošanai, rezultātā dotu 60 % NPP ar negatīvu nebalansu (nebalansa enerģiju pērk elektrostacijas operators) un 40 % NPP ar pozitīvu nebalansu (elektrostacijas operators nebalansa enerģiju pārdod) (2.7. tab.). Autore nenovēro statistiski nozīmīgu atšķirību starp izmēģinātajām interpolācijas metodēm attiecībā uz sistemātisku noslieci vienā vai otrā virzienā.

Lai gan kopējās novirzes starp novēroto un modelēto (prognozēto) vērtību ir diezgan augstas, kopējās nebalansa izmaksas saglabājas pieņemamas (7 % no elektroenerģijas pārdošanas apjoma). Tas ir saistīts ar labvēlīgiem tirgus apstākļiem, kā rezultātā bija mazas cenu starpības starp nebalansa cenu un tūlītējo cenu (angļu val. – *spot price*) (8,22 EUR/MWh deficītam, 5,97 EUR/MWh pārmērīgai ražošanai) [43].

Salīdzinot interpolācijas pieejas, vislabākais sniegums ir splainam (5. pakāpe). Salīdzinot ar vienkāršoto pieeju (pieņemot, ka modelētā ikgadējās vērtība ir nemainīga visiem NNP stundas laikā), splains (5. pakāpe) dod 5,1 % nebalansa izmaksu samazinājumu, salīdzinot ar “tuvākā kaimiņa” pieeju. Līdzīgs gada nebalansa izmaksu samazinājuma līmenis ir saistīts ar 3. pakāpes splainu (2.6. tab.).

2.6. tabula

Modeļu snieguma salīdzinājums

Metodes nosaukums	Sagaidāmās ikgadējās nebalansa izmaksas	Sniegums salīdzinājumā ar “tuvākā kaimiņa” pieeju
Tuvākais kaimiņš	23 766,22 €	nav piemērojams
Lineārā	23 645,44 €	-0,51 %
Kvadrātiskā	23 782,04 €	0,07 %
Kubiskā	23 788,40 €	0,09 %
Slineārs	23 645,44 €	-0,51 %
Splains (2. pakāpe)	22 732,82 €	-4,37 %
Splains (3. pakāpe)	22 620,24 €	-5,04 %
Splains (4. pakāpe)	22 691,34 €	-4,75 %
Splains (5. pakāpe)	22 609,88 €	-5,10 %

Modeļu salīdzinājums – nebalansa izmaksas (abos virzienos)

Parametrs	Standarta pieeja	Polinomiālā interpolācija			Splainu interpolācijas				
	"Tuvākais kaimiņš"	Lineāra	Kvadrātiska	Kubiska	Slineārs	Splains (2. pak.)	Splains (3. pak.)	Splains (4. pak.)	Splains (5. pak.)
% no NNP, kur nebalansa enerģija tiek pirktā	60,05	60,59	60,61	60,64	60,59	60,49	60,78	60,58	60,57
Gadā pirtās nebalansa enerģijas apjoms (MWh)	2 189,38	2 178,26	2 190,69	2 191,30	2 178,26	2 072,72	2 058,34	2 070,00	2 058,03
Nepietiekamas ražošanas cena, EUR/MWh	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22	8,22
Izmaksas, kas rodas stundās ar deficītu (EUR)	18 002,09	17 910,63	18 012,88	18 017,86	17 910,63	17 042,82	16 924,60	17 020,52	16 922,04
% no NNP, kur nebalansa enerģija tiek pārdota	39,35	39,41	39,39	39,36	39,41	39,51	39,22	39,42	39,43
Gadā pārdotās nebalansa enerģijas apjoms (MWh)	-965,3	-960,40	-966,15	-966,39	-960,40	-952,90	-953,84	-949,69	-952,54
Pārmērīgas ražošanas cena, EUR/MWh	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97	5,97
Izmaksas, kas rodas stundās ar pārmērīgu ražošanu (EUR)	5 764,13	5 734,81	5 769,15	5 770,54	5 734,81	5 690,00	5 695,64	5 670,82	5 687,83

3. IETEKMES UZ TIRGUS CENĀM NOVĒRTĒJUMS

3.1. Motivācija un priekšvēsture

Baltijas sinhronizācijas ar kontinentālās Eiropas sinhrono zonu aktualizē diskusija par alternatīviem ātrdarbīgu rezervju avotiem (frekvences noturēšanas rezerves (*FCR*) un automātiskās frekvences atjaunošanas rezerves (*aFRR*)) balansēšanas produkti). Pieprasījums reakcijas pakalpojumi tiek uzskatīti par vienu no lētākajām tehnoloģiskajām iespējām, salīdzinot ar uzglabāšanas aprīkojumu un konvencionālajām gāzes turbīnām [44, 45]. Lai atvieglotu ātrāku pieprasījums reakcijas ienākšanu Latvijas elektroenerģijas tirgū, attiecībā uz agregatoriem ir pieņemti jauni Ministru kabineta noteikumi (spēkā no 2020. gada 24. marta). Šie noteikumi ļauj pieprasījums reakcijas pakalpojumiem ne tikai nodrošināt palīgpakalpojumus sistēmas operatoriem, bet arī piedalīties elektroenerģijas vairumtirgos [46].

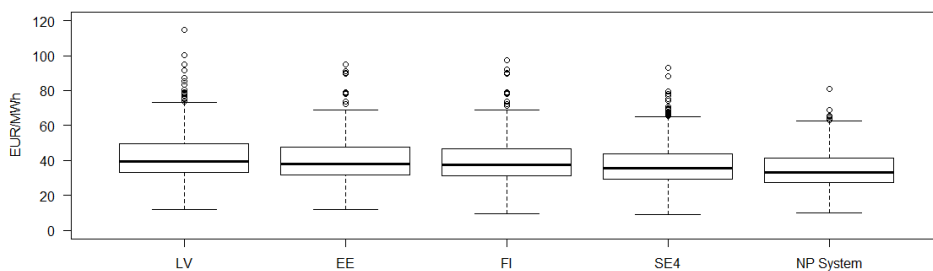
Saskaņā ar ziņojumu, ko publicējis Latvijas pārvades sistēmas operators, sagaidāms, ka elektroenerģijas patēriņš augs mazāk kā par 1 % gadā (bāzes scenārijs) [47]. Patēriņa pieaugums konservatīvā scenārijā (pie vidējās ziemas temperatūras virs $-3,5\text{ }^{\circ}\text{C}$), tiek prognozēts ap 0,5 %. Arī V. Skribana un M. Baloža 2017. gadā izstrādātais modelis prognozē tikai nelielu elektroenerģijas patēriņa pieaugumu Latvijā (t. i., 10 % 10 gadu laikā) [48]. No piedāvājuma un pieprasījuma skatpunkta tas nozīmē, ka zemākas elektroenerģijas cenas var sasniegt tikai, pārbīdot pieprasījumu no pīķa periodiem uz, piemēram, nakts stundām, kad elektroenerģijas patēriņš Latvijā un reģionā ir viszemākais [49].

3.1.1. Nākamās dienas cenu raksturojums

Latvijas elektroenerģijas tirgus darbojas elektroenerģijas biržas *Nord Pool* ietvaros, kas sniedz pakalpojumus Ziemeļvalstu, Baltijas reģioniem un Ziemeļeiropai (Vācija, Francija, Apvienotā Karaliste utt.). *Nord Pool* ir lielākā elektroenerģijas birža Eiropā – 2019. gadā tajā kopā tika tirgoti 494 TWh [50]. Salīdzinājumam jāmin, ka Latvijas kopējais elektroenerģijas patēriņš 2019. gadā bija 7,3 TWh jeb 1,4 % no *Nord Pool* tirgotā. Šādi tirdzniecības apjomi un lielais tirgus dalībnieku skaits (vairāk par 400) garantē lielu konkurenci un augstu likviditāti gan ražotājiem, gan patērētājiem.

2019. gadā vidējā nākamās dienas cena Latvijā bija par 16 % augstāka nekā Zviedrijā (4. zonā) un par 5 % augstāka nekā Somijā. Latvijā, Lietuvā un Igaunijā cenas savstarpēji ir samērā tuvas, taču tās ir ievērojami augstākas nekā Ziemeļvalstīs (īpaši Zviedrijā un Norvēģijā). Šī atšķirība kļūst vēl izteiktāka, ņemot vērā elektroenerģijas patēriņa profilu. Patēriņš ir ievērojami augstāks darba stundās, tādējādi arī *Nord Pool* biržā pieprasījumu nav iespējams segt ar relatīvi lēto atjaunīgo enerģiju un kodolenerģiju. Šajās stundās lēta enerģija tiek galvenokārt patērēta solīšanas zonā, kur tā ir ražota. Cītās solīšanas zonās nākamās dienas biržas slēgšanas cenas nosaka dārgākas enerģijas ražotāji.

Nākamās dienas cenas Latvijā ir ne vien augstākās, bet arī mainīgākās, salīdzinot ar citām solīšanas zonām. 3.1. attēlā redzams, ka cenas Latvijā mainās no 12 €/MWh līdz 114,6 €/MWh. Savukārt kaimiņu solīšanas zonās dienas vidējās cenas četrus gadus laikā (2016–2019) ne reizi nepārsniedza 100 €/MWh sliekšni.



3.1. att. Dienas vidējo nākamās dienas cenu diagramma no 2016. līdz 2019. gadam. Avots: Nord Pool (autore's aprēķini).

Latvijā, kur tikai dažiem elektroenerģijas mazumtirgotājiem ir savas ražošanas iekārtas, ko var izmantot kā dabisku nodrošinājumu pret elektroenerģijas cenu svārstībām, vairums tirgotāju ir ļoti jutīgi pret nākamās dienas cenu mainīgumu. Pieprasījums reakcijas pakalpojumu ieviešana varētu sniegt papildu nodrošinājuma iespējas šiem tirgotājiem.

3.2. Metodoloģija

3.2.1. Metode

Lai noteiktu pieprasījums reakcijas pakalpojums ietekmi uz nākamās dienas tirgus cenām, tiek veikta nākamās dienas cenu faktoru analīze. Lai to veiktu, izmantota laika sēriju metodoloģiju, kas ir visplašāk izmantotais paņēmiens pētījumos, kas koncentrējas uz cenu noteikšanu [51, 52, 53]. Tiek izmantots vairākfaktoru lineārās regresijas modelis, lai novērtētu, vai izvēlētajai k mainīgo kopai ir statistiski nozīmīga ietekme uz elektroenerģijas cenām (Y). Vairākfaktoru regresijas modelim ir šāda vispārējā forma (3.1):

$$Y_t = \beta_0 + \beta_1 x_{t,1} + \beta_2 x_{t,2} + \dots + \beta_k x_{t,k} + \varepsilon_t \quad (3.1)$$

Vairākfaktoru regresiju izmantošana ir saistīta ar multikolinearitātes jautājumiem – situāciju, kad diviem vai vairākiem neatkarīgiem mainīgajiem ir augsta korelācija, kā rezultātā regresijas modeļiem var būt nestabili risinājumi. Pēc [54] multikolinearitāte padara regresijas koeficientus neidentificējamus. Lai minimizētu multikolinearitāti, tiek veikta korelācijas matricu analīze un tiek izņemti regresiju mainīgie, kuriem ir augsta savstarpējā korelācija. Tālākā darba gaitā regresijas modelim ar visaugstāko skaidrojošo spēku (ko mēra kā koriģēto R kvadrātu) tiek veikta standarta modeļa diagnostika.

3.2.2. Analizētie faktori

Lai novērtētu patēriņa izmaiņu ietekmi uz nākamās dienas elektroenerģijas cenu, vispirms analizēte sasaiste starp Latvijas tirgus elektroenerģijas cenu veidojošajiem pamatelementiem – naftas, ogļu, dabasgāzes un oglekļa emisiju izmaksām, lai noskaidrotu, vai tām ir statistiski nozīmīga ietekme. Šāda pieeja izvēlēta, jo kurināmā izmaksas un oglekļa emisiju izmaksas

tradicionāli veido lielāko daļu no īstermiņa robežizmaksām ģeneratoriem [45]. Turklāt atjaunīgo resursu pieejamībai, tādu kā hidroresursi un vējš, ir statistiski nozīmīga ietekme uz nākamās dienas cenām Latvijā, jo hidroelektrostaciju un vēja elektrostaciju īstermiņa robežizmaksas nav vērā ņemamas [55].

