



ENERGOSISTĒMU ANALĪZE UN MODELĒŠANA

Zinātniskā monogrāfija

Daces Laukas redakcijā





Enerģētikas un elektrotehnikas fakultāte
Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūts

ENERGOSISTĒMU ANALĪZE UN MODELĒŠANA

Daces Laukas redakcijā

Zinātniskā monogrāfija

Apstiprinājusi RTU Zinātnes padome 2018. gadā

Recenzenti:
Anna Volkova
Ritvars Sudārs

RTU Izdevniecība
Rīga 2018

Aiga Barisa, Andra Blumberga, Dagnija Blumberga, Armands Grāvelsiņš, Jūlija Gušča, Dace Lauka, Ieva Kārkliņa, Indra Muižniece, Ieva Pakere, Vivita Priedniece, *Francesco Romagnoli*, Marika Rošā, Jevgēnijs Seļivanovs, Raimonda Soloha, Ivars Veidenbergs, Edgars Vīgants, Ģirts Vīgants, Jeļena Ziemele. **Energosistēmu analīze un modeļošana.** Zinātniskā monogrāfija. Rīga, RTU Izdevniecība, 2018., 144 lpp.

Zinātniskā monogrāfija veltīta energosistēmu ilgtspējīgas attīstības jautājumiem. Energoapgāde ir vienota sistēma, kurā ietilpst ne tikai ražotāji, bet arī pārvaldes sistēmas un patērētāji. Monogrāfijā ir apkopoti energosistēmu pētījumi, to darbības analīze un modeļošana ne tikai vienotas sistēmas, bet arī dažādu siltumapgādes un elektroapgādes sistēmu elementu līmenī. Monogrāfijas saturs ir sadalīts trīs nodaļās, kurās ir apkopotas vērtēšanas un simulēšanas metodes, kas paredzētas energosistēmu izveidei un darbības analīzei. Pirmajā nodaļā ir parādīts sistēmdinamikas modeļa lietojuma diapazons. Otrajā nodaļā, izmantojot ilgtspējības, vērtēšanas modeļus, tiek vērtēta energosistēmu ilgtspējība gan no resursu, gan sektora lietošanas puses. Trešajā nodaļā, izmantojot inženiertehniskos modeļus, tiek analizēta un vērtēta enerģētikas sektora darbība. Monogrāfijā ir apkopoti VASSI veiktās izpētes rezultāti, lai vērtētu un modelētu energosistēmu darbību. Monogrāfija ir aktuāls informācijas avots ne tikai zinātniekiem un nozares profesionāļiem, bet arī tautsaimniecības sektora attīstībā iesaistītajiem cilvēkiem.

Recenzenti

Anna Volkova, *Dr. sc. ing.*, Tallinas Tehnoloģiju universitāte

Ritvars Sudārs, *Dr. sc. ing.*, Latvijas Lauksaimniecības universitāte

Zinātniskais redaktors

Ivars Veidenbergs, *Dr. habil. sc. ing.*, Rīgas Tehniskā universitāte

Zinātniskā monogrāfija apstiprināta publicēšanai RTU EEF Zinātniskās komisijas 2017. gada 13. decembra sēdē, protokola izraksts Nr. 44.

Zinātniskā monogrāfijas apstiprināta publicēšanai RTU Zinātnes padomes 2018. gada 15. janvāra sēdē, protokola Nr. 04000-3/1.

Literārā redaktore Inga Ivanova

Datorsalikums Baiba Lazdiņa

Vāka dizains Paula Lore

© Rīgas Tehniskā universitāte, 2018

ISBN 978-9934-22-037-1 (drukāts)

ISBN 978-9934-22-038-8 (pdf)

Zinātniskā monogrāfija ir izdota Valsts pētījuma programmas projekta "Energoefektīvi un oglekļa mazietilpīgi risinājumi drošai, ilgtspējīgai un klimata mainību mazinošai energoapgādei" (LATENERGI) ietvaros.



Aiga Barisa, Andra Blumberga, Dagnija Blumberga, Armands Grāvelsiņš, Jūlija Gušča, Dace Lauka, Ieva Kārklīņa, Indra Muižniece, Ieva Pakere, Vivita Priedniece, Francesco Romagnoli, Marika Rošā, Jevgēņijs Seļivanovs, Raimonda Soloha, Ivars Veidenbergs, Edgars Vīgants, Ģirts Vīgants, Jeļena Ziemele. **Energy system analysis and modeling**. Scientific monography. Riga, RTU Press, 2018. 144 pp.

The scientific monograph is devoted to the sustainable development of energy systems. Energy supply is a unified system that includes not only manufacturers but also management systems and consumers. Scientific monograph includes energy system researches, analysis and modeling of their operation not only at the level of a single system but also a variety of heating and power system element level. The monograph includes three main chapters summarizing the evaluation and simulation methods for analyzing energy systems development and operation. The first chapter shows the range of use of the system dynamics model. In the second chapter, using sustainability, assessment models, the sustainability of energy systems is evaluated from both the resources and the sector's user side. In the third chapter, energy sector action is analyzed and evaluated using engineering models.

The monograph summarizes the results of the IESE to evaluate and simulate the operation of power systems. Monograph is relevant not only among scientists and industry professionals, but also people involved in the development of the national economy.

Reviewers

Anna Volkova, Dr. sc. ing., Tallinn University of Technology

Ritvars Sudārs, Dr. sc. ing., Latvia University of Agriculture

Scientific Editor

Ivars Veidenbergs, *Dr. habil. sc. ing.*, Riga Technical University

The monograph is published in accordance with the resolution of RTU FPPEE Scientific Council of 13 December, 2017, minutes No. 44.

The monograph is published in accordance with the resolution of RTU Scientific Council of 15 January, 2018, minutes No. 04000-3/1.

Literary Editor Inga Ivanova

Design Baiba Lazdina

Cover design Paula Lore

© Riga Technical University, 2018

ISBN 978-9934-22-037-1 (print)

ISBN 978-9934-22-038-8 (pdf)

This work has been supported by the National Research Program "Energy efficient and low-carbon solutions for a secure, sustainable and climate variability reducing energy supply (LATENERGI)".



Autori

Aiga Barisa, *Dr. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta pētniece

Andra Blumberga, *Dr. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta profesore

Dagnija Blumberga, *Dr. habil. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta direktore, profesore

Armands Grāvelsiņš, *M. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta speciālists

Jūlija Gušča, *Dr. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu katedras direktore, asociētā profesore

Dace Lauka, *M. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta pētniece

Ieva Kārklīņa, *M. sc.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta eksperte

Indra Muižniece, *M. sc.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta pētniece

Ieva Pakere, *M. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta eksperte

Vivita Priedniece, *B. sc.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta speciāliste

Francesco Romagnoli, *Dr. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta asociētais profesors

Marika Rošā, *Dr. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta profesore

Jevgēnijs Seļivanovs, *M. sc.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta eksperts

Raimonda Soloha, *B. sc.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta zinātniskā asistente

Ivars Veidenbergs, *Dr. habil. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta profesors

Edgars Vīgants, *Dr. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta vadošais pētnieks

Girts Vīgants, *Dr. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta pētnieks

Jeļena Ziemele, *Dr. sc. ing.*, RTU Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta pētniece

Saturs

Priekšvārds	6
Sistēmdinamikas modeļi	11
1. Latvijas elektroenerģijas tirgus modelēšana, lai novērtētu tā ilgtermiņa sniegumu vides jomā	11
2. Ceļā uz 4. paaudzes centralizēto siltumapgādi Latvijā: sistēmdinamikas modelēšanas metode	28
3. Sistēmas dinamiskā modelēšana zema oglekļa emisijas stratēģijai Latvijā	56
Ilgspējības vērtēšanas modeļi	61
4. P2G un uzglabāšanas ūdens krātuvē potenciāls (PHS) Latvijā	61
5. Elektroenerģijas uzkrāšanas modelēšana no neregulāriem atjaunojamajiem enerģijas resursiem ...	73
6. Koksnes resursu izmantošana enerģētikas sektorā Latvijā. Vai tas ir ilgtspējīgs risinājums?	93
Inženiertehniskie modeļi	100
7. Saules enerģijas izmantošana centralizētajā siltumapgādes sistēmā. Gadījuma izpēte Latvijā	100
8. Dūmgāzu apstrādes daudzkritēriju analīze	119
9. Emisiju tirdzniecības sistēmas izveides vēsture Latvijā	128
Kopsavilkums	141
Summary	143

Priekšvārds

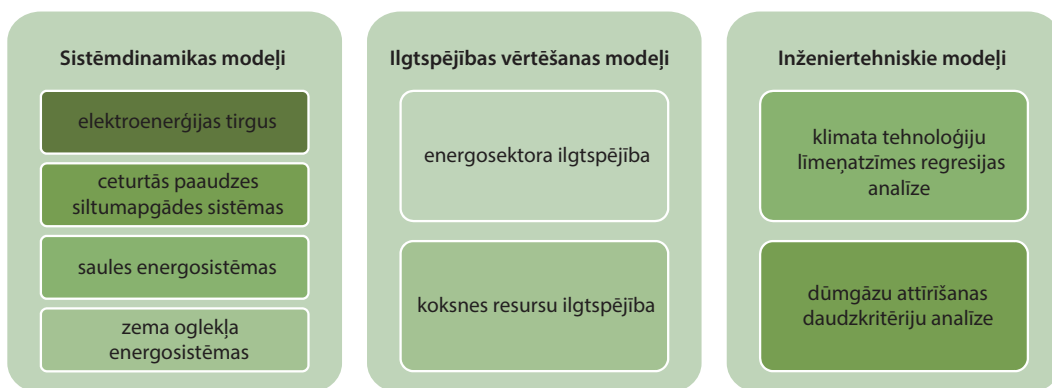
Enerģētika un ar to saistītie jautājumi ir bijuši un būs aktuāli vienmēr: gan iepriekšējām paaudzēm, gan arī šodienas un nākamajām paaudzēm. Enerģētikas sektorā tiek meklēti risinājumi dažādās darbības un pakalpojumu posmos. Energoapgāde ir jāuzskata par vienotu sistēmu, kurā ietilpst ne tikai ražotāji, bet arī pārvades sistēmas un patērētāji. Šī monogrāfija ir veltīta energosistēmu pētījumiem, to darbības analīzei un modelēšanai ne tikai vienotas sistēmas, bet arī dažādu siltumapgādes un elektroapgādes sistēmu elementu līmenī.

Svarīgu lomu energosistēmas darbībā spēlē energoresursi, kas tiek izmantoti enerģijas iegūšanai, un tie ir jāanalizē energosistēmai kopumā. Siltumenerģijas un elektroenerģijas ražošana Latvijā ir balstīta gan uz fosilajiem kurināmajiem, gan atjaunojamajiem enerģijas avotiem. Svarīgs klimata pārmaiņu ietekmes jautājums ir fosilā kurināmā izmantošana energoapgādē. Baltijas valstis fosilo kurināmo – dabasgāzi – importē, kas nozīmē, ka galvenais siltumnīcefekta gāzu (SEG) emisiju avots veidojas no kurināmā, kas nav vietējais energoresurss. Reaģējot uz vides, sociālo un ekonomisko spiedienu, valdības saskaras ar pastāvīgu izaicinājumu, izstrādājot enerģētikas attīstības virzienus, lai padarītu energoapgādes sistēmas ilgtspējīgākas un politiski neatkarīgākas.

Enerģētikas sektoru ir iespējams vērtēt un analizēt, izmantojot dažādas metodes. Sistēmdinamikas modeļi, ilgtspējības vērtēšanas modeļi un inženiertehniskie modeļi ir vērtēšanas un simulēšanas metodes energosistēmu izveides un darbības analīzei.

Monogrāfijā apkopoti Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūtā veiktās izpētes rezultāti, kas iegūti, lai vērtētu un modelētu energosistēmas darbību.

Monogrāfijā ir parādīts plašais *sistēmdinamikas modeļu lietojuma* diapazons. Sistēmdinamikas analīze ir izmantota Latvijas elektroenerģijas tirgus attīstības modeļa izveidei, ceturtās



paaudzes siltumapgādes sistēmas attīstībai, saules energosistēmu izmantošanas iespēju vērtēšanai un siltumnīcefekta gāzu emisiju samazināšanas modelēšanai energosistēmās. Izmantojot jaunizveidotu datorizētu simulācijas modeli, var modelēt elektroenerģijas nozares ilgtermiņa attīstību reģionā saskaņā ar esošo politikas plānojumu.

Elektroenerģijas un siltumenerģijas ražošana Latvijā ir balstīta gan uz fosilajiem kurināmajiem, gan atjaunojamajiem enerģijas avotiem. Ne Latvijai, ne jebkurai citai no Baltijas valstīm nav savas dabasgāzes. Turklāt fosilā kurināmā izmantošana ir galvenais siltumnīcefekta gāzu (SEG) emisiju avots. Pamatojoties uz jaunizveidotu datorizēto simulācijas modeli, ir parādīts, kā analizēt Latvijas elektroenerģijas tirgus attīstību, lai modelētu elektroenerģijas nozares ilgtermiņa attīstību reģionā saskaņā ar esošo politikas plānojumu. Sistēmdinamikas pieeja tika izmantota, lai konstatētu, ka ir lielas iespējas atjaunojamās enerģijas avotus integrēt elektroenerģijas ražošanas bilancē. Tomēr to var īstenot, ja tiek izpildīti svarīgi priekšnoteikumi: piemērotu atbalsta pasākumu klātbūtne, pastāvīgs tehnoloģiskais progress un fosilā kurināmā cenu pieaugums. Sistēmdinamikas modelēšanas pieeja tika izmantota, lai analizētu elektroapgādes modeli Latvijā līdz 2050. gadam. Nodrošinot optimālu energosistēmas attīstību, līdz 2050. gadam ir iespējams sasniegt ~ 70 % oglekļa dioksīda emisiju ietaupījumu.

Izmantojot sistēmdinamikas modeli, var analizēt un pētīt esošās centralizētās siltumapgādes sistēmas, piemēram, to pāreju uz 4. paaudzes centralizēto siltumapgādes (4PCSA) sistēmu. Sistēmdinamikas modelī ir ņemti vērā tādi 4PCSA koncepcijas pamatnosacījumi kā pāreja uz atjaunojamajiem resursiem, zemas temperatūras režīmu ieviešana, galalietotāja patēriņa

1. att. Vērtēšanas un simulācijas metodes energosistēmu izveides un darbības analīzei.

samazinājums. Sistēmdinamikas modelis balstās uz trīs politikas instrumentu analīzi – subsīdijām, riska samazināšanas instrumentu un efektivitātes paaugstināšanas instrumentu –, apskatot to ietekmi uz sistēmas darbību. Kopumā tika aplūkoti 6 attīstības scenāriji, no kuriem 2 tika papildināti ar siltuma tīklu pāreju uz zemu temperatūras režīmu ar dažādiem atjaunojamo resursu īpatsvaram (60 %, 80 %, 95 %). Piemēram, sistēmdinamikas modelī analizētas esošā dabasgāzes tehnoloģija un 3 atjaunojamo resursu tehnoloģijas: biomasas sadedzināšanas iekārtas, saules kolektori ar akumulāciju un siltumsūkņi. Tehnoloģiju nomaiņas tempu un struktūru izveides galvenais indikators ir siltumenerģijas tarifs. Modelēšanas rezultāti parāda, ka ir iespējams sasniegt CO₂ nulles emisiju līmeni, izmantojot iepriekšminētos politikas instrumentus.

Ilgspējības vērtēšanas modeļi vērtē energosistēmu ilgtspējību gan no sektora, gan no resursu lietošanas puses. Eiropas Savienības 20/20/20 mērķu sasniegšana Latvijā bez atjaunojamo resursu papildu integrēšanas elektrotīklos nav iespējama.

Saskaņā ar enerģētikas plāniem Baltijas valstīs uzstādītie vēja enerģijas avoti varētu būt vairāk nekā 1500 MW. Šāda veida vēja enerģijas integrēšana elektrosistēmā nav iespējama bez būtiskas elektroenerģijas pārvades un sadales sistēmas pārgrupēšanas, jo vēja enerģija rada noteiktu neaizsargātības līmeni elektrotīklos, pateicoties savam stohastiskajam raksturam. Tādēļ ir svarīgi analizēt elektroenerģijas tīkla pārvaldīšanas iespējas, jo īpaši lielas enerģijas uzkrāšanas sistēmas, kas varētu tikt galā ar lielām vēja elektrostaciju radītajām elektriskajām svārstībām. Iespēju analīzes metodika ir balstīta uz skrīninga (angļu val. *screening*) metodi. Šajā gadījumā salīdzināti Latvijā jau pieejamie resursi, kurus ar adaptācijas palīdzību varētu izmantot energosistēmas pārvaldībā. Pateicoties lielajām hidroelektrostacijām uz Daugavas, esošās gāzes infrastruktūras un potenciālās uzglabāšanas jaudas dēļ ir izvēlētas ūdens krātuvju uzglabāšanas (angļu val. *pumped hydro storage* jeb PHS) un elektroenerģijas izmantošana gāzes ražošanai (angļu val. *power-to-gas* jeb P2G) tehnoloģijas.

Bioekonomikā, klimata pārmaiņu un ilgtspējīgas resursu izmantošanas kontekstā aizvien vairāk tiek likts uzsvars uz bioresursu izmantošanu, lai aizstātu fosilos resursus ne tikai enerģētikā, bet arī rūpniecībā. Tāpēc tiek aktualizēts jautājums par ilgtspējīgas bioresursu izmantošanas robežām un priekšnoteikumiem. Šī pētījuma ietvaros kā piemērs ņemta Latvijas situācija (gadījums), uz kā pamata izstrādāti priekšnoteikumi ilgtspējīgai meža resursu izmantošanai enerģētikā. Izstrādāto metodoloģiju

un priekšnoteikumus var pielāgot atbilstoši citām nozarēm un valstu gadījumiem.

Neregulārās elektroenerģijas ražošanas loma pēdējā desmitgadē ir pieaugusi, jo pieejamās tehnoloģijas, lai uzkrātu elektroenerģiju no neregulāriem enerģijas avotiem, un to attīstības variantu skaits ir pieaudzis. Viens no pētījumiem koncentrējas uz piecām elektroenerģijas uzkrāšanas un pārvaldības metodēm, kas piemērotas lietošanai Baltijas valstīs:

1. elektrisko slodžu vadība, lai kompensētu saules, vēja enerģijas un hidroelektrostaciju periodisko raksturu;
2. papildu slodžu izmantošana, pieslēdzot neregulāros enerģijas resursus, lai ražotu elektroenerģiju laikposmos, kad rodas elektroenerģijas pārpalikums;
3. atjaunojamo enerģijas avotu hibrīdu sistēmu attīstīšana, uzstādot maza mēroga hibrīda tehnoloģijas elektroenerģijas ražošanai, hidroenerģija;
4. citas elektroenerģijas uzkrāšanas sistēmas, kas izmanto saules, un vēja enerģijas pārpalikumu:
 - ♦ saspiesta gaisa ražošana un uzkrāšana,
 - ♦ metāna ražošana un izmantošana fosilās dabasgāzes nomaiņai.

Visām iepriekšminētajām alternatīvām ir savas priekšrocības un trūkumi, kas saistīti ar atšķirīgiem inovāciju līmeņiem, izmaksām un ietekmi uz vidi. Tiek analizētas iespējas, kā integrēt šīs tehnoloģijas Baltijas valstīs. Šie ir faktori, kuru dēļ varētu ievērojami palielināt nacionālo daļu elektroenerģijas ražošanā no atjaunojamajiem enerģijas avotiem un palielināt to patēriņu. Ar daudzkritēriju analīzes palīdzību, izmantojot TOPSIS metodi, ir noteikts katra faktora svars un nozīmīgums.

Izmantojot *inženiertehniskos modeļus*, kas iekļauj regresijas analīzi un daudzkritēriju analīzi, var vērtēt un analizēt enerģētikas sektora darbību. Izmantojot daudzkritēriju analīzi, var izvērtēt vislabāko pieejamo tehnoloģiju vai analizēt emisiju samazināšanas iespējas.

Enerģija ir galvenais faktors, kas ietekmē valstu nacionālo ekonomiku, tādēļ visu interesēs ir uzlabot energoefektivitāti. Viens veids, kā to izdarīt, ir attīstīt un ieviest siltuma atgūšanu no ražošanas procesiem, nevis radīt siltumenerģijas atlikumus ražošanā. Šobrīd literatūrā ir pieejams plašs dažādu siltumenerģijas atgūšanas tehnoloģiju klāsts, piemēram, siltumsūkņi, siltummaiņi, katli u. c. Konkrētas tehnoloģijas izvēle ir atkarīga no siltuma avota. Izpētē uzsvars ir likts uz siltumenerģijas atgūšanu enerģētikas sektora ražotnēs, piemēram, siltumapgādes

sistēmās izmantotiem dūmgāzu kondensatoriem. Veikts tiešā kontakta dūmgāzu kondensatora izvērtējums no vidi piesārņojošu emisiju samazināšanas perspektīvas. Izmantojot daudzkritēriju analīzes metodi, balstoties uz 14 izvēlētajiem kvantitatīvajiem un kvalitatīvajiem kritērijiem, atrasta vislabākā kondensatora tehnoloģiskā risinājuma alternatīva.