Analīzē tika ņemti vērā šādi faktori:

- elektroenerģijas tūlītējā (angļu val. – *spot*) cena (€/MWh) – *Nord Pool* tirdzniecībā izmantotā nākamās dienas elektroenerģijas cena konkrētai solīšanas zonai (*Nord Pool*);
- elektroenerģijas patēriņa/ražošanas prognoze (MWh) – prognozētais patēriņa/ražošanas apjoms atbilstoši nākamās dienas ranžējuma līknes rezultātam konkrētā solīšanas zonā (*Nord Pool*);
- vēja ražošanas prognoze (MWh) – sagaidāmais vēja enerģijas ražošanas apjoms atbilstoši nākamās dienas ranžējuma līknes rezultātiem konkrētā solīšanas zonā (*Nord Pool*);
- CO₂ emisiju kvotu cena (€/1000 t) – CO₂ ikdienas biržas slēgšanas cena nepārtraukti tirgotam Eiropas Savienības emisijas kvotu (EUA) termiņdarījumu līgumam (angļu val. – *future contract*) ICE platformā (*SKM*);
- dabasgāzes (*TTF*) cena (€/MWh) – ikdienas biržas slēgšanas cena nepārtraukti tirgotiem termiņdarījumu līgumiem (angļu val. – *future contracts*) ICE platformā (*SKM*).

Multikolinearitātes korelācijas matricas analīzes rezultāti apkopoti 3.1. tabulā.

3.1. tabula

Korelācijas matrica, balstoties ikdienas datos no 2016. līdz 2019. gadam (ieskaitot)

Mainīgais	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]
Cena LV [1]	100%				
Patēriņa progn. LV [2]	24%	100%			
TTF cena [3]	36%	15%	100%		
CO ₂ cena [4]	51%	1%	5%	100%	
Vēja enerģijas raž. <i>Nord Pool</i> [5]	-10%	26%	14%	27%	100%

3.3. Rezultāti un to apspriedums

3.3.1. Analīze

Regresijas rezultāti ar četriem neatkarīgiem mainīgajiem (elektroenerģijas patēriņa prognoze Latvijā, prognozētais elektroenerģijas daudzums no vēja stacijām *Nord Pool* teritorijā, CO₂ emisiju kvotas un dabasgāzes (*TTF*) termiņdarījumu līgumu (angļu val. – *future contracts*) cenas) rāda, ka tie ir statistiski nozīmīgi prognozētājfaktori nākamās dienas cenai Latvijā. Modeļa vienādojums ir šāds (3.2):

$$Price_d = \beta_0 + \beta_1 Consumption\ prog_d + \beta_2 CO_2 price_{m-1} + \beta_3 TTF price_{m-1} + \beta_4 + \varepsilon_d \quad (3.2)$$

Visi mainīgie ir nozīmīgi 1 % līmenī. Rezultāti liek secināt, ka augstāks prognozētais patēriņš, augstākas CO₂ emisiju kvotas un augstākas dabasgāzes cenas rada augstākas nākamās dienas cenas. Regresijas koriģētais R kvadrāts ir 61,35% – vairāk nekā pusi no nākamās dienas cenu dispersijas izskaidro šo četru neatkarīgo mainīgo dispersija. Dispersijas pastiprinātājfaktors (angļu val. – *variance inflator factor*) neliecina par multikolinearitāti vienādojumā.

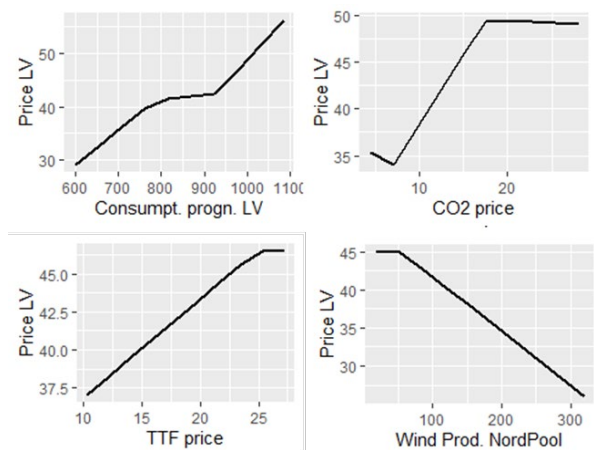
3.2. tabula

Regresijas analīzes rezultāti, izmantojot patēriņa prognozi, CO₂ cenu, TTF cenu, vēja enerģijas ražošanu *Nord Pool* teritorijā kā neatkarīgos mainīgos

	Novērtējums	Statistiskā kļūda	t-vērtība
Regresijas konstante	1,601	1,590	1,007
Patēriņa progn. LV	0,025***	0,002	13,767
CO ₂ cena	0,805***	0,021	39,041
TTF cena	0,960***	0,042	22,757
Vēja enerģ. raž. <i>Nord Pool</i>	-0,081***	0,004	-21,401
Novērojumu skaits	1387		
Koriģētais R kvadrāts	0,6135		
F statistika	551		
p-vērtība	2,2e ⁻¹⁶		

Piezīme: nozīmīgums ***: 1 % līmenī; **: 5 % līmenī; *: 10 % līmenī.

Lai modelētu neatkarīgo mainīgo sakarības ar nākamās dienas cenām Latvijā, izmantoti daudzdimensionālie adaptīvie regresijas splaini (*MARS*). Tas ļauj novērtēt nekonstanto lineāro sakarību starp prognozētājmainīgo un reaģējošo mainīgo. *MARS* rezultāti sniegti 3.2. attēlā.



3.2. att. Regresijas analīzes rezultāti, kā neatkarīgos mainīgos izmantojot patēriņa prognozi, CO₂ cenu, TTF cenu un vēja enerģijas ražošanas prognozi *Nord Pool* teritorijā.

3.3.2. Aplēstā ietekme – izmaiņas patēriņā

Rezultāti rāda, ka papildu 1 MWh/h elektroenerģijas patēriņš paaugstina nākamās dienas elektroenerģijas cenu vidēji par 0,025 EUR/MWh. Turklāt *MARS* analīze leicina, ka dienās, kad vidējais stundas patēriņš ir zemāks par 780 MWh vai augstāks par 930 MWh, elektroenerģijas patēriņa pieaugums rada augstāku cenas reakciju nekā dienās, kad vidējais stundas patēriņš ir 780–930 MWh. To var izskaidrot ar ģenerējošo resursu raksturu reģionā. Ražošanas izmaksas pie zināma ģenerācijas līmeņa saglabā samērā lēzenu līkni; ražotāji ir gatavi pārdot elektroenerģiju bez liela cenu pieauguma, lai neapturētu ražošanu konvencionālajās spēkstacijās. Savukārt tad, kad patēriņš pieaug un tiecas uz maksimālo līmeni, ražotājiem jāsedz mazāk efektīvo staciju palaišanas izmaksas. Līdz ar to rodas izteiktāka elektroenerģijas cenu reakcija uz paaugstināto pieprasījumu.

3.3.3. Aplēstā ietekme – citi faktori

CO₂ cenām ir nozīmīga ietekme uz elektroenerģijas cenu nākamās dienas tirgū. CO₂ cenai paaugstinoties par 1 €, Latvijā nākamās dienas elektroenerģijas cenas pieaug par 0,81 €/MWh. Par līdzīgu secinājumu ziņo Bariss u. c. (2016), parādot, ka CO₂ emisiju cenas pieaugums par 1 € palielinātu elektroenerģijas cenas Baltijā par 0,67 €/MWh [53]. Šis fakts skaidri norāda par nepieciešamību ierobežot zaudējumu riskus, kas saistīti ar CO₂ emisiju kvotu cenu mainīgumu. Piemēram, mazumtirgotāji var slēgt nestandartizētus nākotnes darījumus (angļu val. – *forwards*) ar gada vai mēneša termiņu ES emisiju kvotu shēmas ietvaros, tādējādi fiksējot CO₂ cenu līmeni. Tas būtībā pazeminātu finanšu riskus, kas saistīti ar elektroenerģijas cenu izmaiņām nākamās dienas tirgū.

Nākamās dienas elektroenerģijas cenas Latvijā ievērojami ietekmē dabasgāzes cenas. Regresijas novērtējumi rāda, ka Latvijā, *ceteris paribus*, 1 € pieaugums *TTF* nākotnes darījumu cenā rada 0,96 €/MWh pieaugumu nākamās dienas elektroenerģijas cenām. Tādējādi nodrošināšanās, izmantojot gāzes derivātus, likvidē ievērojamus cenu riskus tirgotājiem.

Palielinātai vēja ģenerācijas pieejamībai ir pazeminošs efekts uz nākamās dienas cenām. Visu regresiju novērtējumi uzrāda robustus rezultātus: 1 MWh/h papildu no vēja saražotās elektroenerģijas attiecīgās dienas laikā samazina Latvijas nākamās dienas cenas vidēji par 0,081 €/MWh. Šie rezultāti saskan ar literatūrā publicētajiem secinājumiem, kas gūti, pētot sakarību starp vēja elektrostaciju ģenerētās elektroenerģijas apjomiem un *Elspot* cenām Rietumdānijas cenu zonā [56]. Arī *Fabra* un *Reguant* (2014) ziņo par pozitīvu korelāciju starp vēja ātrumu un elektroenerģijas cenām Spānijā [57].

3.4. Nebalansa cenas optimizācija

3.4.1. Motivācija un priekšvēsture

Lai gan lielākā daļa komerciālās darbības notiek nākamās dienas perspektīvā, daļa no elektroenerģijas cenas mazumtirdzniecībā ir saistīta ar nebalansa izmaksām. Līdz ar to kā papildu pētījumu lauks tika pētītas potenciālās iespējas uzlabot balansēšanas izmaksas. Pirmkārt, reģionālā koordinācija Baltijas valstu starpā, balstoties uz koordinētās balansēšanas

zonas (turpmāk – KBZ) sākotnējiem rezultātiem. Otrkārt, autore piedalījās uzlabotas balansēšanas enerģijas optimizācijas izstrādē ar mērķi minimizēt balansēšanas kopējās izmaksas (un līdz ar to – nebalansa cenu).

Baltijas koordinētā balansēšanas zona

Baltijas zonas balansēšanas mehānisms tika izstrādāts, lai izveidotu Baltijas koordinēto balansēšanas zonu, sākot no 2018. gada. Lai to panāktu, pārvades sistēmu operatori iedibināja procedūras koordinētai balansa vadībai, balansēšanas enerģijas apmaiņai, nebalansa izlīdzināšanai un nebalansa maksājumiem. Saskaņotā Baltijas balansēšanas tirgus mērķis bija pastiprināt energosistēmu darbības drošību, veicinot balansēšanas resursu pieejamību un samazinot energosistēmu balansēšanas izmaksas. Baltijas balansēšanas tirgus izveide ietvēra balansēšanas tirgus ietvara saskaņošanu un kopējas balansēšanas IT platformas ieviešanu.

Viens no kopējo balansēšanas sistēmu veidojošiem komponentiem ir aktivizācijas optimizācijas funkcija (AOF). Kā noteikts *ENTSO-E* izstrādātajās vadlīnijās [58], AOF nosaka visefektīvāko ienākošā balansēšanas pieprasījuma aktivizāciju, tajā pašā laikā ievērojot dažus jaudas un darbības ierobežojumus. Baltijas pārvades sistēmu operatori plāno īstenot AOF kā automātisku algoritmu, kura galvenie ievaddati ir pieejamie piedāvājumi no kopējā ranžējuma saraksta (*CMOL*) (ievērojot pārvades ierobežojumus) un aktivizācijas apjoma piedāvājums [59]. Šis algoritms nosaka balansēšanas rezervju aktivizācijas apjoma nepieciešamību līdztekus laika grafikam, kas balstās vēsturiskos vienotās balansēšanas zonas regulēšanas kļūdas (*ACE*) datus ar minūtes izšķirtspēju un reāllaika balansēšanas zonas regulēšanas kļūdas prognozi. Algoritma funkcija būtu atbalstīt lēmumu pieņemšanu, ko veic cilvēks – pārvades sistēmas operators, un tādējādi tas nozīmē pirmos soļus virzienā uz pilnībā automatisku sistēmu balansēšanas rezervju aktivizācijai. Pašreiz lēmums pasūtīt balansēšanas enerģiju ir pilnībā atstāts cilvēka – sistēmas operatora – ziņā, un laika ietvars lēmuma pieņemšanai ir ļoti neliels. Energosistēma ir ļoti sarežģīta struktūra ar lielu skaitu mainīgu un nenoteiktu parametru, tāpēc domājams, ka automatizēts instruments dotu optimālāku risinājumu. Neskatoties uz to, operatoriem parasti ir nozīmīga reālās darbības pieredze, ko matemātiski attēlot automatizētā algoritmā ir izaicinājums, ko dažkārt ir neiespējami pārvarēt. Tādējādi viens no šī pētījuma uzdevumiem bija izpētīt automatizētās un manuālās regulēšanas aktivizācijas plusus un mīnus.