Viens no pētījumiem veltīts vēsturiskajam atskatam par Eiropas Savienības (ES) emisiju tirdzniecības sistēmas (ETS) izveidi 2004. gadā. Tās īstenošana bija obligāta katrai dalībvalstij, tajā skaitā arī Latvijai, kas tika uzņemta ES 2004. gada 1. maijā. ETS izveides darbs tika sākts kā projekts sadarbībā ar Vides ministriju, un projekta zinātniskie rezultāti un metodikas ir apkopotas un analizētas rakstā. ETS izveides rezultātā tika sagatavoti trīs Latvijas nacionālie Emisijas kvotu sadales plāni. Tā kā ES ETS 2004. gadā tika izveidota pirmoreiz, bija nepieciešama būtiska priekšizpēte un analīze, tajā skaitā par iespējamo siltumnīcefekta gāzu emisijas kvotu noteikšanas un sadales iespējām. ES dalībvalstu emisijas kvotu sadales plānu ļoti īso izstrādes termiņu dēļ dalībvalstis zināmā mērā katra izvēlējās savu pieeju. Vēsturisko notikumu aprakstā ir aplūkota Latvijas pieeja un pieredze pirmā emisiju kvotu plāna izstrādē, pamatojot bāzes gada izvēli, papildu SEG emisijas kvotu piešķiršanu uzņēmumiem, aprēķinot emisijas kvotu rezerves valsts līmeni.

Sistēmdinamikas modeļi

1. Latvijas elektroenerģijas tirgus modelēšana, lai novērtētu tā ilgtermiņa sniegumu vides jomā

*D. Blumberga, A. Blumberga,
A. Barisa, M. Rošā, D. Lauka*

levads

Centieni samazināt siltumnīcefekta gāzu (SEG) emisijas ir Eiropas Savienības (ES) politiskajā darba kārtībā. Lielāka atjaunojamo enerģijas avotu izmantošana ir svarīga pasākumu kopuma daļa, kas vajadzīga, lai samazinātu ES siltumnīcefekta gāzu emisijas, un tā atbilst Kopienas un starptautiskām SEG emisiju samazināšanas saistībām. Atjaunojamās enerģijas direktīvā 2009/28/EK ir izveidota sistēma atjaunojamo energoresursu veicināšanai, nosakot obligātos valsts atjaunojamās enerģijas mērķus, lai līdz 2020. gadam atjaunojamās enerģijas īpatsvars enerģijas galapatēriņā sasniegtu 20 %. Nesen ES līderi ir vienojušies par turpmāku klimata un enerģētikas politikas regulējumu. Jaunais politikas mērķis nosaka, ka līdz 2030. gadam enerģijai ar atjaunojamajiem resursiem būtu jāsasniedz vismaz 27 %, un tas ir solis ceļā uz ambiciozu ilgtermiņa mērķi samazināt emisijas par 80–95 % līdz 2050. gadam.

Kā norādīts Eiropas Komisijas Ceļvedī par pāreju uz konkurētspējīgu ekonomiku ar zemu oglekļa dioksīda emisiju daudzumu 2050. gadā, lai sasniegtu 2050. gada mērķi, SEG emisijas līdz 2030. gadam jāsamazina par 40 % un līdz 2040. gadam 60 %. Enerģētikas nozarei kā nozīmīgai ES kopējā oglekļa dioksīda emisiju veicinātājai ir būtiska loma klimata pārmaiņu mazināšanā. Tiek lēsts, ka enerģētikas sektora nozīme pieaugs, kas ļaus sasniegt ievērojamu dekarbonizācijas līmeni (līdz 2050. gadam 55–97 % atkarībā no scenārija) [1].

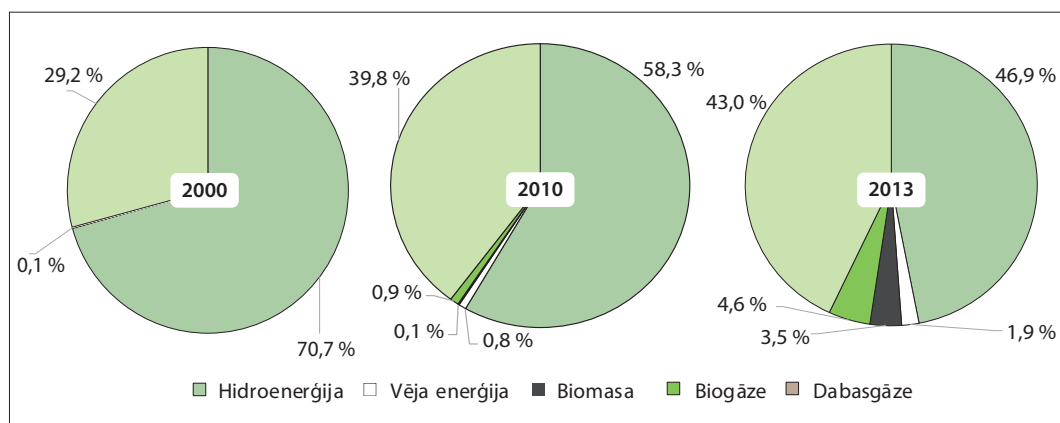
Reaģējot uz vides, sociālo un ekonomisko spiedienu, valdības saskaras ar pastāvīgu izaicinājumu, izstrādājot enerģētikas pārejas ceļus, lai padarītu elektroenerģijas sistēmas ilgtspējīgas [2]. Saskaņā ar Eiropas Savienības Statistikas biroja datiem [3] ES-28 valstu elektroenerģijas ražošana no atjaunojamajiem enerģijas avotiem ir palielinājusies no 14,8 % 2005. gadā līdz 25,4 % 2013. gadā. Atjaunojamās enerģijas daļas pieaugumu

ES var izskaidrot ar lielāku atjaunojamās enerģijas daļu enerģijas galapatēriņā un kopējo bruto enerģijas patēriņa samazinājumu salīdzinājumā ar 2010. gadu. Laikā no 2005. gada līdz 2013. gadam atjaunojamo enerģijas avotu īpatsvars elektroenerģijas ražošanā visvairāk palielinājies Beļģijā, Čehijā Igaunijā, Lietuvā, Polijā un Lielbritānijā. Tomēr, ņemot vērā atjaunojamo enerģijas avotu kopējo īpatsvaru valsts energopatēriņā 2013. gadā, Ziemeļvalstīs, Portugālē, Latvijā un Austrijā ir labāki rezultāti.

Šo attīstību papildina pētījumi par pāreju uz zemu oglekļa emisiju daudzumu. Pēdējā laikā enerģētikas sistēmas ar dominējošu atbalstu atjaunojamajiem enerģijas avotiem ir pētītas daudzās Eiropas valstīs, piemēram, Vācijā [4], Portugālē [5], Īrijā [6], Horvātijā [7], Somijā [8] un Lielbritānijā [9]. Tajā pašā laikā Dānijas valdība ir nolēmusi pāriet uz 100 % atjaunojamo energoresursu izmantošanu līdz 2050. gadam. Turkoni (*Turconi*) un citā pētījumā [10] secināts, ka, lai panāktu zema oglekļa emisiju daudzumu elektroenerģijas nozarē Dānijā, ir jāpāriet no ogļu izmantošanas uz biomasas un vēja enerģiju.

Mūsu pētījuma mērķis ir izvērtēt Latvijas elektroenerģijas nozares ilgtermiņa darbības rezultātus. Latvija ir interesants pētījumu objekts vairāku iemeslu dēļ. Latvija ir piemērs energosistēmai, kurā gan fosilajiem, gan atjaunojamajiem enerģijas avotiem ir liela nozīme enerģijas ražošanā. Lielās hidroelektrostacijas vēsturiski nodrošina ievērojamu elektroenerģijas daudzumu (sk. 1.1. attēlu). Tajā pašā laikā citu atjaunojamo enerģijas avotu (vēja un biomasas koģenerācijas staciju) attīstība ir sākusies tikai pēdējās desmitgades laikā, kad tika ieviesti valsts politikas atbalsta mehānismi. No minētajiem enerģijas avotiem vēja

1.1. att. Elektroenerģijas ražošana Latvijā. (Datu avoti: [11], [12])



enerģijas nozarei pēdējā desmitgadē ir visnopietnākais izrāvieni, kas 2013. gadā sasniedza 67 MW uzstādītās jaudas. Tad seko biogāze ar 53 MW uzstādīto jaudu, un 55 MW uzstādītā jauda ir biomasai.

Atjaunojamo enerģijas avotu izmantošana elektroenerģijas ražošanai Latvijā tiek veicināta ar tarifa palīdzību. Visas atjaunojamās enerģijas tehnoloģijas (izņemot hidroenerģiju, kas pārsniedz 10 MW) ir tiesīgas saņemt valsts atbalstu. Bez atjaunojamajiem enerģijas avotiem arī dabasgāzes iekārtas ir tiesīgas saņemt atbalsta tarifu un piešķirto maksājumu (angļu val. *granted payment*) par uzstādīto elektrisko jaudu, ja visu dabasgāzi importē no ārvalstīm.

Kā redzams 1.1. tabulā, pašreizējais elektroenerģijas patēriņš Latvijā ir zemāks nekā 1990. gadā. Tas attiecas uz visām enerģijas galapatēriņa nozarēm un izskaidrojams ar Latvijas sociāl-ekonomisko reformu deviņdesmito gadu sākumā. Tomēr pēdējā desmitgadē elektroenerģijas patēriņš pieaug. Timmas pētījums [13] norāda uz lielo Latvijas ekonomikas atveseļošanās līmeni pēckrīzes periodā, un, tajā secināts, ka enerģijas intensitātes pieaugums pēc 2008. gada lielā mērā ir saistīts ar enerģijas pieprasījuma sektoru paplašināšanos.

1.1. tabula

Elektroenerģijas ražošanas un patēriņa izmaiņas Latvijā [12]

	1990	2000	2010
Kopējais elektroenerģijas patēriņš, GWh	8587	4477	6215
Rūpniecība un būvniecība	3190	1433	1590
Transports	255	152	126
Mājsaimniecības	1286	1189	1938
Komerčiālie un sabiedriskie pakalpojumi	1890	1546	2422
Kopējā elektroenerģijas ražošana, GWh	6648	4136	6627
Lielie HES	4496	2794	3445
Mazie HES	0	25	75
Lielās koģenerācijas stacijas	2043	1163	2402
Koģenerācijas stacijas ar atjaunojamajiem energoresursiem	0	0	66
Citas koģenerācijas stacijas	109	150	590
Vēja ģeneratori	0	5	49

Atjaunojamās enerģijas avotu īpatsvars kopējā valsts elektroenerģijas patēriņā pēdējos gados ir bijis pretrunīgs: 2008. gadā

tas bija 41,2 %, 2009. gadā – 49,2 %, 2010. gadā – 48,5 % un 2011. gadā – 41,9 % [12]. Paredzams, ka līdz 2020. gadam atjaunojamo enerģijas avotu īpatsvars palielināsies līdz gandrīz 60 % no kopējā elektroenerģijas patēriņa [14]. Tālāk Latvijas enerģētikas ilgtermiņa stratēģija 2030 (2012) [15] izvirza mērķi, ka līdz 2030. gadam atjaunojamajiem energoresursiem būtu jāsasniedz 50 % no galapatēriņa bruto enerģijas. Tādējādi šis pētījums aplūko divus svarīgus jautājumus, kas aktuāli ne tikai Latvijai, bet arī citām ES valstīm:

- 1) cik lielā mērā elektroenerģijas sektors var sasniegt vērēnīgos Eiropas Komisijas izvirzītos ilgtermiņa mērķus?
- 2) kādi ir galvenie priekšnosacījumi, lai sasniegtu ES mērķus klimata un enerģētikas nozarē?