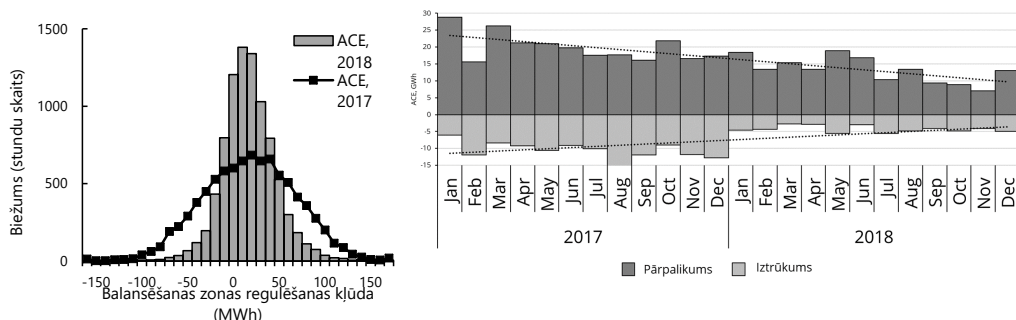
3.4.2. Rezultāti un to apspriedums – reģionālā koordinācija

Lai novērtētu iespaidu, kādu atstāj koordinētas procedūras un saskaņota regulēšana, tika salīdzinātas 2017. gada datu kopas (gads pirms KBZ darbības) un 2018. gada (pirmais KBZ darbības gads) attiecībā uz šādiem aspektiem: balansēšanas zonas regulēšanas kļūda (regulēšanas precizitāte); balansēšanas tirgus likviditāte (tirgus cenu rentabilitāte); nebalansa cena. Rezultāti rāda, ka kopējs Baltijas tirgus darbojas labāk visos aspektos.

Balansēšanas zonas regulēšanas kļūda

Baltijas KBZ darbības vēsturisko datu analīze liecināja, ka centralizēta balansēšanas tirgus pieeja izraisījusi ievērojamu Baltijas balansēšanas zonas regulēšanas kļūdas samazināšanos.

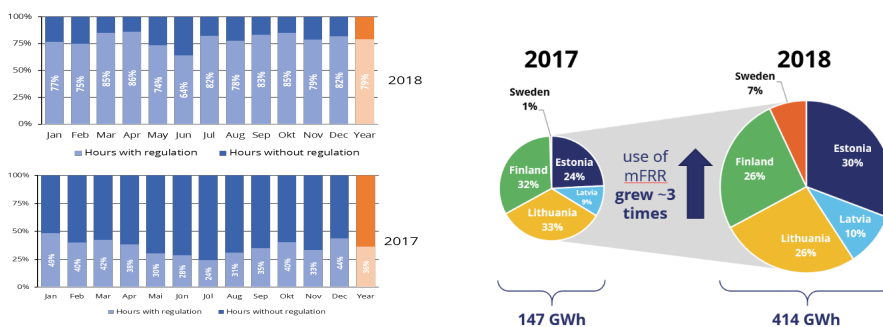
2018. gadā, salīdzinot ar 2017. gadu, vidējā zonas regulēšanas kļūda samazinājās par 43 % – no 42 MWh līdz 24 MWh uz nebalansa neregulēšanas periodu. Tika novēroti arī labāki rezultāti zonas regulēšanas kļūdas noturēšanā tuvu 0 MWh vērtībai. 2018. gadā zonas regulēšanas kļūda 50 MWh robežās bija 89 % no darbības stundām, savukārt 2017. gadā – tikai 65 % no darbības stundām (3.3. att.)



3.3. att. Balansēšanas zonas regulēšanas kļūdas izmaiņu biežums un mēneša tendence.

Tirgus likviditāte

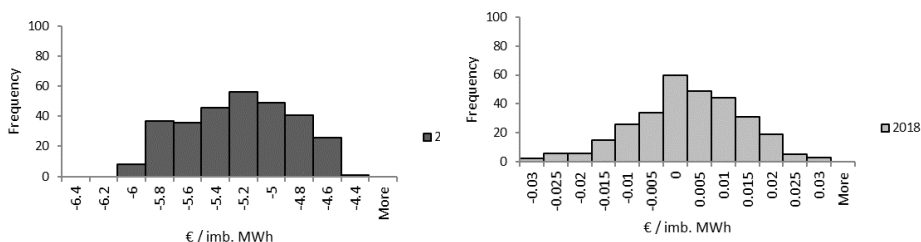
Samazinātā balansēšanas zonas regulēšanas kļūda pārsvarā tika panākta ar balansēšanas uzlabošanu un koordinēšanu. 2018. gadā Baltijas pārvades sistēmu operatori pasūtīja manuālas palaišanas sekundārās rezerves (mFRR) produktus 79 % stundu, kas ir divreiz vairāk nekā 2017. gadā (36 % stundu). Šis paaugstinātais pieprasījums pēc balansēšanas resursiem paaugstināja balansēšanas tirgus likviditāti un padarīja to pievilcīgāku vietējai ģenerācijai. Tādēļ izmantotās balansēšanas enerģijas apjoms 2018. gadā, salīdzinot ar 2017. gadu, trīskāršojās, tajā pašā laikā vietējo balansēšanas resursu procents saglabājās 66 % līmenī (3.4. att.).



3.4. att. Izmantotā balansēšanas enerģijas apjoma pieaugums pēc KBZ darbības sākšanās.

Izmaiņas nebalansa cenu veidošanās sistēmā radīja līdzīgākus spēles noteikumus Baltijas balansatbildīgajām pusēm un regulēšanas pakalpojumu sniedzējiem. Kopējās Baltijas balansatbildīgo pušu balansēšanas izmaksas samazinājās no 19,9 miljoniem eiro 2017. gadā līdz 15,1 miljoniem eiro 2018. gadā. Lai novērtētu nebalansa cenu veidošanās modeļa izmaiņu ietekmi uz Baltijas balansatbildīgo pušu nebalansa izmaksām, tika izmantots sintētisks (pētījuma vajadzībām modelēts) balansatbildīgo pušu portfelis.

Baltijas balansatbildīgā puse tika izveidota ar vidējo ikstundas plānoto patēriņu 100 MWh katrā no valstīm. Ikstundas patēriņš tika profilēts atbilstoši Baltijas iknedēļas vidējam patēriņa profilam, un tika modelēti dažādi (300) nebalansa scenāriji. Tā rezultātā modelētās balansatbildīgās puses izmaksas ievērojami samazinājās, salīdzinot 2017. un 2018. gadu, un šī BAP var gūt labumu no savu nebalansu izlīdzināšanas starp Baltijas valstīm, tādējādi samazinot balansēšanas izmaksas (3.5. att.).



3.5. att. Nebalansa izmaksu salīdzinājums modelētajai BAP.

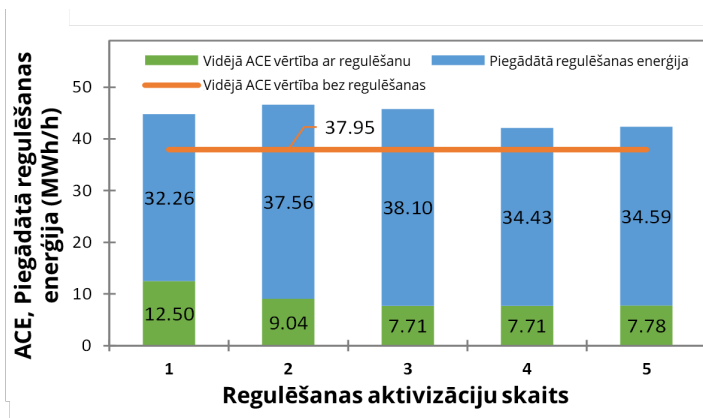
Visumā Baltijas KBZ ieviešana deva ievērojamus labumus, samazinot balstīšanos uz atvērtu balansa sniedzēju (samazināta balansēšanas zonas regulēšanas kļūda), uzlabojot vietējo ģenerējošo iekārtu dalību balansēšanas tirgū un samazinot nebalansa izmaksas balansatbildīgajām pusēm. Paaugstinātais pieprasījums pēc balansēšanas resursiem sniedz vairāk iespēju arī pieprasījumreakcijas objektiem.

3.4.3. Rezultāti un to apspriedums – uzlabota aktivizācijas optimizācijas funkcija

Optimizācijas mērķis ir minimizēt sagaidāmās aktivizācijas izmaksas, ņemot vērā gan balansēšanas zonas regulēšanas kļūdu, gan piedāvājumu aktivizācijas izmaksas. Autore piedalījās programmatūras rīka izstrādē, kam ir algoritms manuālās palaišanas sekundārās rezerves (*mFRR*) optimālo aktivizācijas parametru iegūšanai Baltijas energosistēmas balansēšanai. Šis algoritms darbojas ar pieņēmumu, ka manuālās palaišanas sekundārā rezerve būtu jāaktivizē vienu vai vairākas reizes konkrētajā nebalansa neregulēšanas periodā (šajā gadījumizpētē netika aplūkots vairāk par piecām aktivizācijām vienā nebalansa neregulēšanas periodā). Pats algoritms ir balstīts trīs galvenajos parametros: aktivizācijas laiks (minūšu skaits kopš katra nebalansa neregulēšanas perioda sākuma); balansēšanas zonas regulēšanas kļūdas prognozes procents, pret kuru notiek regulēšana; ignorances līmenis (minimālā zonas regulēšanas kļūdas prognozes vērtība, lai tiktu aktivizēta regulēšana). Līdz ar to zonas regulēšanas kļūdas prognozes laukrinda ar minūtes izšķirtspēju tiek piedāvāta kā ievaddati.

Skaitliskai modelēšanai tika izmantoti reāli vēsturiski 2016. gada dati, ko sniedza pārvades sistēmu operatori.

Pēc izstrādātās programmatūras testēšanas tika iegūti šādi rezultāti, salīdzinot alternatīvo regulēšanas biežumu (3.6. att.):



3.6. att. Alternatīvo aktivizēšanas biežumu salīdzinājums.

Tika salīdzināti arī alternatīvie scenāriji, veicot pieņēmumus par fiksētām balansēšanas un zonas regulēšanas kļūdas izmaksām (3.3. tab.).

3.3. tabula

Izmaksu salīdzinājums alternatīviem aktivizācijas biežumiem

Maksimālais aktivizāciju skaits	1	2	3	4	5
Zonas regulēšanas kļūda ar vietējo regulēšanu (€)					
Enerģija pirktā par 100 €/MWh	205 643,77	137 685,42	133 461,79	126 568,68	133 142,01
Pārpalikums pārdots par 5 €/MWh	-21 540,16	-16 118,70	-12 948,91	-13 285,65	-13 148,32
Zonas regulēšanas kļūdas izmaksas	184 103,60	121 566,72	120 512,88	113 283,03	119 993,69
Piegādātās vietējās regulēšanas enerģijas izmaksas (€)					
Enerģija pirktā par 50 €/MWh	188 740,31	246 043,25	238 190,36	194 939,63	194 561,59
Pārpalikums pārdots par 10 €/MWh	-126 444,67	-141 952,35	-146 298,99	-136 286,05	-137 142,43
Piegādātās vietējās enerģijas izmaksas	62 295,64	104 090,90	91 891,37	58 653,58	57 419,15
Kopējās izmaksas ar vietējo regulēšanu	246 399,25	225 657,63	212 404,26	171 936,61	177 412,84
Zonas regulēšanas kļūdas izmaksas bez vietējās regulēšanas (€)					
Enerģija pirktā par 100 €/MWh			409 669,61		
Pārpalikums pārdots par 5 €/MWh			-76 089,76		
Kopējās izmaksas bez vietējās regulēšanas			333 579,85		

Kopējie rezultāti rāda, ka precīzāka un biežāka balansēšanas enerģijas aktivizācija dod labākus tirgus rezultātus tirgum. Pieprasījuma reakcija parasti dod zemākus apjoma balansēšanas piedāvājumus, tāpēc pārvirze uz biežāku balansēšanu dotu potenciālas nākotnes iespējas.

4. IZMAKSU UN IEGUVUMU NOVĒRTĒJUMS PIEPRASĪJUMREAKCIJAS IEKĀRTU TURĒTĀJAM

4.1. Gadījumizpēte – netiešā pieprasījumreakcija

4.1.1. Motivācija un priekšvēsture

Tradicionāli balanss starp pieprasījumu un piedāvājumu energosistēmā tiek uzturēts, koriģējot centrāli regulētu piedāvājumu saskaņā ar lielā mērā neelastīgu pieprasījumu. Pārtraukumainās un izkliedētās ģenerācijas apjoma pieaugums [60], kā arī pastāvīgs elektroenerģijas pieprasījuma pieaugums rada ne tikai enerģijas cenu nepastāvīgumu, bet arī jaunus izaicinājumus attiecībā uz energosistēmas infrastruktūru. Viens šīs parādības aspekts ilustrējams ar Dienvidkvīslendas (Austrālija) gadījumu, kur no 2009. līdz 2014. gadam kopējā uzstādītā saules paneļu jauda pieauga no 187 MW līdz 4092 MW [7], savukārt dzīvojamā sektora patērētāju procents, kuriem uz ēku jumta bija saules paneļi, sasniedza 25 %. Šādas izmaiņas samazināja patērētās elektroenerģijas apjomus sadales sistēmā, taču tām nebija ievērojamas ietekmes uz sistēmas izmaksām; apjomā balstītie sadales sistēmas tarifi pieauga par 112 % [8].

Aizvien vairāk cilvēkiem dodot priekšroku elektrotransportam un elektroapsildei, elektroenerģijas pieprasījumam ir vēl lielāka tendence koncentrēties augstā un zemā pieprasījuma periodā, un tā rezultātā pīķa pieprasījums var pieaugt straujāk nekā kopējais gada patēriņš, radot papildu cenu spiedienus uz elektroenerģijas cenu un sistēmas pakalpojumu izmaksām. No otras puses, tehnoloģijas, kas dod pieprasījumreakcijas iespējas, sniedz iespēju mazināt enerģijas patēriņa shēmu mainīgumu, kas varētu palīdzēt energosistēmai pielāgoties jaunajām un dažos gadījumos arī ieradumā nostiprinātajām tirgus prasībām. Apsvērums, ka energosistēmu elastīguma uzlabošana ir izšķiroši svarīgs faktors pārtraukumainās ģenerācijas integrācijas izmaksu samazināšanā, vēlreiz aktualizēts arī nesenos pētījumos [61]–[63]. Šī iemesla dēļ patērētāju iesaistes pieprasījumreakcijas aktivitātēs veicināšana ir kļuvusi par arvien svarīgāku enerģētiskās politikas tēmu [61], [64]–[66]. Lai gan varētu būt vienprātība par to, vai ir nepieciešams atvieglot patērētāju iesaisti elektroenerģijas tirgū, tas, kā to panākt, ir izaicinājums ar ne tik skaidru risinājumu. Šīs gadījumizpētes mērķis ir salīdzināt alternatīvus un viegli izmantojamus izmaksu optimizācijas scenārijus apkures sistēmai, kas izmanto siltumsūkni “gaiss-gaiss”.

Eiropas Savienības enerģētikas politika paredz pieprasījumreakcijas nozīmes pieaugumu un dziļāku tās integrāciju enerģētikas tirgos, ko atvieglotu viedo skaitītāju ieviešana, atbalstošs tiesiskais regulējums un aktīva patērētāju izglītošana. Direktīva 2019/944/EU (2019) paredz, ka “[..] Patērētājiem vajadzētu būt iespējai piedalīties visa veida pieprasījumreakcijā. Tāpēc tiem vajadzētu būt iespējai gūt labumu no viedo uzskaites sistēmu pilnīgas ieviešanas, un gadījumos, kad šāda ieviešana tiek vērtēta negatīvi, – iespējai izvēlēties viedo uzskaites sistēmu un dinamiskas elektroenerģijas cenas līgumu. Tam būtu jāļauj tiem pielāgot savu patēriņu atkarībā no tādiem cenu signāliem reāllaikā, kas atspoguļo elektroenerģijas vai transportēšanas vērtību un izmaksas dažādos laikposmos, savukārt dalībvalstīm būtu jānodrošina, ka vairumtirdzniecības cenu risks patērētājus skar saprātīgā mērā. Patērētāji būtu jāinformē par

priekšrocībām un iespējamo cenu risku, ko rada dinamisku elektroenerģijas cenu līgumi. [...]”, 11. pantā noteikts, ka “dalībvalstis nodrošina, ka valsts tiesiskais regulējums ļauj piegādātājiem piedāvāt dinamiskas elektroenerģijas cenas līgumu. Dalībvalstis nodrošina, ka galalietotāji, kam ir uzstādīti viedie skaitītāji, var vismaz vienam piegādātājam un katram piegādātājam, kam ir vairāk nekā 200 000 galalietotāju, lūgt noslēgt dinamiskas elektroenerģijas cenas līgumu.” [67]. Saskaņā ar Eiropas Enerģijas regulatoru padomes datiem 2018. gadā 21 no 27 dalībvalstīm piedāvāja tāda vai citāda veida mainīgas cenas līgumus, un tikai 15 no 27 dalībvalstīm dzīvojamā sektora lietotājiem ir pieejami tūlītējai cenai piesaistīti līgumi (angļu val. – *spot-price tied contracts*) [68].

Elektroenerģijas tirgus liberalizācija Latvijā sākās 2007. gadā, kad uzņēmējdarbības sektora patērētājiem ar augstu patēriņu tika piedāvāta iespēja brīvi izvēlēties elektroenerģijas piegādātāju. 2012. gada 1. aprīlī viņiem pievienojās uzņēmējdarbības sektora patērētāji ar vidēji augstu patēriņu, savukārt 2012. gada 1. novembrī – visi pārējie uzņēmējdarbības sektora patērētāji. Dzīvojamā sektora patērētājiem tirgus tika atvērts 2015. gada 1. janvārī. Lai gan Latvijā ir prasība, lai elektroenerģijas piegādātāji dzīvojamā sektora patērētājiem piedāvātu “universālu produktu”, Latvijas tiesiskajā regulējumā nav prasīts, lai elektroenerģijas piegādātāji piedāvātu līgumus ar dinamisku elektroenerģijas cenu. Saskaņā ar Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisijas publicētajiem datiem 12,5 % (trīskāršs pieaugums kopš 2017. gada beigām) dzīvojamā sektora patērētāju un 42,8 % uzņēmējdarbības sektora patērētāju (aptuveni 30 % pieaugums kopš 2017. gada beigām) bija izvēlējušies līguma tipu ar dinamiskām cenām. Pašlaik vairums elektroenerģijas piegādātāju piedāvā tāda vai citāda veida dinamisko cenu līgumus (vai nu lietošanas laika (angļu val. – *time-of-use*) [70], vai arī tūlītējai cenai piesaistītus (angļu val. – *spot-price tied*) [71]) gan uzņēmējdarbības, gan dzīvojamā sektora patērētājiem.

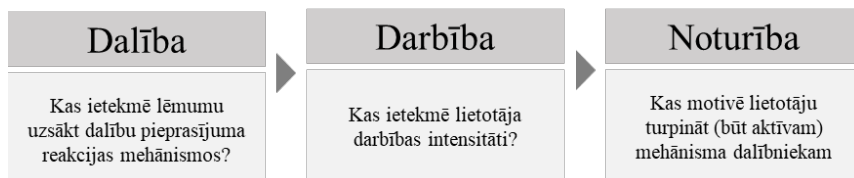
Vērtējot kopējās patēriņa profilu tendences Latvijā, no datu analīzes izslēgti dati par 2020. gadu sakarā ar ievērojamo, bet ne tik viegli izmērāmo pandēmijas ietekmi. Salīdzinot nākamās dienas tirgus apjomus 2017. un 2019. gadam, var redzēt, ka, lai gan kopējie apjomi pieauga, iepirkto apjomu svārstīgums samazinājās (4.1. tab.) [72]. Lai gan tā ir pozitīva tendence un būtu nepieciešams lielāks pētījumu apjoms, lai izpētītu tās virzītājfaktorus, šie dati arī uzrāda lielas izmaiņas starp pīķa slodzi un slodzi ārpus pīķa laikposmiem, kā arī netiešās pieprasījumsreakcijas potenciālu atvieglot šo situāciju.

4.1. tabula

Salīdzinoši aprakstošie statistikas rādītāji par enerģijas apjomiem, kas pārdoti *Nord Pool* nākamās dienas tirgū 2017. un 2019. gadā, datu avots: [71]

Parametrs	2017	2019	Novirze
Summa	7,2 TWh	7,3 TWh	+0,7 %
Vidējais	828 MWh	834 MWh	+0,7 %
Standartnovirze	177 MWh	167 MWh	-5,9 %
Diapazons	828 MWh	742 MWh	-10,4 %
Minimālais apjoms	444 MWh	479 MWh	+7,9 %
Maksimālais apjoms	1 272 MWh	1 222 MWh	-4,0 %

Šķēršļi patērētāju iesaistei pieprasījumu reakcijā. Dzīvojamā sektora patērētāja iesaisti (vai tās trūkumu) var iedalīt posmos, no kuriem katru raksturo atšķirīgi priekšnoteikumi. Elektroenerģijas pētījumu institūts (angļu val. – *Electric Power Research Institute (EPRI)*) (2012) piedāvā šādu trīs soļu struktūru: dalība (iesaiste pieprasījumu reakcijā); darbība (reaģēšana vēlamajā veidā); rezultātu noturība laika gaitā (4.1. att.) [61], [73].



4.1. att. Patērētāju iesaistes pieprasījumu reakcijā trīs pakāpes. Adaptēts no [8].

Izpratne par šķēršļiem un veicinošajiem faktoriem ilgtermiņa aktīvai dalībai pieprasījumu reakcijā var ļaut politikas veidotājiem un tirgus dalībniekiem identificēt un veicināt patērētāju iesaisti izmaksu efektīvākā veidā un precīzāk novērtēt potenciālu pieprasījumu reakcijas dalībai.

Literatūrā identificēti šādi motivatoru tipi: finansiālie; vides; sociālie. Balstoties lielā daudzumā pētījumu, var teikt, ka finansiālie stimuli ir visnozīmīgākie [61], [74]–[80]. Finansiālo stimulu vidū minama ikmēneša rēķina samazināšanās, atlīdzības par konkrētām patēriņa shēmām, tehnoloģija par brīvu vai samazinātu cenu [61]. Vides stimuli ir mazāk pētīti, un tiem, šķiet, ir mazāka loma, jo piedalīšanās pieprasījumu reakcijā ne vienmēr samazina kopējo patēriņu [61], [81]. Sociālo stimulu skaitā ietilpst pastiprināta subjektīvā kontrole pār enerģijas patēriņu [74], [81], dalības uztveršana par jaunu un aizraujošu [74] vai lepnums par sociāli atbildīgu vai energosistēmu atbalstošu rīcību [61], [82], [83].

Šie labumi jeb stimuli parasti tiek samēroti ar piepūli, laiku, ērtumu un komforta līmeni [61], [84]–[86]. Balstoties sistēmiskā literatūras apskatā, kas dots [61], redzams, ka reāli finansiālie labumi ir nepieciešams priekšnoteikums jēgpilnai dalībai netiešās pieprasījumu reakcijas aktivitātēs.

4.1.2. Gadījumizpētes izveide

Apkures, ventilācijas un gaisa kondicionēšanas (AVGK) sistēmām attīstītās valstīs ir tendence ar laiku kļūt aizvien izplatītām [87]. Nesenākie pieejamie dati Latvijā ir par 2015. gadu, kad 6 % no dzīvojamām ēkām Latvijā bija elektriskā apkure un aptuveni 2 % no dzīvojamām ēkām valstī bija gaisa kondicionēšana [88]. Turklāt AVGK bieži ir pats energoietilpīgākais dzīvojamā tipa elektroiekārtu veids. Precīzs novērtējums par elektroenerģijas patēriņa procentu AVGK vajadzībām ir grūti iegūstams, jo šīs aplēses atšķirsies atkarībā no klimata, ēkas tipa un citām esošām iekārtām. Vidēji tiek lēsts, ka apkure veido līdz 50 % no ikmēneša elektroenerģijas patēriņa pīķa slodzes laikā [89].