Sistēmdinamikas modelēšanas pieeja tika izvēlēta, lai analizētu elektroenerģijas piegādes modeli Latvijā līdz 2050. gadam. Sistēmdinamikas modelēšana tiek izmantota datorizētā modelēšanas programmā, lai izprastu sarežģītu sistēmu uzvedību laika gaitā. Iepriekš tika izmantotas vairākas citas modelēšanas pieejas, lai risinātu enerģētikas plānošanas jautājumus Latvijā. Piemēram, Klāvs un Reķis [16] izmantoja *MARKAL/TIMES* modeli, lai izstrādātu prognozes par enerģijas patēriņu un siltumnīcefekta gāzu emisijām Latvijā. Kā liecina pētījums, atjaunojamās elektroenerģijas daļa bija 10 % bāzes scenārijā un 13 % – energoefektivitātes scenārijā par bruto enerģijas galapatēriņu 2030. gadā. Citā pētījumā Porubova un Bažbauers [17] prezentēja *EnergyPLAN* modeļa izmantošanu, kur analizēja Latvijas enerģētikas sistēmu ilgtermiņa pašpietiekamības aspektā. Saskaņā ar šo pētījumu rezultātiem, dažādu atjaunojamo enerģijas avotu potenciāls elektroenerģijas ražošanā Latvijā 2050. gadā ir: vēja enerģija 4–6 TWh, biogāze 4 TWh, hidroenerģija 3 TWh, atkritumi 0,3–0,5 TWh, biomasas 2,5–3,7 TWh un saules enerģija 0–1 TWh atkarībā no iespējamajiem scenārijiem.

Tādu dinamisku modeļu priekšrocība kā, piemēram, *MARKAL* vai *EnergyPLAN*, ir tā, ka tie attēlo stundas elektroenerģijas pieprasījuma un piedāvājuma simulācijas, ņemot vērā mainīgo atjaunojamo enerģijas avotu svārstīgo raksturu [17]. Ar šiem modeļiem var arī veiksmīgi analizēt jaunu tehnoloģiju izmantošanas ietekmi uz enerģijas struktūru [18]. Tomēr “melnās kastes” modelēšanas pieeja ierobežo lietotāju izpratni par sistēmas dinamisko uzvedību, kas mūsu gadījumā ir svarīgs priekšnoteikums, lai noteiktu atjaunojamo enerģijas avotu izmantošanas virzītājspēkus. Galvenais iemesls, kāpēc šajā pētījumā tika izvēlēta īpaša pieeja, ir “atvērtā” struktūra un sistēmdinamikas modeļu spēja

analizēt galveno mainīgo lielumu uzvedību laika gaitā un izcelt galvenos virzītājspēkus, kas ietekmē sistēmas veiktspēju.

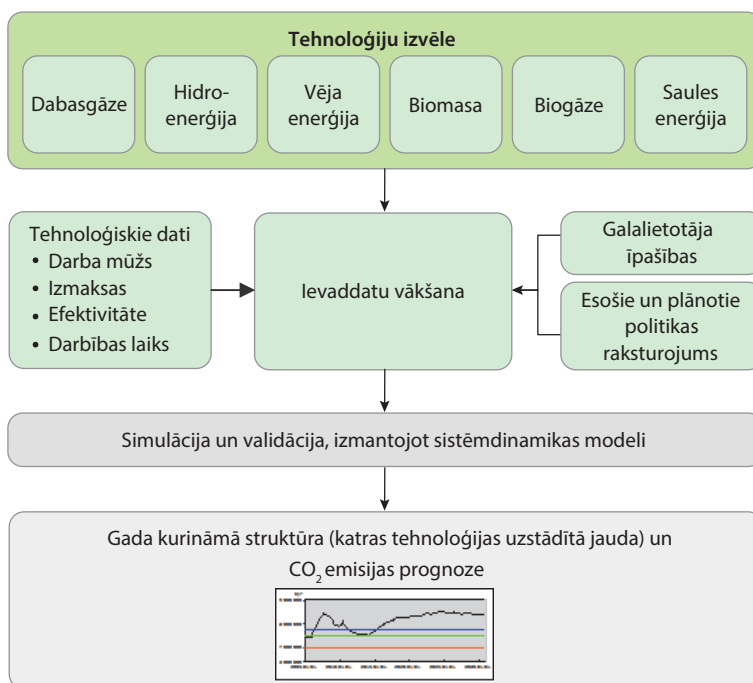
Sistēmdinamika tiek izmantota, lai analizētu enerģētikas problēmas kopš 20. gadsimta septiņdesmitajiem gadiem, kad tika izstrādāti lieli modeļi, lai palielinātu vispārējo izpratni par enerģētikas politiku [19]. Visaptverošs literatūras apraksts par sistēmdinamikas iepriekšējiem modeļiem ir atrodams [20], [21]. Pavisam nesen sistēmdinamikas modelēšana elektroenerģijas nozarē tika izmantota, lai analizētu ražošanas paplašināšanās alternatīvas Portugāles un Spānijas elektroenerģijas sistēmā [22] un Šveicē [19]; lai izpētītu dažādas investīciju iniciatīvas Irānas elektroenerģijas tirgū [23]; lai analizētu Turcijas rūpniecības oglekļa emisiju samazināšanās iespējas vairāk nekā 30 gadu laikā [24]; lai novērtētu laika apstākļu izmaiņu ietekmi un lai redzētu enerģijas piegādes un pieprasījuma svārstības Austrālijā [25]. Enerģētikas drošības jautājumi Somijas enerģētikas sistēmā tika pētīti [26].

Metodoloģija

Pētījuma pieeja ietvēra šādus četrus posmus: 1) kurināmā maisījuma definēšana (tehnoloģiju izvēle); (2) dažādu spēkstaciju tehnisko un saimniecisko datu noteikšana, tostarp esošie atbalsta pasākumi; (3) sistēmdinamikas modeļa formulēšana un simulācija; (4) uzstādītā jauda un oglekļa dioksīda (CO₂) emisiju prognoze saskaņā ar prognozēto periodu (sk. 1.2. attēlu).

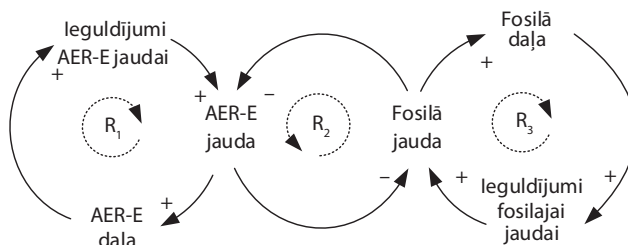
Izstrādātajā modeli ir sešas ražošanas tehnoloģijas: dabasgāze, liela hidroelektrostacija (> 10 MW), vēja enerģija, biomasas, biogāze un fotoelementu energosistēmas. Rakstā aprakstītais modelis tika izstrādāts un apstiprināts, balstoties uz Latvijas situācijas pētījumu. Tādēļ modeļa struktūru veido resursu plūsmas, kas raksturo enerģijas avotus, kurus izmanto elektroenerģijas ražošanai Latvijā. Tomēr modeļa struktūra ir elastīga, lai vajadzības gadījumā iekļautu cita veida tehnoloģijas. Tādējādi to var izmantot citiem elektroenerģijas tirgiem ar dažādām kurināmā maisījuma tehnoloģijām.

Simulācija tika veikta katru gadu līdz 2050. gadam, izmantojot *Powersim Studio 8* modelēšanas programmatūru. Dinamiskā hipotēze pieņēma, ka vienas tehnoloģijas tiek aizstātas citām, kas atbilst sistēmas stāvoklim katrā modelēšanas posmā. Tādējādi, ja viena kurināmā īpatsvars palielinās, otra kurināmā daļa samazinās. 1.3. attēlā ir sniegta cēloņsakarības shēma, kurā parādīta mijiedarbība starp atjaunojamās enerģijas tehnoloģiju un fosilās enerģijas tehnoloģiju uzstādīto jaudu.



1.2. att. Pētniecības pieejas vienkāršota shēma.

1.3. att. Cēloņsakarību diagramma, kas raksturo dinamiku starp tehnoloģiju krājumiem.

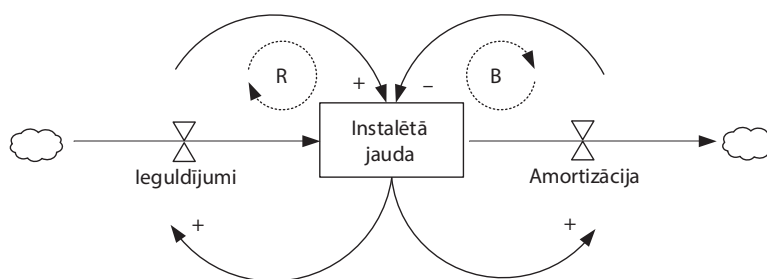


Pastiprinošā cilpa R1 ataino atjaunojamo enerģijas avotu (AER-E) ražotās elektroenerģijas uzstādīto jaudu, un tā parāda, ka, jo lielāks ieguldījums ir paredzēts, lai palielinātu AER-E jaudu, jo lielāks ir atjaunojamo enerģijas avotu īpatsvars kurināmā maisījumā. Tajā pašā laikā, jo lielāka ir AER-E daļa, jo lielākas ir investīcijas, kuru mērķis ir palielināt uzstādīto AER-E jaudu. Pastiprinošā cilpa R2 atspoguļo AER-E tehnoloģiju uzstādīto jaudu un fosilā kurināmā iekārtu savstarpējo mijiedarbību. R2 rāda, ka, jo lielāka ir AER-E iekārtu jauda, jo mazāka ir fosilā kurināmā iekārtu uzstādītā jauda, un otrādi. Pastiprinošā cilpa R3, kas raksturo fosilās enerģijas ražošanas uzstādīto jaudu, liecina, ka, jo zemāka ir fosilā kurināmā iekārtu uzstādītā jauda, jo

zemāka ir fosilā kurināmā daļa kurināmā maisījumā. Tajā pašā laikā, jo zemāka ir fosilā daļa kurināmā struktūrā, jo mazākās investīcijas bija vērstas uz fosilās kapacitātes palielināšanu. Jo mazāks ir ieguldījums, jo mazāka ir fosilās enerģijas ražošanas jauda.