Apskatot esošo literatūru par AVGK vadības sistēmu izmēģināšanu un projektēšanu, var redzēt, ka, lai gan pastāv dažādi energoefektivitātes mērķi vai īpaši izaicinājumi saistībā ar vairākēku vai vairākzonu sistēmām, vispārējā pieeja deterministiski regulētas AVGK sistēmas

ieviešanai ir samērā vienkārša, tai ir nepieciešama datu vākšana, algoritms un slodzes vadības ierīce [90]–[92]. Šī pētījuma mērķis ir reālu datu klātbūtnē novērtēt vispiemērotāko algoritmu automātiskas un izmaksu efektīvas AVGK sistēmas pārvaldības ieviešanai, vadoties pēc publiski pieejamiem datiem. Lai panāktu to noteiktam laika periodam (2020. gada decembrī un 2021. gada janvārī), tika novērotas četras AVGK sistēmas. Pēc tam tika izmēģinātas alternatīvas optimizācijas pieejas. Paredzēts, ka algoritms ar vislabākajiem rezultātiem tiks tālāk izmantots AVGK pārvaldībai. 4.2. un 4.3. tabulā sniegts apstākļu un datu apraksts.

4.2. tabula

Gadījumizpētes apstākļu apraksts

Izmantotās apkures, ventilācijas un gaisa kondicionēšanas sistēmas	Tika izvēlēts viens <i>Toshiba Premium</i> gaisa-gaisa tipa siltumsūkņis (<i>RAS-25PAVPG-ND</i>) ar apsildes jaudu 0,7–6,70 kW un trīs <i>Toshiba Optimum</i> (<i>RAS-25PKVSG-ND</i>) iekārtas ar jaudu 1,00–6,50 kW
Platība	Divas izolētas istabas 26 m ² (iestatītā telpu temperatūra 17 °C) un 23 m ² platībā (iestatītā telpu temperatūra 17 °C), liela halle 70 m ² platībā (iestatītā telpu temperatūra 19 °C ar zināmām ar AVGK nesaistītām temperatūras svārstībām sakarā ar ventilāciju vai citu ierīču izmantošanu)
Laika periods	24 dienas, 2020. gada decembris – 2021. gada janvāris

4.3. tabula

Gadījumizpētē izmantoto datu apraksts

Ārgaisa temperatūra	Faktiskie ikstundas dati no meteoroloģiskiem datiem, kas iegūti no Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centra (°C) [93]
Nākamās dienas cenas	Faktiskie ikstundas dati no <i>Nord Pool</i> biržas (EUR/MWh) [72]
Siltumsūkņu slodze	Tiek mērīta katru minūti (MW)

Šī pētījuma kontekstā tika izdarīti šādi pieņēmumi (vienkāršojumi): pirmkārt, slodze tiek tikai pārbīdīta, kopējais patēriņš nekādi nesamazinās (sagaidāms, ka atsitiena efekts (angļu val. – *rebound effect*) būs 100 %). Patēriņš no stundas, kad sistēma tiek izslēgta, tiek pārbīdīts uz tuvākajām divām stundām. Atsitiena efektu konkrētā rakstura noteikšana dažādos apstākļos neietilpst šajā pētījumā, tas paliek tālākiem pētījumiem. Šis pieņēmums nosaka, ka atslēgšana nevar notikt biežāk kā reizi divās stundās (šis noteikums tiek ievērots arī datumu maiņas laikā). Tika izveidoti šādi optimizācijas scenāriji (4.4. tab.).

Gadījumizpētē izmantotie optimizācijas scenāriji

Scenārijs	Nosacījumi	Mērķis
Izvēlas divas stundas katrā konkrētā dienā, kad AVGK tiek izslēgta, balstoties uz šādiem kritērijiem		
2-1	Zemākā temperatūra	Augstākā paredzamā patēriņa attēlošana [94]
2-2	Augstākā nākamās dienas cena	Augstāko izmaksu uz MWh attēlošana
2-3	Augstākie prognozētie izmaksu ietaupījumi no slodzes pārbīdes	Augstāko summāro ieguvumu attēlošana no patēriņa pārbīdes
Izvēlas trīs stundas katrā konkrētā dienā, kad AVGK tiek izslēgta, balstoties uz šādiem kritērijiem		
3-1	Zemākā temperatūra	Augstākā paredzamā patēriņa attēlošana
3-2	Augstākā nākamās dienas cena	Augstāko izmaksu uz MWh attēlošana
3-3	Augstākie prognozētie izmaksu ietaupījumi no slodzes pārbīdes	Augstāko summāro ieguvumu attēlošana no patēriņa pārbīdes

Augstākie prognozētie izmaksu ietaupījumi (C_{H0}) no slodzes pārbīdes tika aprēķināti šādi:

$$C_{H0} = E_{H0} \times P_{H0} - E_{H0} \times \frac{P_{H1} + P_{H2}}{2}, \quad (4.1)$$

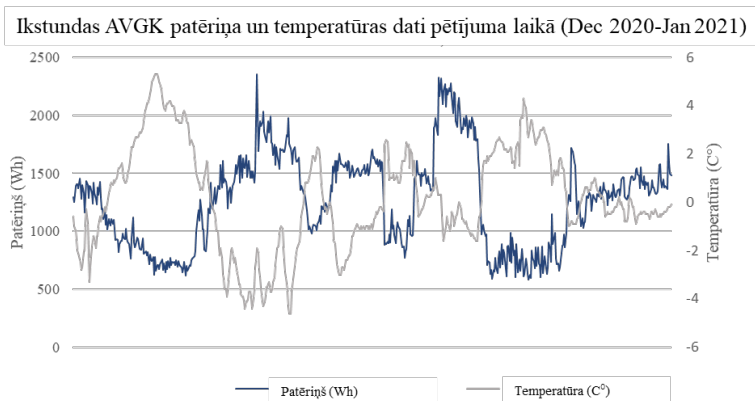
kur C_{H0} – paredzamie izmaksu ietaupījumi no slodzes pārbīdes (EUR); E_{H0} – enerģijas apjoms, kas pārbīdīts no stundas H_0 uz stundu H_1 un stundu H_2 (MWh); P_{H0} , P_{H1} , P_{H2} – nākamās dienas cena stundai H_0 , stundai H_1 , stundai H_2 (EUR/MWh).

Paredzamais pārbīdītais enerģijas apjoms E_{H0} tiek aprēķināts, balstoties uz empīriski iegūtu sakarību konkrētajai AVGK sistēmai.

$$E_{H0} = 0,001288 - 0,00015 T_{H0}, \quad (4.2)$$

kur T_{H0} – paredzamā temperatūra stundā H_0 (°C).

Empīriskais vienādojums (4.2. att.) tika iegūts, piemērojot lineāru regresiju empīriskajam patēriņam un faktiskajiem temperatūras datiem, kas iegūti gadījumizpētē.



4.2. att. Ikstundas AVGK patēriņa un temperatūras dati pētījuma laikā. Temperatūras dati no [91].

Optimizācijas algoritms izvēlas vispiemērotāko variantu, balstoties iepriekš aprakstītajos nosacījumos. Ja šis variants pārkāpj nosacījumu, ka AVGK drīkst atslēgt ne biežāk kā reizi trīs stundās, tiek izvēlēts nākamais labākais variants.

4.1.3. Rezultāti un to apspriedums

Novērošanas laikā tika ievākti šādi dati attiecībā uz ārējais temperatūru, nākamās dienas cenu un faktisko AVGK patēriņu (4.5. tab.).

4.5. tabula

Aprakstoši statistiskie rādītāji par temperatūru, elektroenerģijas cenu un AVGK patēriņu gadījumizpētes laikā. Dati par temperatūru no [91], par elektroenerģijas cenām no [71].

Parametrs	Temperatūra (°C)	Nākamās dienas cena (EUR/MWh)	AVGK faktiskais patēriņš (kWh)
Vidējais	0,1	43,89	1,26
Diapazons	9,9	197,21	1,77
Minimums	-4,6	2,75	0,58
Maksimums	5,3	199,96	2,36

Iepriekš aprakstītie scenāriji dod tālāk izklāstītos rezultātus (4.6. tab.).

4.6. tabula

Optimizācijas scenāriju rezultātu salīdzinājums

Scenārijs	Stundu skaits, kas izvēlētas dienas laikā	Kopējais patēriņš (kWh)	Kopējais pārbīdītais patēriņš (kWh)	Pārbīdītā patēriņa procents	Kopējās elektroenerģijas izmaksas (EUR)	Izmaksu starpība ar bāzes scenāriju
Bāzes	0 h	748,42	–	–	33,58	–
2-1	2 h	748,42	70,94	9,5 %	33,58	0,01 %
2-2	2 h	748,42	65,37	8,7 %	32,94	-1,90 %
2-3	2 h	748,42	67,42	9,0 %	32,18	-4,18 %
3-1	3 h	748,42	104,64	14,0 %	33,54	-0,13 %
3-2	3 h	748,42	97,36	13,0 %	32,68	-2,69 %
3-3	3 h	748,42	99,43	13,3 %	31,97	-4,81 %

Scenāriju relatīvais sniegums bija līdzīgs divu un trīs stundu scenāriju grupā. Lielākā slodzes pārbīde novērojama scenārijā, kur slodze tiek pārbīdīta no visaukstākajām stundām (divu stundu scenārijā tika izvēlēts 9,5 % no kopējās slodzes, savukārt trīs stundu scenārijā tika pārbīdīts 14,0 % no slodzes). Taču ne 2-1, ne 3-1 scenārijs neveda ievērojami atšķirīgas kopējās izmaksas attiecībā pret bāzes gadījuma scenāriju. Tas varētu būt saistīts ar šādu parādību: aukstākās stundas parasti vērojamas nakts laikā, kad elektroenerģijas cenu dinamika ir mazāk

izteikta. 2-2 un 3-2 scenāriji gan divu stundu, gan trīs stundu grupā uzrāda vislabāko līdzīgo relatīvo sniegumu savā scenāriju grupā, taču vislabākais sniegums bija 2-3 un 3-3scenārijiem, kuros bija ņemta vērā gan sagaidāmā cenu atšķirība, gan arī paredzamās slodzes. Ekonomiskā snieguma uzlabojums, salīdzinot 2-2 scenāriju ar 2-3 scenāriju ir ievērojami augstāks nekā slodzes pārbīdes pieaugums. Tas norāda, ka ņemt vērā tikai nākamās dienas cenas, neņemot vērā paredzamo patēriņa līmeni, ir suboptimāla izvēle.

Kopumā gadījumizpētes rezultāti norāda, ka tūlītējie ieguvumi no slodzes pārbīdes ir pieticīgi. Ņemot to vērā, ja enerģijas politikas veidotāji apsver un identificē to, ka dzīvojamā sektora patērētāju aktīva iesaiste netiešās pieprasījuma reakcijas aktivitātēs ir izšķiroši svarīga labākai pārtraukumainās un izkliedētās ģenerācijas integrācijai, kā arī energosistēmas optimizācijai, varētu apsvērt papildu stimulus, kas atspoguļotu kopējos sistēmas ieguvumus no mazākām pīķa un nepīķa slodzēm.

4.2. Gadījumizpēte – tiešā pieprasījuma reakcija

4.2.1. Motivācija un priekšvēsture

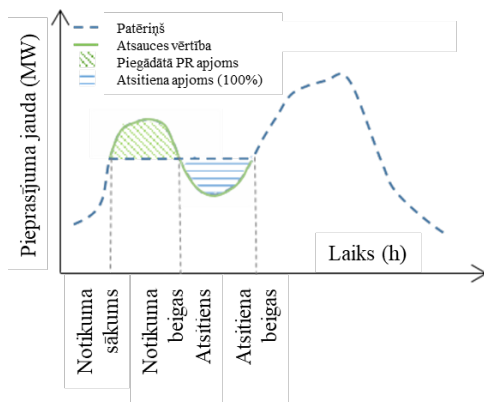
Lieli rūpniecības uzņēmumi Eiropā (piemēram, Ziemeļvalstīs, Polijā, Horvātijā, Nīderlandē, Vācijā) jau ievērojamu laiku ir bijuši iesaistīti pieprasījuma reakcijas nodrošināšanā palīgpakalpojumiem [95], [96]. Šie lieli patērētāji var piedalīties tirgū individuāli. Baltijā energoietilpīga rūpniecība nav spēcīgi attīstīta, līdz ar to pieprasījuma reakcijas potenciāls slēpjas mazākos patērētājos (piemēram, mazajos un vidējos uzņēmumos, dzīvojamā sektorā). Aptuvena aplēse norāda, ka gan dzīvojamās, gan komerciālās ēkās (skolās, viesnīcās, mazumtirdzniecības vietās) aptuveni 50 % no enerģijas patēriņa saistīts ar apkuri, dzesēšanu, ventilāciju un apgaismi [97]. Tas liecina par ievērojamu elastīguma potenciālu, taču, ņemot vērā to, ka minimālais piedāvājuma apjoms manuālās palaišanas sekundārās rezerves produktam ir 1 MW, šie patērētāji balansēšanas tirgū var piedalīties tikai tādā gadījumā, ja to slodzes tiek agregētas un koordinētas. Informācijas tehnoloģiju sasniegumi padara šādu agregāciju un resursu koordināciju iespējamu.

Lai gan PR agregācija ir ar enerģiju saistīts produkts, biznesa procesi, kuru pastāvēšana tai ir nepieciešama, ir citi nekā tipiskam enerģijas piegādātājam nepieciešamie. Lai nodrošinātu to, ka visiem patērētājiem, kas vēlas piedalīties pieprasījuma reakcijā, tas tiktu atļauts, nemainot to piegādātāju, radās jauns tirgus dalībnieks – neatkarīgs agregators. Savā būtībā neatkarīgais agregators ir PR agregācijas pakalpojumu sniedzējs, kas pārvalda no galalietotājiem iegūtu enerģiju, kur šie galalietotāji atrodas citās nebalansa zonās nekā agregators [98]. Nav vienprātības par to, kāds ir vislabākais tirgus ietvars, lai integrētu neatkarīgus PR agregatorus, jo optimāla modeļa izvēle gan dažādām valstīm, gan dažādiem elektroenerģijas tirgu tipiem atšķiras [95], [96]. Norēķinu modelis, kuram pašlaik dod priekšroku Baltijas pārvades sistēmu operatori, ir centralizēts modelis [98]. Detalizēts šī modeļa paskaidrojums dots šī promocijas darba 1. nodaļā.

4.2.2. Gadījumizpētes izveide

Pieņēmumi attiecībā uz enerģijas pārnesi

Kad notiek pieprasījumreakcijas aktivizācija, tai ir konkrēta ietekme uz patēriņa līkni (4.3. att.). Kad notiek pieprasījumreakcijas aktivizācija augšupējai regulēšanai (t. i., samazināts patēriņš), patēriņš tiek mazināts.



4.3. att. Pieprasījumreakcijas aktivizācijas izskaidrojums.

Atkarībā no resursu veida PR aktivizācijas laikā nepatērētā enerģija kaut kādā mērā tiks patērēta vienā sekojošajā stundā vai vairākās sekojošajās stundās. Balstoties pilotpētījuma rezultātos, (pilotpētījumā izmantotā ierīce – saldētavas) [3], pieņemtais atkopšanās efekts modelējumos ir 100 %, un tas notiek nākamās stundas laikā. Modelēšanas ietvarā tiek pieņemts, ka pārņemtos enerģijas apjomus ir iespējams noteikt bez kļūdas.

Pieņēmumi norēķinu modelim (naudas plūsmas)

Modelējumā tiek pieņemts, ka šādas cenas ir vienādas:

- mazumtirdzniecības cena ir vienāda ar nākamās dienas cenu;
- balansēšanas cena ir vienāda ar nebalansa cenu.

Atbilstoši centralizētajam norēķinu modelim notiek šāda tirdzniecība saistībā ar PR aktivizācijas laikā piegādāto enerģiju:

- 1) pirms darbības stundas piegādātājs/BAP pērk enerģiju nākamās dienas tirgū par nākamās dienas cenu (P_{DA});
- 2) darbības stundas laikā PSO pasūta balansēšanas enerģiju no agregatora par balansēšanas cenu (P_{bal});
- 3) darbības stundas laikā patērētājs nepatērē to enerģiju, ko tas patērētu, ja nebūtu PSO aktivizācijas pasūtījuma;
- 4) norēķinu fāzē PSO veic nebalansa korekciju ietekmētās BAP deklarētajam stāvoklim;
- 5) norēķinu fāzē PSO maksā BAP kompensāciju (atlīdzību) par enerģiju, kas pārņemta no tās portfeļa, par atsauces cenu (P_{ref});
- 6) norēķinu fāzē PSO maksā agregatoram starpību starp P_{bal} un P_{ref} ;

- 7) norēķinu fāzē patērētājs nemaksā par nepatērēto enerģiju un var saņemt daļu peļņas, kas izveidojusies, ņemot vērā atšķirību starp P_{bal} un P_{ref} .

Notiek šāda tirdzniecība saistībā ar patēriņa shēmas novirzi, ko izraisa atsītiena efekts:

- 1) norēķinu fāzē patērētājs maksā BAP/piegādātājam atjaunošanās stundas mazumtirdzniecības cenu (P_{ret}) par enerģiju, kas patērēta, ņemot vērā atsītiena efektu;
- 2) norēķinu fāzē BAP maksā PSO atjaunošanās stundas nebalansa cenu (P_{ibal}) par enerģiju, kas patērēta, ņemot vērā atsītiena efektu.

Modelēšanas rīks

Šai gadījumizpētei modelēšana tiek veikta, izmantojot uz Montekarlo modelēšanā balstītu rīku, kas ieviests un izstrādāts avotā [99]. Modeļa stohastiskais raksturs prasa, ka izvadatiem jābūt varbūtiskiem, nevis deterministiskiem. Līdz ar to vairums ievades iestatījumu saistās ar konkrēta parametra sagaidāmo vidējo vērtību pa scenārijiem, un izvadati tiek doti varbūtības sadalījumu formā.

Rīka galvenie moduļi ir nākamās dienas cenu scenāriju ģenerācija, balansēšanas likviditātes un cenu scenāriju ģenerācija, balansēšanas aktivizācijas modelēšana, īstermiņa un ilgtermiņa ekonomiskais novērtējums.

Ievadpieņēmumi un PR resursu raksturojums

Pieņēmumi nākamās dienas tirgum tika veikti, balstoties uz *Nord Pool* nākamās dienas tirgus datu vēsturiskajām vērtībām Baltijā 2017. gadā. Šie pieņēmumi atspoguļoti 4.7. tabulā.

4.7. tabula

Nākamās dienas tirgus datu modelēšanas parametri

Cenas modelēšanas parametri	Vērtība (statistiskā novirze)
Vidējā cena 99,5 % stundu	34,02 €/MWh (10 %)
Vidējā vērtība darba dienām, dalīta ar vidējo vērtību nedēļas nogalēm	1,23 (10 %)
Vidējā vērtība dienai (no plkst. 6.00 līdz plkst. 22.00), dalīta ar vidējo vērtību naktij (no plkst. 22.00 līdz plkst. 6.00)	1,38 (10 %)
Mīnīmālā cena	2,99 €/MWh (10 %)
Maksimālā cena 99,5 % stundu	75,34 €/MWh (10 %)
Maksimālā cena 100 % stundu	130,05 €/ MWh (10 %)
Scenāriju skaits	300

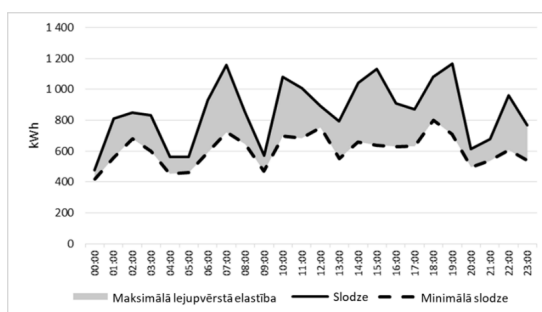
Pieņēmumi balansēšanas tirgum tika veikti, balstoties uz Baltijas balansēšanas tirgus datu vēsturiskajām vērtībām 2018. gada 1. ceturksnim. Šis atskaites vērtības tika izvēlētas, ņemot vērā ievērojamās tirgus izmaiņas, kas tika ieviestas 2018. gada 1. janvārī. Pieņēmumi atspoguļoti 4.8. tabulā.

4.8. tabula

Balansēšanas tirgus datu modelēšanas parametri

Cenas modelēšanas parametri	Vērtība
% stundu, kad notiek regulēšana	70 %
% regulēšanas stundu, kad nepieciešama augšupējā regulēšana (slodzes samazināšana)	45 %
Balansēšanas cena augšupējai regulēšanai (sagaidāmā)	1,6 P_{DA}
Balansēšanas cena lejupējai regulēšanai (sagaidāmā)	0,6 P_{DA}
Scenāriju skaits	300

Tehniskie pieņēmumi par PR resursu balstīti datos, kas sniegti pilotpētījumā, ko veikuši *Lakshmanan* un līdzautori (2016) [3]. Tika iestatīta kopējā sloģojamība – 2,5 MW (25 ledusskapji). Slodzes profils tipiskai dienai redzams 4.4. attēlā.



4.4. att. Modelētā PR resursa slodzes profils.

Pieprasījumsreakcijas aktivizācijas parametri atspoguļoti 4.9. tabulā. Minimālā PR piedāvājuma cena ir iestatīta 45 €/MWh vērtībā, lai ierobežotu gadījumus, kad PR aktivizācija rada zaudējumus sakarā ar cenas atšķirību starp nākamās dienas cenu un balansēšanas cenu. Balstoties 2017. gada vēsturiskajos datos, nākamās dienas cena Baltijas reģionā zemāka par 45 €/MWh bija 85 % laika.

4.9. tabula

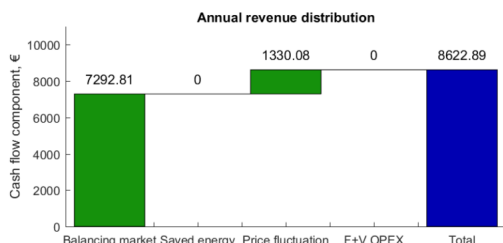
PR resursu modelēšanas parametri

PR resursu modelēšanas parametrs	Vērtība
Maksimālais notikumu skaits 24 stundu laikā	6
Minimālais laiks starp notikumiem	2 h
Maksimālais periods pirms atsitienu	2 h
Atsitienu efekts/PR enerģijas izdošana	100 %
Minimālā PR piedāvājuma cena	45 €/MWh
Diskonta likme, kas izmantota NPV aprēķiniem	3 %

Tika pieņemts, ka resurss piedalās tikai augšupējā regulēšanā. Turklāt tika pieņemts, ka dalība pieprasījumsreakcijā resursu nebojā un līdz ar to nepievieno citas papildu izmaksas.

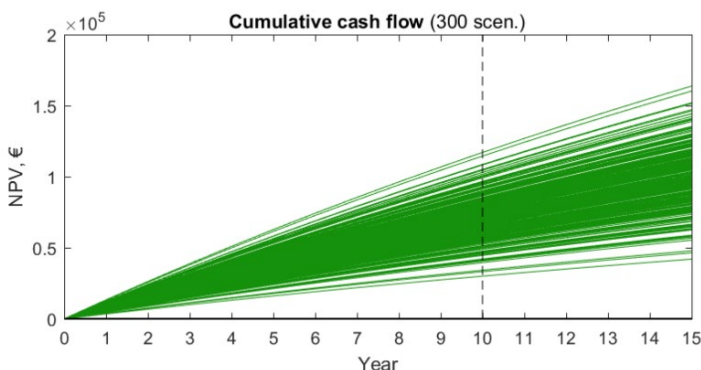
4.3. Rezultāti un to apspriedums

Ierīču portfeļa sagaidāmie gada vidējie ienākumi no dalības balansēšanas tirgū ir 8 622,89 €. 85 % no tā ir ienākumi no balansēšanas tirgus maksājumiem, 15 % veidojas no nākamās dienas cenas starpības starp aktivizācijas stundu un atjaunošanās stundu (4.5. att.). Šajā gadījumizpētē nav ieguvumu no enerģijas ietaupījumiem, jo tika pieņemts, ka viss patēriņa samazinājums tiks atgūts vēlāk.



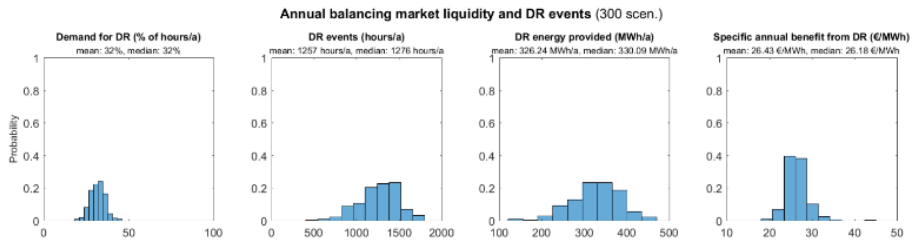
4.5. att. Gada vidējo ienākumu sadalījums.

Pieņemot, ka iekārtu darbmūžs ir 10 gadu, diskonta likme – 3 %, paredzamā iepriekšējā nodaļā aprakstītās modelēšanas neto pašreizējā vērtība (NPV) ir 73 555,01 €. Citiem vārdiem sakot, projekts būtu ienesīgs, ja sākotnējās investīcijas būtu mazākas par 73 555,01 € jeb mazākas par 2 942,20 € uz vienu ledusskapi (4.6. att.).