Modeļa apraksts

Modeļa veidošanas sākumā tika pieņemts, ka galvenais indikators, kas parāda kurināmā struktūru, ir elektroenerģijas ražošanas iekārtu uzstādītā elektriskā jauda, t. i., uzstādītā ražošanas jauda nosaka katras tehnoloģijas elektroapgādi. Tā kā modelis ir enerģētikas un ekonomikas modelis, tika pieņemts, ka uzstādīto iekārtu jaudu ietekmē divi faktori: ieguldījumi un iekārtas nolietojums laika gaitā (sk. 1.4. attēlu). Tādēļ uzstādītās jaudas krājums Q (GW) ir atkarīgs no ienākošās ieguldījumu plūsmas I (GW/gadā) un izejošās nolietojuma plūsmas D (GW/gadā): $Q = f(I, D)$.



1.4. att. Krājumu un plūsmu diagramma, kas raksturo saistību starp radīto jaudu, investīciju un nolietojuma plūsmu (R – pastiprinošā cilpa, B – balansējošā cilpa).

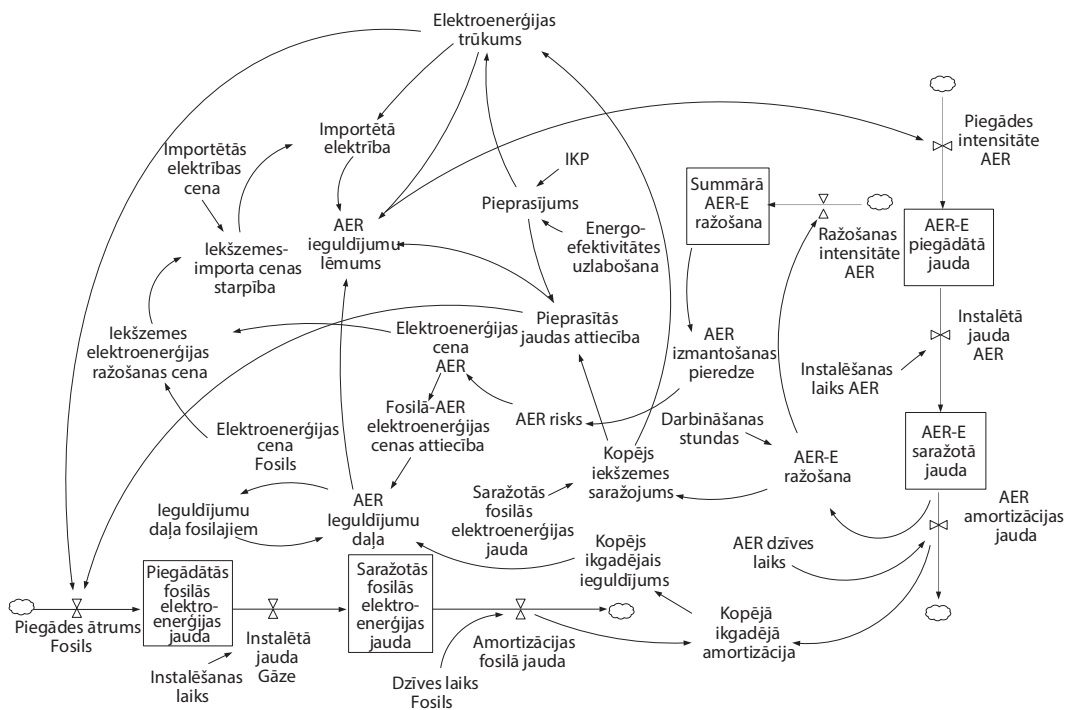
Ieejošā plūsma atspoguļo investīcijas, kuru mērķis ir palielināt uzstādīto elektroenerģijas ražošanas iekārtu jaudu. Izejas plūsma atspoguļo iekārtu nolietojumu, tādējādi samazinot kopējās uzstādītās jaudas vērtību. Katra uzstādītā jauda norāda konkrētā kurināmā īpatsvaru kurināmā maisījumā. Šī krājuma plūsmas struktūra ir derīga katram uzstādītās jaudas veidam. Ierosinātās sistēmas dinamiskā modeļa galvenie krājumi un plūsmas ir parādīti 1.5. attēlā. Vienkāršības labad tiek parādīti tikai divu resursu veidu plūsmas – atjaunojamā un fosilā enerģija. Tomēr reālais modelis sastāv no vairākām resursu plūsmām, kas atbilst nacionālajai elektroenerģijas ražošanas uzbūvei Latvijā.

Izveidotie jaudas krājumi (MW) ar atbilstošām investīciju ieejas plūsmām un amortizācijas izejas plūsmām veido modeļa pamatstruktūru. Visus piedāvātos tehnoloģiju turpmākos

lēmumus par investīcijām pieņem, balstoties uz elektroenerģijas ražošanas izmaksām. Tādējādi tas ir līdzsvara modelis, jo lielāka ieguldītā daļa ir vienai tehnoloģijai (piemēram, atjaunojamajiem enerģijas avotiem), jo mazāka ir investīciju daļa, ko saņem citas tehnoloģijas (piemēram, fosilais kurināmais). Kopējie ikgadējie ieguldījumi, kas ir megavati vienā gadā, ir vienādi ar kopējo gada nolietojumu, ko ietekmē tehnoloģiju kalpošanas laiks. Ikgadējo elektroenerģijas ražošanu no katra resursu veida nosaka, ņemot vērā uzstādīto jaudu un konkrētās tehnoloģijas pilnas slodzes stundas (sk. arī 1.6. attēlu).

Tiek pieņemts ideāls konkurētspējīgs elektroenerģijas tirgus. Visas ražošanas iekārtas ar vienāda veida tehnoloģijām tiek akumulētas, lai atainotu individuālās ražošanas tehnoloģijas, tādējādi konkurence tiek atspoguļota primāro elektroenerģijas ražotāju vidū. Kuru no šiem kurināmā veidiem izvēlies elektroenerģijas ražotāji, ir atkarīgs no alternatīvu relatīvajām izmaksām. Lēmumi par investīciju apjomu pamatā ir balstīti uz kopējiem ieņēmumiem, ko ieguvuši investori [22], kā arī elektroenerģijas cena ir svarīgs faktors, kas nosaka vēlmi ieguldīt līdzekļus jaunās elektroenerģijas ražošanas iekārtās [27]. Šajā

1.5. att. Latvijas elektroenerģijas nozares modeļa galvenie krājumi un plūsmas.



modeli elektroenerģijas ražošanas izmaksas tiek izmantotas kā galvenais rādītājs, uz to, pamatojoties, tiek pieņemts lēmums par ieguldījumiem. Katra alternatīvās tehnoloģiskās iespējas tirgus daļa ir integrēta sistēmdinamikas modelī, izmantojot loģistikas modeli (angļu val. *the multi-nominal logit model*) [28]:

$$MS_i = \exp^{-\alpha P_i} / \sum_j \exp^{-\alpha P_j}, \quad (1.1.)$$

kur

MS_i – alternatīvu tirgus daļa;

α – koeficients, kas nosaka alternatīvās daļas liknes stāvumu;

P_i – alternatīvu kopējās izmaksas.

Kopējās izmaksas, t. i., vidējās elektroenerģijas ražošanas izmaksas katras tehnoloģijas alternatīvai tika noteiktas, ņemot vērā četras galvenās sastāvdaļas: kurināmā izmaksas, kapitāla izmaksas, ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas (O&M), attiecīgo prēmiju, piemēram, CO₂ emisiju izmaksas (negatīva ietekme) vai valsts atbalsta stimuli (pozitīva ietekme). Runājot par atjaunojamajiem energoresursiem, izskata arī piekto komponentu – riska faktoru. Tas saistīts ar tehnoloģijas izmantošanu. Riska faktors atspoguļo negatīvos rezultātus, kas saistīti ar atjaunojamo enerģijas avotu izmantošanu, piemēram, mazāka cietās biomasas kurināmā automatizācija salīdzinājumā ar dabasgāzi. Šī parametra vērtība ir atkarīga no pieredzes, kas iegūta, izmantojot tehnoloģiju. Konkrētā kurināmā veida elektroenerģijas ražošanas vidējās izmaksas tika noteiktas, izmantojot 1.2. vienādojumu:

$$P = C_{fuel} / \eta + C_{capital} + C_{O\&M} + C_{tax} + R - S, \quad (1.2.)$$

kur

C_{fuel} – kurināmā izmaksas (EUR/MWh);

η – tehnoloģiju efektivitāte;

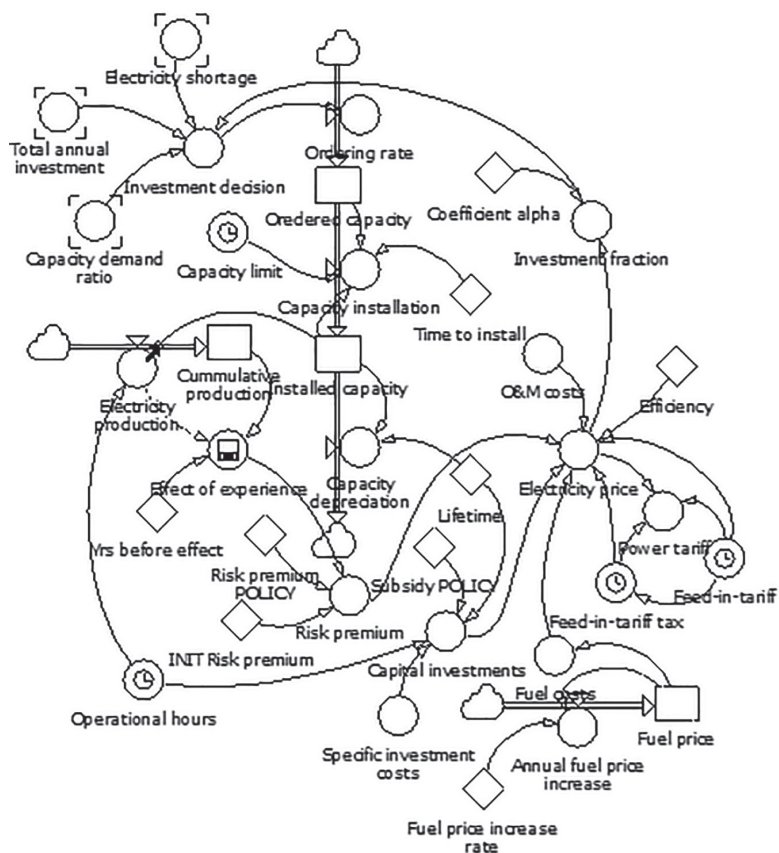
$C_{capital}$ – kapitāla izmaksas (EUR/MWh);

$C_{O\&M}$ – ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas (EUR/MWh);

C_{tax} – nodokļi (EUR/MWh);

R – neērtību izmaksas, kas saistītas ar tehnoloģijas izmantošanu (EUR/MWh);

S – valsts atbalsta stimuli (EUR/MWh).



1.6. att. Sistēmdinamikas modelēšanas programmatūras galveno elementu ilustrācija.