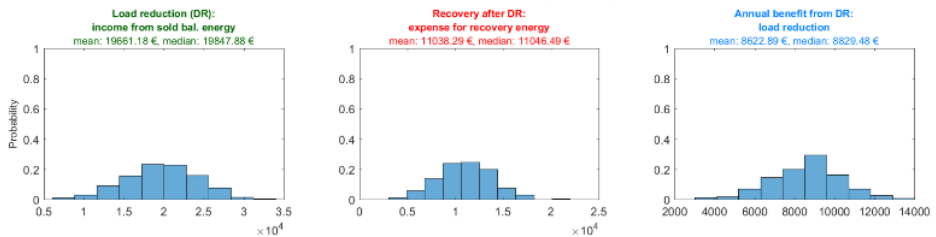
4.6. att. Kumulatīvā naudas plūsma 15 gadiem (visi scenāriji).

Sagaidāms, ka ierīču portfelis vidēji gadā piegādās 326,24 MWh balansēšanas enerģijas, piedaloties 32 % visu stundu (gadā 1257 stundas), kad tiek lietota lejupējā regulēšana. Attiecīgi ierīču portfelis vidēji nopelna 26,43 € uz katru megavatstundu, kas piegādāta balansēšanas tirgū (4.7. att.).



4.7. att. Modelēto pieprasījuma reakcijas gadījumu un balansēšanas tirgus cenu pārskats.

Sagaidāmā gada vidējā ienākošā naudas plūsma ierīču portfelim ir 19 661,18 €, savukārt sagaidāmā vidējā izejošā naudas plūsma ir 11 038,29 € (4.8. att.).



4.8. att. Pieprasījuma reakcijas iekārtu īpašnieka orientējošās gada peļņas sadalījums.

SECINĀJUMI

1. Veiktā izmaksu un ieguvumu novērtējuma analīze apstiprina hipotēzi, ka, izstrādājot atbilstošu tiesisko regulējumu, pieprasījuma reakcijas pakalpojumi var būt izmaksās efektīvs un energoefektīvs rīks, kas uzlabo sistēmas elastību un mazina resursu cenu pieaugumu un reģionālo cenu svārstīgumu, ko izraisa intermitētās ražošanas pieaugums Baltijas reģionā.
2. Pētījumā piedāvātais tirgus ietvars (centralizētais norēķinu modelis) pieprasījuma reakcijas pakalpojumu dalībai palīgpakalpojumu sniegšanā nepieļauj nesamērīgi augstus ieguvumus nevienam tirgus dalībniekam un nodrošina iekļaujošu, taisnīgu un vienkāršu lomu un pienākumu sadalījumu.
3. Pētījumā piedāvātais algoritms (*UK CBM*), kas nosaka sniegtā pieprasījuma reakcijas pakalpojuma (enerģijas) apjomu, ir viegli ieviešama metode, kas dod samērā robustus un precīzus rezultātus.
4. Pētījumā piedāvātais interpolācijas algoritms (splains (5. pakāpe)), kas ļauj stundas komercuzskaites skaitītāju datu transponēšanu uz 15 minūšu laika izšķirtspēju, piedāvā labākus rezultātus nekā pētījumā pārbaudītie alternatīvie astoņi modeļi.
5. Pastāv identificējami finansiāli ieguvumi no pieprasījuma reakcijas dalības palīgpakalpojumu sniegšanā gan pieprasījuma reakcijas pakalpojumu sniedzējiem, gan arī citiem tirgus dalībniekiem.
6. Pētījumā piedāvātais algoritms siltumsūkņu sistēmas optimizēšanai netiešās pieprasījuma reakcijas vajadzībām sniedz finansiāli pieejamu metodi, kas balstās publiski pieejamos datos un ko var izmantot jebkurš apkures, ventilācijas un gaisa kondicionēšanas iekārtu tipa pieprasījuma reakcijas iekārtu īpašnieks. Piedāvātais algoritms piedāvā izmaksu samazinājumu līdz 5 %.
7. Pamatojoties uz vēsturiskajiem datiem (2016–2019) par Baltijas elektroenerģijas tirgu un nākamās dienas tirgus cenu virzītājiem, secināms, ka finansiālie ieguvumi, ieviešot pieprasījuma reakcijas pakalpojumus nākamās dienas tirgū vai ņemot vērā lietotāju dalību netiešajā pieprasījuma reakcijā, ir samērā pieticīgi. Pašreizējie tirgus apstākļi neliecina, ka būtu nepieciešami papildu regulatīvie stimuli ātrākai pieprasījuma reakcijas ieviešanai. Situācija varētu mainīties pēc sinhronizācijas ar Kontinentālās Eiropas sinhrono zonu.

IZMANTOTĀ LITERATŪRA

- [1] United Nations / Framework Convention on Climate Change (2015) Adoption of the Paris Agreement, 21st Conference of the Parties, Paris: United Nations.
- [2] “Commission Proposes New Rules For Consumer Centred Clean Energy Transition – Energy - European Commission”. Energy. N. p., 2017. Web. 18 May 2017 [Online] – [Accessed 13.05.2017].
- [3] V. Lakshmanan, M. Marinelli, J. Hu, and H. W. Bindner, “Experimental Analysis of Flexibility Change with Different Levels of Power Reduction by Demand Response Activation on Thermostatically Controlled Loads,” *Electr. Power Components Syst.*, vol. 45, no. 1, pp. 88–98, Jan. 2017.
- [4] “Augstsprieguma Tīkls”, “Pārvades sistēmas operatora ikgadējais novērtējuma ziņojums,” 2016. [Online]. Available: http://www.ast.lv/sites/default/files/editor/PSO_Zinojums_2016.pdf. [Accessed: 21-May-2018].
- [5] AS “Augstsprieguma tīkls,” Elering AS, and Litgrid UAB, “Demand Response Through Aggregation – a Harmonized Approach in Baltic Region,” 2017. [Online]. Available: <https://elering.ee/sites/default/files/public/Elektriturgr/Demand Response through Aggregation a Harmonized Approach in the Baltic....pdf>. [Accessed: 15-Jan-2018].
- [6] S. Mishra, H. Koduvere, I. Palu, R. Kuhl-Thalfeldt, and A. Rosin, “Assessing demand side flexibility with renewable energy resources,” in *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2016, pp. 1–6.
- [7] The International Energy Agency (2020). “National Survey Report of PV Power Applications in Australia 2019”, Saite: https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/09/NSR_Australia-2019.pdf Implicit [2].
- [8] Simshauser, P. (2016) Distribution network prices and solar PV: Resolving rate instability and wealth transfers through demand tariffs. *Energy Economics*, 54, 108–122.
- [9] I. Stadler, “Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response,” *Utilities Policy*, Elsevier, Vol. 16 (2), pp. 90–98, June 2008.
- [10] Chua-Liang Su and Daniel Kirschen, “Quantifying the effect of demand response on electricity markets,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1199–1207, Aug. 2009.
- [11] ENTSO-E, “Market Design for Demand Side Response”, November 2015, Policy Paper.
- [12] Coalition, Smart Energy Demand, “Mapping Demand Response in Europe Today”, 2014, Tracking Compliance with Article, vol. 15.
- [13] Coalition, Smart Energy Demand, “Mapping Demand Response in Europe Today”, 2017, [Accessed 10.05.2017]. Available: <http://www.smartenergydemand.eu/wp->

<content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>.

- [14] V. S. K. Balijepalli, V. Pradhan, S. A. Khaparde Senior, R. M. Shereef “Review of Demand Response under Smart Grid Paradigm”, 2011, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies – India.
- [15] Bertoldi, P. Zancanella, B. Boza-Kiss, “Demand Response status in EU Member States”, 2016, Joint Research Centre.
- [16] Nordic Energy Regulators, “Discussion of different arrangements for aggregation of demand response in the Nordic market”, February 2016.
- [17] USEF, “Towards an expanded view for implementing demand response aggregation in Europe: An engineering perspective for Europe's energy flexibility markets”, 2016.
- [18] M. Labatut, P. Mandatova, C. Renaud, “Designing fair and equitable market rules for demand response aggregation”, March 2015, Eurelectric [Online] – [Accessed 10.05.2017], Available: http://www.eurelectric.org/media/169872/0310_missing_links_paper_final_ml-2015-030-0155-01-e.pdf.
- [19] T. Veyrenc, “Market design for Demand Response: the French experience”, July 2014, RTE. [Online] – [Accessed 10.05.2017]. Available: https://www.iea.org/media/workshops/2014/esapworkshopii/Thomas_Veyrenc.pdf.
- [20] Sauhats, A., Petrichenko, R., Baltputnis, K., Broka, Z., Varfolomejeva, R. “A multi-objective stochastic approach to hydroelectric power generation scheduling”. 19th Power Systems Computation Conference, PSCC 2016; Italy; 24 June 2016; www.scopus.com art.#7540821.
- [21] ENTSO-E, “ENTSOBaltic Synchronisation”, 2016 ENTSO-E Insight Report.
- [22] Council Directive 2012/27/EU of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC.
- [23] Chua-Liang Su and Daniel Kirschen, “Quantifying the effect of demand response on electricity markets,” IEEE Trans. on Power Syst., vol. 24, no. 3, pp. 1199–1207, Aug. 2009.
- [24] Cherrelle Eid; Paul Codani; Yannick Perez; Javier Reneses; Rudi Hakvoort “Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design” October 2016 Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 64, Pages 237–247.
- [25] Kangping Li, Bo Wang et al “A Baseline Load Estimation Approach for Residential Customer based on Load Pattern Clustering” (2017) Energy Procedia Volume 142, December 2017, Pages 2042–2049.
- [26] Coalition, Smart Energy Demand, “Mapping Demand Response in Europe Today”, 2014, Tracking Compliance with Article, vol. 15.

- [27] Coalition, Smart Energy Demand, “Mapping Demand Response in Europe Today”, 2017, [Online] – [Accessed 10.05.2017]. Available: <http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>.
- [28] Augstsprieguma Tīkls AS, Elering AS and Litgrid UAB. Demand Response Through Aggregation – a Harmonized Approach in Baltic Region, 2017, [Online] – [Accessed 15.01.2018]. Available: <https://elering.ee/sites/default/files/public/Elektriturg/Demand%20Response%20through%20Aggregation%20%20a%20Harmonized%20Approach%20in%20the%20Baltic....pdf>.
- [29] R. Sharifia; S. H. Fathia; V. Vahidinasabb “Customer baseline load models for residential sector in a smart-grid environment” November 2016 Energy Reports Volume 2 , Pages 74–81.
- [30] ENTSO-E, “Market Design for Demand Side Response”, November 2015, Policy Paper.
- [31] M. Labatut, P. Mandatova, C. Renaud, “Designing fair and equitable market rules for demand response aggregation”, March 2015, Eurelectric [Online] – [Accessed 10.05.2017], Available: http://www.eurelectric.org/media/169872/0310_missing_links_paper_final_ml-2015-030-0155-01-e.pdf.
- [32] T. Veyrenc, “Market design for Demand Response: the French experience”, July 2014, RTE. [Online] – [Accessed 10.05.2017]. Available: https://www.iea.org/media/workshops/2014/esapworkshopii/Thomas_Veyrenc.pdf
- [33] Enernoc, “The Demand Response Baseline” 2009, www.enernoc.com.
- [34] DNV KEMA, “Development of Demand Response Mechanism Baseline Consumption Methodology – Phase 1 Results”, July 2013, Australian Energy Market Operator, Project No. 20320008.
- [35] M. Woolf, T. Ustinova, E. Ortega, H. O’Brien, P. Djapic, G. Strbac, “Distributed generation and demand response services for the smart distribution network”, Report A7 for the “Low Carbon London” LCNF project: Imperial College London, 2014.
- [36] Kangping Li, Bo Wang et al “A Baseline Load Estimation Approach for Residential Customer based on Load Pattern Clustering” (2017) Energy Procedia Volume 142, December 2017, pp. 2042–2049.
- [37] Augstsprieguma Tīkls AS, Elering AS and Litgrid UAB. Demand Summary of public consultation feedback on the Demand Response through Aggregation – a Harmonized Approach in the Baltic Region document, 2018, [Online] – [Accessed 17.04.2018]. Available: <http://www.ast.lv/sites/default/files/editor/SVV-info-faili/Summary%20of%20DR%20public%20consultation%20feedback.pdf>.
- [38] Empower IM Oy, Valor Partners Oy, “Enabling a Smooth Transition to 15 Minute Balance Settlement – A study of enabling shorter settlement to correspond with the