Tiek pieņemts, ka, ja attiecīgajā modelēšanas posmā ir nepieciešama jauda, tad imports tiek palielināts. Pretējā gadījumā lēmums ir balstīts uz salīdzinājumu starp importa cenu un iekšzemes ražošanas izmaksām, tāpat kā tas tika izdarīts [23]. Elektroenerģijas importa cena tiek modelēta kā ārējs mainīgais, kura pamatā ir vidējā elektroenerģijas cena *Nord Pool Spot* biržā (32 EUR/MWh 2012. gadā [29]). Gada elektroenerģijas cenu pieaugums par 3 % tiek pieņemts nākamajiem gadiem. Modelī nav ņemti vērā pārvades jaudas ierobežojumi starp dažādiem *Nord Pool Spot* elektroenerģijas tirgus reģioniem.

Pētījuma dati un pieņēmumi

Modeļa galveno struktūru veido sešas plūsmas, kas raksturo enerģijas avotus, kurus Latvijā izmanto elektroenerģijas ražošanai. Sākotnējie dati par katras tehnoloģijas uzstādīto jaudu atbilst valsts elektroenerģijas bilanci 2012. gadā [30]:

- lielās hidroelektrostacijas (HES) – 3627 GWh (uzstādītā jauda 1550 MW);
- mazie HES – 80 GWh (uzstādītā jauda 26 MW);
- dabasgāzes koģenerācijas stacijas – 2000 GWh (uzstādītā jauda 953 MW);
- biomasas koģenerācijas stacijas – 65 GWh (uzstādītā jauda 23 MW);
- biogāzes koģenerācijas stacijas – 223 GWh (uzstādītā jauda 43 MW);
- vēja elektrostacijas – 114 GWh (uzstādītā jauda 59 MW).

Turklāt tiek aplūkots septītais resurss – saules enerģija (sākotnējā uzstādītā jauda tiek pieņemta 0 MW), ņemot vērā iespējamus tehnoloģiskos sasniegumus nākotnē. Modelēšanas pieņēmumu saraksts ir atspoguļots 1.2. tabulā. Turpmāko elektrības pieprasījuma attīstību rūpniecības izaugsmes dēļ atspoguļo ārējā pieprasījuma pieauguma temps. Tas tiek pieņemts, korelējot ar iekšzemes kopproduktu. Turklāt tiek ņemta vērā ES prasība par energoefektivitātes uzlabošanu. Pieņēmumi ir saistīti ar resursu cenu pieaugumu un kapitāla izmaksu izmaiņām tehnoloģiju apguves dēļ.

1.2. tabula

Ievaddati un pieņēmumi par modelēšanu

	Dabasgāze	Vēja enerģija	Hidro-enerģija	Biomasa	Biogāze	Saules enerģija
Darbības laiks, h/gadā	2300	2000	2600	8000	7000	1000
Uzstādītā jauda, MW	953	26	1500	3	7	0
Dzīves ilgums, gadi	15	20	50	20	15	25
O&M izmaksas, EUR/MWh	21	17	24	5 % no k. i.	3 % no k. i.	14
Kapitāla izmaksas (k. i.), milj.EUR/MW	1,0	1,5	4,9	7,1	5,8	2,8
Efektivitāte, %	92	50	90	80	60	10
Kurināmā izmaksas, EUR/MWh	13	0	0	9,3	8,7	0
CO ₂ nodoklis, EUR/tCO ₂	3	0	0	0	0	0
AER potenciāls, GW	–	1,5	1,5	10	0,1	3

Sistēmas modeļa apstiprināšana

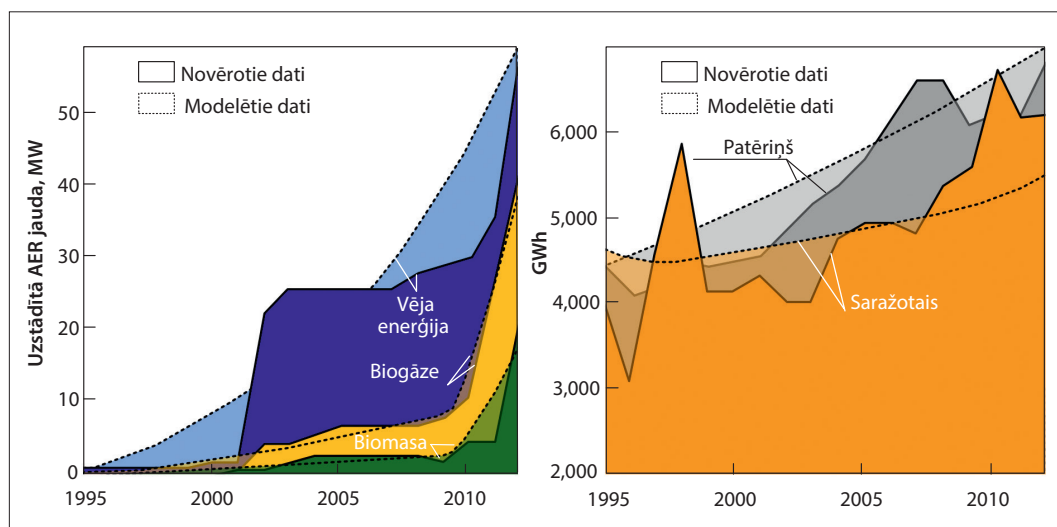
Lai novērtētu šajā pētījumā izstrādāto sistēmdinamisko modeli, tika izmantoti vēsturiskie dati par atjaunojamās elektroenerģijas ražošanas iekārtām no 1995. gada līdz 2012. gadam, kā arī elektroenerģijas ražošanas apjoms un patēriņš. Simulācijas rezultātu salīdzinājums ar vēsturiskajiem datiem par uzstādīto atjaunojamās elektroenerģijas jaudu un elektroenerģijas ražošanu un patēriņu Latvijā ir parādīts 1.7. attēlā.

Atbilstoši nacionālajai statistikai par atjaunojamās elektroenerģijas attīstību uzstādītā elektriskā jauda laikā no 1995. gada līdz 2012. gadam Latvijā ir palielinājusies no 1 MW līdz 59 MW vēja enerģijai, no 0 MW līdz 23 MW biomasai un no 0 MW līdz 43 MW biogāzei. Salīdzinājumam modelis 2012. gadā ģenerē 58 MW vēja enerģijas, 20 MW biomasas enerģijas un 43 MW biogāzes.

Otrais parametrs, kas jāapstiprina, bija elektroenerģijas ražošanas un patēriņa modelis. Elektroenerģijas bruto kopapjoms Latvijā palielinājies no 3980 GWh 1995. gadā līdz 6170 GWh 2012. gadā. Izmantojot elektroenerģijas ražošanas jaudas modeli, iegūst, ka 2012. gadā tiktu saražots 5670 GWh. Savukārt kopējais elektroenerģijas patēriņš palielinājies no 4465 GWh 1995. gadā līdz 8648 GWh 2012. gadā. Modelēšanas rezultāti ataino, ka 2012. gadā tiktu sasniegtas 6830 GWh.

Lai gan katra gada statistikas datiem ir redzamas modeļa atšķirības, tiek atzīmēts, ka simulācijas rezultāti parasti raksturo vēsturisko attīstības modeli. Pamatojoties uz šo secinājumu, tiek

1.7. att. Latvijas modeļa apstiprināšanas rezultāti [31].

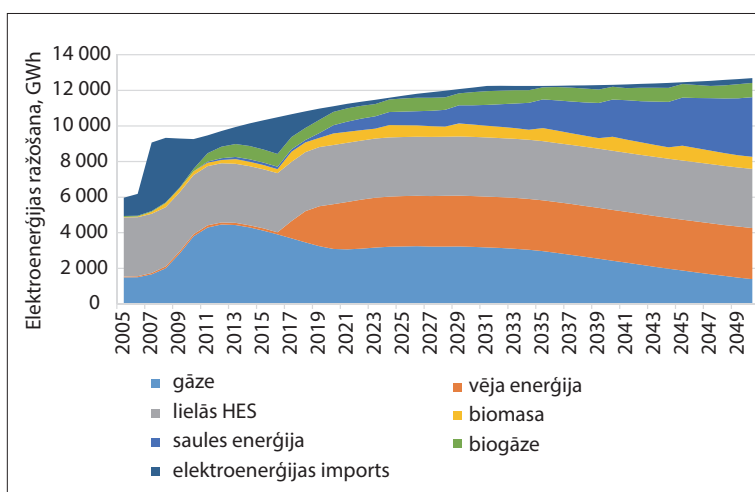


ierosināts, ka šis modelis ir derīgs un to var piemērot turpmākiem pētījumiem.

Rezultāti un diskusija

1.8. attēls parāda modelēšanas rezultātus uzstādītai elektroenerģijas ražošanas jaudai Latvijā līdz 2050. gadam. Saskaņā ar modelēšanas rezultātiem un pašreizējiem politikas pasākumiem (regulētiem tarifiem un nodokļu politikai) dabasgāzei nebūs vadošās pozīcijas Latvijas elektroenerģijas ražošanas bilancē. Pieaugot dabasgāzes cenai, citu resursu izmantošana kļūs pievilcīgāka. Paredzams, ka līdzās plaši izmantotajai hidroenerģijas ražošanai arī vēja un saules enerģija konkurēs ar elektroenerģijas ražošanu no dabasgāzes. Saules un vēja enerģijas īpatsvars pieaugs no 2016. gada jūnija, jo tiks atceltas pašreizējās kvotas jaunām iekārtām, t. i., jaunās iekārtas saņems valsts atbalstu regulētajos tarifiņos par saražotās elektroenerģijas iepludināšanu atpakaļ tīklā. Otrās iemesls atjaunojamo enerģijas avotu izmantošanas pieaugumam ir investīciju izmaksu samazinājums, ko prognozē ražotāji [32]. Šādā veidā atjaunojamo energoresursu tehnoloģijas kļūst konkurētspējīgākas, ņemot vērā pieaugošo dabasgāzes cenu. Papildu dzinējspēks atjaunojamo energoresursu konkurētspējai ir dabasgāzes ekonomisko stimulu pārtraukšana, kas sāksies 2020. gadā.

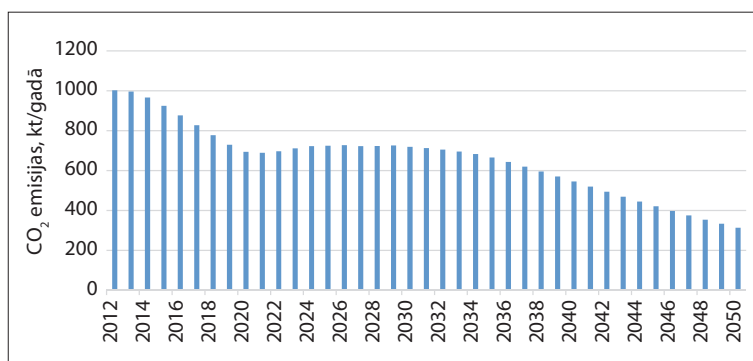
Rezultāti liecina, ka dabasgāzes patēriņš elektroenerģijas ražošanai Latvijā nākamajās desmitgadēs būtiski samazināsies. Līdz 2030. gadam aptuveni 64 % no patērētās enerģijas



1.8. att. Elektroenerģijas ražošanas prognoze Latvijā līdz 2050. gadam.

varētu iegūt no atjaunojamajiem enerģijas avotiem. Tikmēr līdz 2050. gadam fosilā kurināmā daļa nepārsniegs 10 % no kopējās ražošanas jaudas. Saistībā ar tehnoloģiju kombināciju šie rezultāti nedaudz atšķiras no iepriekšējiem pētījumiem. Porubova un Bažbauers [17] prognozēja, ka 2050. gadā Latvijā būs lielāks vēja un biogāzes īpatsvars elektroenerģijas piegādes maisījumos, bet zemāks uzstādītās saules jaudas īpatsvars. Tomēr jāatzīmē, ka viņu pētījums bija vērsts uz 100 % atjaunojamās enerģijas sistēmas modelēšanu, savukārt šajā pētījumā tika apsvērta arī dabasgāze. Turklāt atšķirības pieņēmumos par saules enerģijas tehnoloģiju izmaksu attīstību varētu būt iemesls tam, ka abos pētījumos ir dažādas saules enerģijas apjoma prognozes.

1.9. att. CO₂ emisiju no elektroenerģijas ražošanas prognoze Latvijā līdz 2050. gadam.



Elektroenerģijas nozares vides rādītāji tika novērtēti, pamatojoties uz oglekļa intensitāti. 1.9. attēlā atspoguļoti oglekļa dioksīda (CO₂) emisiju prognozes rezultāti Latvijā līdz 2050. gadam. Modelēšanas rezultāti liecina, ka dabasgāzes īpatsvara samazināšanās elektroenerģijas ražošanā ļaus būtiski samazināt CO₂ emisijas no elektroenerģijas nozares. Enerģijas nozarē emisiju samazinājums varētu sasniegt pat 70 % līdz 2050. gadam salīdzinājumā ar 2012. gada līmeni. Tomēr šis samazinājums neļaus sasniegt nulles līmeņa emisijas, kā to plānoja Eiropas Komisija savā ceļvedī ekonomikai ar zemu oglekļa dioksīda emisiju līmeni 2050. gadā. Tāpēc būtu jāizstrādā alternatīvas politikas stratēģijas, lai panāktu lielāku CO₂ izmešu daudzuma samazināšanos. Jāņem vērā arī tas, ka prognozēto 70 % emisiju samazinājumu galvenokārt veicina valsts atbalsta pasākumu esamība (atjaunojamās elektroenerģijas iekļūdes tarifs un CO₂ nodoklis par fosilajiem kurināmajiem). To pārtraukšana var izraisīt kavēšanos atjaunojamās elektroenerģijas jaudas pieaugumā.

Secinājumi

Kā lielākajam ES kopējo oglekļa dioksīda emisiju veicinātājam enerģētikas sektoram ir svarīga loma klimata pārmaiņu mazināšanā. Šajā pētījumā tika pētīti Latvijas elektroenerģijas tirgus attīstības modeļi, pamatojoties uz nesen izstrādāto datorizēto simulācijas modeli. Sistēmdinamikas pieeja tika izmantota, lai imitētu elektroenerģijas nozares attīstību līdz 2050. gadam saskaņā ar esošo politiku.

Rezultāti liecina, ka atjaunojamo resursi ilgtermiņā var ievērojami integrēties elektroenerģijas ražošanas bilanci. Tomēr, lai tas notiktu, ir nepieciešami svarīgi priekšnoteikumi. Elektrībai, kas ražota no atjaunojamajiem enerģijas avotiem, un tās izmaksām jābūt konkurētspējīgām ar elektroenerģiju, kas ražota no dabasgāzes. Kā liecina mūsu rezultāti, tas būs iespējams, pateicoties vēsturiski novērotām tirgus tendencēm – dabasgāzes pieaugošajai cenai un alternatīvu enerģijas tehnoloģiju izmaksu samazinājumam. Tomēr, lai nodrošinātu vēlamo pārēju, ir svarīgi, lai tiktu nodrošināti papildu atbalsta pasākumi (piemēram, atjaunojamo enerģijas avotu regulēšanas tarifs vai nodokļu samazinājums). Ja šie priekšnoteikumi pastāv, tad līdz 2050. gadam, salīdzinot ar 2012. gadu, ir potenciāls samazināt oglekļa dioksīda emisijas no Latvijas elektroenerģijas nozares par aptuveni 70 %. Šie secinājumi liecina par enerģētikas nozares potenciālu sekmēt ekonomiku ar zemu oglekļa dioksīda emisiju līmeni. Autori iesaka piedāvāto simulācijas modeli pielāgot arī izmantošanai citās valstīs ar līdzīgu enerģijas tirgus struktūru kā Latvijā. Tomēr jāatzīmē, ka modeļa pašreizējā izstrādes fāzē netiek ņemti vērā ierobežojumi, kas būtiski ietekmē pārvades sistēmas darbību. Būtu jāveic papildu pētījumi, lai novērtētu tehniskos aspektus Latvijas elektroenerģijas sistēmai ar lielu atjaunojamās enerģijas integrāciju.

Rakstā iekļautās daļas pirmēji angļu valodā publicētas žurnālā *Applied Energy* rakstā “*Modelling the Latvian Power Market to Evaluate Its Environmental Long-Term Performance*” (doi:10.1016/j.apenergy.2015.06.016). Autori pateicas VPP LATENERGI programmas projektam par iespēju attīstīt rakstu latviešu valodā.

Literatūras saraksts

- [1] European Commission. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions ‘Energy Roadmap 2050’ COM(2011) 885/2.

- [2] Pina A., Silva C. A., Ferró P. High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables. *Applied Energy* 2013; 112:215–23.
- [3] Eurostat Energy statistics [Online]. Electricity generated from renewable sources – annual data. Share of energy from renewable sources [Accessed: 10.04.2015.].
- [4] Henning H. M., Palzer A. A comprehensive model for the German electricity and heat sector in a future energy system with a dominant contribution from renewable energy Technologies – Part I: Methodology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014; 30:1003–18.
- [5] Krajacic G., Duic N., Carvalho M. How to achieve a 100 % RES electricity supply for Portugal? *Applied Energy* 2011; 88:508–17.
- [6] Connolly D., Lund H., Mathiesen B. V., Leahy M. The first step towards a 100 % renewable energy-system for Ireland. *Applied Energy* 2011; 88:502–7.
- [7] Krajacic G., Duic N., Zmijarevic Z., Mathiesen B. V., Anic Vucinic A., Graca Carvalho M. Planning for a 100 % independent energy system based on smart energy storage for integration of renewables and CO₂ emissions reduction. *Appl Therm Eng* 2011; 31:2073–83.
- [8] Hast A., Syri S., Jokiniemi J., Huuskonen M., Cross. S. Review of green electricity products in the United Kingdom, Germany and Finland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42(2015) 1370–1384.
- [9] Timothy J. Foxon. Transition pathways for a UK low carbon electricity future// *Energy Policy* 52(2013)10–24.
- [10] Roberto Turconi, Davide Tonini, Christian F.B. Nielsen, Christian G. Simonsen, Thomas Astrup. Environmental impacts of future low-carbon electricity systems: Detailed life cycle assessment of a Danish case study//*Applied Energy* 132 (2014) 66–73.
- [11] Central Statistical Bureau of Latvia [Online], Statistics Database, Electricity production.
- [12] Latvian energy in Figures 2013, Available at: http://85.254.195.240/images/stories/energetika/Brosura_Latvijas_energetika_skaitlos_2013%281%29.pdf.
- [13] Timma L., Zoss T., Blumberga D. Life after the financial crisis. Energy intensity and energy use decomposition on sectorial level in Latvia// *Applied Energy*, Accepted for publication, 2015.
- [14] Ministry of Economics of Republic of Latvia. 2010. Information Report: Republic of Latvia National Renewable Energy Action Plan for implementing Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC by 2020, 103 p.
- [15] Ministry of Economics of Republic of Latvia. 2013. Latvian energy long term strategy 2030 – Competitive energy for society, 14 p.
- [16] Klavs G., Rekis J. Modeling of energy strategy in Latvia: Introduction of energy and climate mitigation policy issues in energy planning model// Conference on Energy Security: Outlook&Perspectives in the Baltic Sea region, Lithuanian Academy of Science, Vilnius, Lithuania, November 2015. Available on: http://www.lei.lt/energy-security-conference/index_files/Klavs.pdf.
- [17] Jekaterina Porubova, Gatis Bazbauers. Analysis of Long-Term Plan for Energy Supply System for Latvia that is 100% Based on the Use of

- Local Energy Resources. Scientific Journal of Riga Technical University. Environmental and Climate Technologies. 2010; volume 4.
- [18] Phillip Tseng, Markal-macro model, Interagency Analysis Team. 1996. November 22. Available on: research.greenpeaceusa.org/?a=download&d=2295.
- [19] Ochoa P., Van Ackere A. Policy changes and the dynamics of capacity expansion in the Swiss electricity market. *Energy Policy* 2009; 37:1983–98.
- [20] Kilanc G. P., Or I. A decision support tool for the analysis of pricing, investment and regulatory processes in a decentralized electricity market. *Energy Policy* 2008; 36:3036–44.
- [21] Hasani M., Hosseini S. H. Dynamic assessment of capacity investment in electricity market considering complementary capacity mechanisms. *Energy* 2011; 36:277–93.
- [22] Pereira A. J. C., Tomé Saraiva J. A long term generation expansion planning model using system dynamics – Case study using data from the Portuguese/Spanish generation system. *Electr. Pow. Syst. Res.* 2013; 97:41–50.
- [23] Hasani-Marzooni M., Hosseini S. H. Dynamic analysis of various investment incentives and regional capacity assignment in Iranian electricity market. *Energy Policy* 2013; 56:271–84.
- [24] Saysel A. K., Hekimoglu M. Exploring the options for carbon dioxide mitigation in Turkish electric power industry: System dynamics approach. *Energy Policy* 2013; 60:675–86.
- [25] Rasjedin R., Kumar A., Alam F., Abosuliman S. A system dynamics conceptual model on retail electricity supply and demand system to minimize retailer's cost in eastern Australia. *Procedia Eng.* 2012; 49:330–37.
- [26] Aslani A., Helo P., Naaranoja M. Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach. *Applied Energy* 2014; 113:758–65.
- [27] Nielsen S., Sorknæs P., Ostergaard P. A. Electricity market auction settings in a future Danish electricity system with a high penetration of renewable energy sources – A comparison of marginal pricing and pay-as-bid. *Energy* 2011; 36:4434–44.
- [28] Moxnes E. Interfuel substitution in OECD-European electricity production. *Syst Dynam Rev* 1990; 6:44–65.
- [29] Nord Pool Spot market data. Available online: <http://www.nordpool-spot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/> [Accessed: 20.12.2013.].
- [30] Central Statistical Bureau [Online], National electricity balance in 2012 http://data.csb.gov.lv/pxweb/lv/vide/vide__ikgad__energetika/EN0090.px/table/tableViewLayout1/?rxid=cdbc978c-22b0-416a-aacc-aa650d3e2ce0.
- [31] Aiga Barisa, Andra Blumberga, Marika Rosa, Reeli Kuhi-Thalfeldt and Dagnija Blumberga. Modelling the Baltic power system till 2050// 27th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, ECOS 2014, June 15–19, Turku, Finland.
- [32] Criqui P., Mima S., Menanteau P., Kitous A. Mitigation strategies and energy technology learning: An assessment with the POLES model // *Technological Forecasting & Social Change* 90 (2015) 119–136.