- increasing value transition from energy to power in the electricity market landscape”, Helsinki, 12.04.2019.
- [39] Poyry oy, “15-minutes imbalance settlement period – market impacts of implementation”, June 15, 2018, saite: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/varttitase/final_15_min_isp_derogation_report_poyry.pdf, 21.05.2019.
- [40] F. Ocker, K. Ehrhart “The “German Paradox” in the balancing power markets” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67 (2017) 892–898.
- [41] Bezrukovs V., Bezrukovs VI., Gulbe L., Bezrukovs D., Konuhova M. (2018) The experience of installing wind measuring sensors on cellular communication tall masts. *Space Research Review*, Vol. 5, pp.. 85–103.
- [42] Witha, Björn, et al. “Report on WRF model sensitivity studies and specifications for the mesoscale wind atlas production runs: Deliverable D4. 3.” (2019). Available at <https://zenodo.org/record/2682604>.
- [43] Nord Pool market data, <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Power-system-data/Production1/Wind-Power/ALL/monthly/?view=table>, iegūts 01.06.2019.
- [44] Green, R., & Staffell, I. (2016). Electricity in Europe: exiting fossil fuels?. *Oxford Review of Economic Policy*, 32 (2), 282–303. Price [1].
- [45] Balodis, M. (2016). *Optimisation Models for Securing Energy Supply Towards Sustainable Economic Development of Latvia* (Doctoral dissertation, RIGA TECHNICAL UNIVERSITY).
- [46] 2020. gada 24. marta Ministru kabineta noteikumi Nr. 157 “Agregatoru noteikumi” (prot. Nr. 17 3. §), retrieved from: <https://likumi.lv/ta/id/313461-agregatoru-noteikumi>.
- [47] Augstsprieguma tīkls. (2019). *Pārvades sistēmas operatora ikgadējais novērtējuma ziņojums par 2018. gadu*. Saite: from: http://ast.lv/sites/default/files/editor/PSO_Zinojums_2018.pdf.
- [48] Skribans, V., & Balodis, M. (2017, February). Development of the Latvian energy sector competitiveness system dynamic model. In *9th International Scientific Conference “Business and Management 2016”*. Price [5].
- [49] Sadoviča, L., Marcina, K., Lavrinovičs, V., & Junghāns, G. (2017, October). Facilitating energy system flexibility by demand response in the Baltics — Choice of the market model. In *2017 IEEE 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)* (pp. 1–6). IEEE.
- [50] Nord Pool. (n.d.). *About us*. saite: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/>
- [51] Gelabert, L., Labandeira, X., & Linares, P. (2011). An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices. *Energy Economics*, 33, S59–S65.

- [52] Schmutz, A., & Elkuch, P. (2004). Electricity Price Forecasting: Application and Experience in the European Power Markets. Proceedings of the 6th IAEE European Conference, Zurich.
- [53] Bariss, U., Avenitis, E., Junghans, G., & Blumberga, D. (2016). CO₂ emission trading effect on Baltic electricity market. *Energy Procedia*, 95, 58–65.
- [54] Poole, M. A., & O'Farrell, P. N. (1971). The assumptions of the linear regression model. *Transactions of the Institute of British Geographers*, 145–158.
- [55] Pikk, P., & Viiding, M. (2013). The dangers of marginal cost based electricity pricing. *Baltic journal of economics*, 13 (1), 49–62.
- [56] Jonsson, T., Pinson, P., Nielsen, H. A., Madsen, H., & Nielsen, T. S. (2012). Forecasting electricity spot prices accounting for wind power predictions. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4 (1), 210–218.
- [57] Fabra, N., & Reguant, M. (2014). Pass-through of emissions costs in electricity markets. *American Economic Review*, 104 (9), 2872–99.
- [58] Baltic Energy Market Interconnection Plan [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2009_11_25_hlg_report_170609.pdf.
- [59] P. Zolotarev, M. Gökeler, M. Kuring, et al., “Grid Control Cooperation – A Framework for Technical and Economical Cross-Border Optimization for Load-Frequency Control,” in Cigre 2012 Session, C2-107, 2012.
- [60] Sauhats, A., Zemite, L., Petrichenko, L., Moshkin, I., & Jasevics, A. (2018). A estimating the economic impacts of net metering schemes for residential PV systems with profiling of power demand, generation, and market prices. *Energies*, 11 (11) doi:10.3390/en11113222.
- [61] Parrish, B., Heptonstall, P., Gross, R., & Sovacool, B. K. (2020). A systematic review of motivations, enablers and barriers for consumer engagement with residential demand response. *Energy Policy*, 138, 111221.
- [62] Aurora (2018). “Power Sector Modelling: System Cost Impact of Renewables. Report for the National Infrastructure Commission”. Aurora Energy Research Limited, Oxford.
- [63] Vivid Economics and Imperial College London (2019). “Accelerated Electrification and the GB Electricity System”. Report Prepared for Committee on Climate Change. Committee on Climate Change, London.
- [64] COWI, (2016). “Impact Assessment Study on Downstream Flexibility, Price Flexibility, Demand Response and Smart Metering”. EUROPEAN COMMISSION DG ENERGY, Brussels.
- [65] Grunewald, P., Diakonova, M., 2018. Flexibility, dynamism and diversity in energy supply and demand: a critical review. *Energy Res. Soc. I Sci.* 38, 58–66.

- [66] Srivastava, A., Van Passel, S., Laes, E., 2018. Assessing the success of electricity demand response programs: a meta-analysis. *Energy Res. Soc. I Sci.* 40, 110–117.
- [67] Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (Text with EEA relevance.) PE/10/2019/REV/1 OJ L 158, 14.6.2019, p. 125–199.
- [68] Council of Euroioean Energy Regulators, (2019). “Monitoring Report on the Performance of European Retail Markets in 2018” CEER Report. Saite: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5c492f87-c88f-6c78-5852-43f1f13c89e4>.
- [69] Public Utilities Commission of Latvia (2020). “Energy market indicators 2020 Q2”. saite: https://infogram.com/el_2020-q2-1hnq41v13gjp43z?live.
- [70] Elektrum (2021). “Calculator of electricity products”, saite: <https://www.elektrum.lv/en/for-home/for-customers/products/>.
- [71] Alexela, (2021). “Laiks mainīt elektrības piegādātāju”, saite: <https://www.alexela.lv/lv/pakalpojumi-un-cenas/elektribas-tarifi-privatpersonam>.
- [72] Nord Pool (2021). Historical Market Data saite: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>.
- [73] EPRI, (2011). “The Effect on Electricity Consumption of the Commonwealth Edison Customer Applications Program: Phase 2 Final Analysis”. Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA.
- [74] AECOM, (2011). “Energy Demand Research Project: Final Analysis”. AECOM for Ofgem, Hertfordshire.
- [75] Allcott, H., (2011). “Rethinking real-time electricity pricing.” *Spec. Sect. Sustain. Res. Use Econ. Dyn.* 33 (4), 820–842
- [76] Dütschke, E., Paetz, A.-G., (2013). “Dynamic electricity pricing—which programs do consumers prefer?” *Energy Policy* 59, 226–234.
- [77] Carmichael, R., et al., (2014). “Residential Consumer Attitudes to Time-Varying Pricing”. Imperial College London, London.
- [78] Torstensson, D., Wallin, F., (2014). “Exploring the perception for demand response among residential consumers”. *Energy Procedia* 61, 2797–2800.
- [79] US DOE, (2014). “Experiences from the Consumer Behaviour Studies on Engaging Customers”. US Department of Energy, Washington, DC.
- [80] Broka, Z., Kozadajevs, J., Sauhats, A., Finn, D. P., & Turner, W. J. N. (2016). Modelling residential heat demand supplied by a local smart electric thermal storage system. Paper presented at the 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, RTUCON 2016, doi:10.1109/RTUCON.2016.7763128 saite: from www.scopus.com.

- [81] Hall, N. L., Jeanneret, T. D., Rai, A., (2016). “Cost-reflective electricity pricing: consumer preferences and perceptions”. *Energy Policy* 95, 62–72.
- [82] Bird, J., (2015). “Developing the Smarter Grid: the Role of Domestic and Small and Medium Enterprise Customers” (Newcastle-upon-Tyne).
- [83] Lebosse, C., (2016). “Assessment of the Social Behaviour of the Residential Customers after on Site Tests”. Grid4EU DEMO6 - dD6.8-1.
- [84] Bartusch, C., et al., (2011). “Introducing a demand-based electricity distribution tariff in the residential sector: demand response and customer perception”. *Energy Policy* 39 (9), 5008–5025.
- [85] Bradley, P., Coke, A., Leach, M., (2016). “Financial incentive approaches for reducing peak electricity demand, experience from pilot trials with a UK energy provider”. *Energy Policy* 98, 108–120.
- [86] Friis, F., Haunstrup Christensen, T., (2016). “The challenge of time shifting energy demand practices: insights from Denmark”. *Energy Res. Soc. I Sci.* 19, 124–133.
- [87] Capehart BL, Kennedy WJ, Turner WC. (2008). “Guide to Energy Management”. Fifth Edit. The Fairmont Press, Inc.
- [88] Central statistics bureau (2016), EPM210. “Mājokļos izmantotās elektroierīces un elektroierīču vidējais vecums”, Saite: https://data1.csb.gov.lv/pxweb/lv/vide/vide_energetika_energ_pat/EPM210.px/.
- [89] Council of Australian Governments (COAG) National Strategy on Energy Efficiency (2012). “Guide to Best Practice Maintenance & Operation of HVAC Systems for Energy Efficiency”.
- [90] M. Tavakkoli, S. Fattaheian-dehkordi, M. Pourakbari-kasmaei, M. Liski, and M. Lehtonen (2019). “An Incentive-Based Demand Response by HVAC Systems in Residential Houses,” *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, pp. 1–5.
- [91] Petrie, C., Gupta, S., Rao, V., & Nutter, B. (2018). *Energy Efficient Control Methods of HVAC Systems for Smart Campus*. 2018 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech).
- [92] K. X. Perez, M. Baldea, and T. F. Edgar, (2016). “Integrated smart appliance scheduling and HVAC control for peak residential load management,” in 2016 American Control Conference (ACC), pp. 1458–1463.
- [93] LVĢMC (2021) “Datu meklēšana” Saite: <https://www.meteo.lv/meteorologija-datu-meklesana/?nid=461>.
- [94] Petrichenko, R., Baltputnis, K., Sauhats, A., & Sobolevsky, D. (2017). District heating demand short-term forecasting. Paper presented at the Conference Proceedings – 2017 17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 1st IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2017, doi:10.1109/IEEEIC.2017.7977633 Saite: from www.scopus.com.

- [95] SEDC, “Mapping Demand Response in Europe Today,” 2017. [Online]. Available: <http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>. [Accessed: 10-May-2017].
- [96] U. S. Energy Information Administration, “COMMERCIAL BUILDINGS ENERGY CONSUMPTION SURVEY (CBECS),” 2013. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/consumption/commercial/data/2012/#b22-b33>. [Accessed: 24-May-2018].
- [97] E. and M. The National Academies of Sciences, “Heating & Cooling.” [Online]. Available: <http://needtoknow.nas.edu/energy/energy-efficiency/heating-cooling>. [Accessed: 21-May-2018].
- [98] Chua-Liang Su and D. Kirschen, “Quantifying the Effect of Demand Response on Electricity Markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1199–1207, Aug. 2009.
- [99] Z. Broka, K. Baltputnis, A. Sauhats, L. Sadovica, and G. Junghans, “Stochastic Model for Profitability Evaluation of Demand Response by Electric Thermal Storage,” in *2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTU CON)*, 2018, pp. 1–6.



Līga Kurevska dzimusi 1988. gadā Valmierā. Rīgas Ekonomikas augstskolā ieguvusi bakalaura grādu ekonomikas un vadības zinātnē (2011), RTU Rīgas Biznesa skolā ieguvusi profesionālo maģistra grādu uzņēmumu un organizāciju vadīšanā (2016). Enerģētikas nozarē profesionāli darbojas kopš 2016. gada, kad pievienojās AS "Augstsprieguma tīkls" komandai, šobrīd vada Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisijas Enerģētikas departamentu. Šajā laikā plaši darbojusies Latvijas un Baltijas reģiona enerģētikas nozares regulējuma attīstībā. Zinātniskās intereses saistītas ar regulējuma mijiedarbību ar enerģētikas sektora norisēm.