2. Ceļā uz 4. paaudzes centralizēto siltumapgādi Latvijā: sistēmdinamikas modelēšanas metode

*J. Ziemele, A. Grāvelsiņš, A. Blumberga,
Ģ. Vīgants, D. Blumberga*

levads

Centralizētas siltumapgādes sistēmas (CSS) pirmsākumi meklējami 19. gadsimta beigās un 20. gadsimta sākumā, kad visā Eiropā un Ziemeļamerikā strauji attīstījās industrializācijas procesi un to rezultātā strauji pieauga iedzīvotāju skaits pilsētās [1]. Lai uzlabotu pilsētas iedzīvotāju dzīves kvalitāti, sāka būtēt centralizētos siltuma un elektroenerģijas avotus. Laika gaitā CSS attīstījās, balstoties uz inovatīviem tehniskajiem risinājumiem, un saglabā savu aktualitāti arī mūsdienās [2]. Lielākā daļa no Eiropas Savienības (ES) iedzīvotājiem dzīvo pilsētās, un līdz ar to ir attīstīta centralizēta siltuma un aukstuma apgāde [3]. 3373 pilsētās ES ir CSS sistēma [4], un uzstādītā siltuma jauda Vācijā sasniedz 49931 MW_{th}, Somijā – 22940 MW_{th}, Polijā – 58300 MW_{th} [5]. Pateicoties tehniskajam progresam, CSS laika gaitā ir mainījusies, kā rezultātā pakāpeniski tika palielināta kopējā sistēmas efektivitāte [6].

CSS mērķis ir nodrošināt iedzīvotājus, kā arī komerciālus un industriālus patērētājus ar nepieciešamo siltumenerģijas daudzumu, izmantojot modernas un ilgtspējīgās siltumapgādes tehnoloģijas, nodrošināt to konkurētspēju, drošumu un kvalitatīvu servisa līmeni patērētājiem [7]. Ilgtspējība, konkurētspēja un siltumapgādes drošums ir trīs kritēriji, kas vienlaicīgi gan konkurē sava starpā, gan papildina viens otru. Kritēriju saskaņotai mijiedarbībai ir jānodrošina CSS priekšrocības, salīdzinot to ar individuālo un decentralizēto siltumapgādi [8]. Gadījumā, kad viens no kritērijiem ieņem dominējošo pozīciju CSS, priekšrocības tiek apdraudētas un veidojas situācija, kad patērētāji izvēlas decentralizēto siltumapgādi [9]. CSS vēsturiski tika veidota, izmantojot tā laika progresīvās tehnoloģijas, un arī mūsdienās vairākās sistēmās tiek īstenoti inovatīvi risinājumi, kas galvenokārt saistīti ar alternatīvo enerģijas avotu integrēšanu CSS [10].

CSS sastāv no trīs elementiem: siltuma avota, siltuma pārvades sistēmas un siltuma patērētāja [11]. Katru siltumapgādes posmu var raksturot ar vairākiem neatkarīgiem mainīgajiem, kas kopā veido sistēmu [12]. Ņemot vērā iepriekš minētos faktus, CSS sistēmu aktīvi pēta zinātnieki. Īpaši svarīga loma šai

sistēmai ir CO₂ emisiju samazināšanā, kuru par prioritāti izvirza visas ES valstis [13].

4PCSS koncepcija apvieno visas inovācijas, kas pēdējos gados tika aprobētas un ieviestas CSS. Liels uzsvars tiek likts uz atjaunojamo enerģijas avotu integrāciju kopējā sistēmā [14], kam raksturīga saules kolektoru ar akumulāciju integrēšana CSS sistēmā [15], siltumsūkņu integrēšana kopēja sistēmā [16] un patērētās siltumenerģijas samazinājuma [17]. Šai sistēmā ietilpst siltuma tīkli ar zemu temperatūru un zema patēriņa ēkas. CSS sistēmā tiek iekļauta kopējā viedajā energoapgādes sistēmā un aizsargāta arī normatīvajā aspektā [1].

Vairāki pētījumi tiek veltīti jautājumam – cik lielu atjaunojamas enerģijas īpatsvaru CSS sistēmā izdosies panākt gan īstermiņā [12], gan ilgtermiņā [18]. Modelēšanai tiek izmantoti dažādi rīki: energosistēmas modelēšanas rīks *EnergyPLAN* [12], lineāras optimizācijas modelis *Balmorel model* [10] un citi. Dažādu parametru optimizācijai, lai izveidotu veiksmīgu enerģijas pārvaldības programmu, izmanto arī daudzkritēriju analīzi [19], dekompozīcijas analīzi [20] un mākslīgo neironu tīklu [21]. Lai noteiktu CSS sistēmas efektivitātes robežas, citos pētījumos izmanto vides funkcionēšanas analīzi (DEA) (no angļu val. *Data Envelopment Analysis*) [22]. Neskatoties uz to, ka vairākos pētījumos tiek apskatītas 4PCSS sistēmas atsevišķu CSS daļu attīstības stratēģijas, vēl joprojām nepietiekami tiek skatīta sistēma kopumā. Tādēļ šī pētījuma mērķis ir, izmantojot sistēmdinamikas modelēšanas metodi, izpētīt 4. paaudzes centralizētās siltumapgādes sistēmas ieviešanas iespēju Latvijā, ņemot vērā visus 4PCSS koncepcijas pamatnosacījumus: pāreju uz atjaunojamajiem resursiem, zemas temperatūras režīma ieviešanu, galalietotāja patēriņa samazinājumu. Modeli integrēti politikas instrumenti un izveidoti dažādi scenāriji, lai noteiktu visefektīvāko attīstības scenāriju pārejai uz atjaunojamajiem enerģijas resursiem, vienlaikus uzlabojot energoefektivitāti un tuvojoties nulles emisiju līmenim.

Metodoloģija

Sistēmdinamikas teorija balstās uz kompleksu sistēmu laikā mainīgas uzvedības analīzi, identificējot un definējot tajā esošos elementus un to savstarpējo mijiedarbību [23]. Sistēmdinamikas pamatā ir trīs koncepcijas, kuras pareizi izmantojot iespējams iegūt adekvātu rezultātu [24]:

- 1) krājumi, plūsmas un atgriezeniskās saites;
- 2) precīzi definētas sistēmas robežas;
- 3) cēloņsakarības, nevis korelācijas.

Modeļa izstrādes process sastāv no 5 galvenajiem posmiem: problēmas identificēšanas un formulēšanas, dinamiskās hipotēzes izstrādes, modeļa veidošanas un formulēšanas, modeļa testēšanas un verificēšanas, kā arī politikas instrumentu ieviešanas un dažādu scenāriju testēšanas [24].

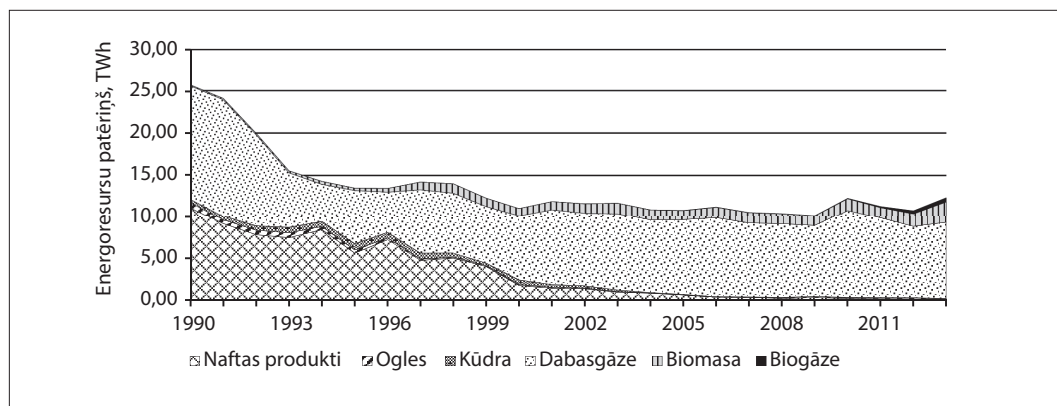
Svarīgi ir saprast, ka modeļa uzbūvei un darbības principam ir jāsakrīt ar reālās dzīves sistēmu, jo modelis tiek izstrādāts, lai atveidotu reālas sistēmas darbību un atrastu noteicošos elementus, kas regulē sistēmas darbību [28]. Komplekso sistēmu modeļēšanai tiek izmantotas datorprogrammas, jo pētāmajai sistēmai ir nelineāra daba un tajā ir daudz mainīgo elementu, kā arī tā veido atgriezeniskās saites, ko grūti analizēt bez programmu palīdzības [28].

Pētījumā tiek izstrādāts sistēmdinamikas modelis, kas ļauj pētīt 4. paaudzes CSS, izmantojot dažādus politikas instrumentus, tiek noteikts optimāls scenārijs pārejai uz 4. paaudzes CSS, vienlaicīgi samazinot arī ietekmi uz vidi.

Problēmas formulēšana

Latvijas centralizētajā siltumapgādē pašlaik dominē fosilais kurināmais. Apskatot vēsturiskā perspektīvā (2.1. attēls), var redzēt, ka 1990. gadā faktiski dominēja 2 fosilo resursu veidi – dabasgāze un naftas produkti (galvenokārt mazuts) –, kamēr ogles un kūdra veidoja ļoti niecīgu daļu no kopējā patēriņa [29]. Atjaunojamo resursu Latvijas centralizētajā siltumapgādē faktiski nebija, jo biomasa veidoja tikai 0,5 % no kopējā energoresursu patēriņa. Pēdējos gados arvien vairāk pieaug atjaunojamo resursu īpatsvars, kamēr no fosilajiem resursiem palikusi tikai dabasgāze. Paralēli biomasai nelielos apjomos centralizētajā siltumapgādē sāk izmantot arī biodīzeļdegvielu un biogāzi

2.1. att. Vēsturiskais energoresursu sadalījums Latvijas centralizētajā siltumapgādē [29].

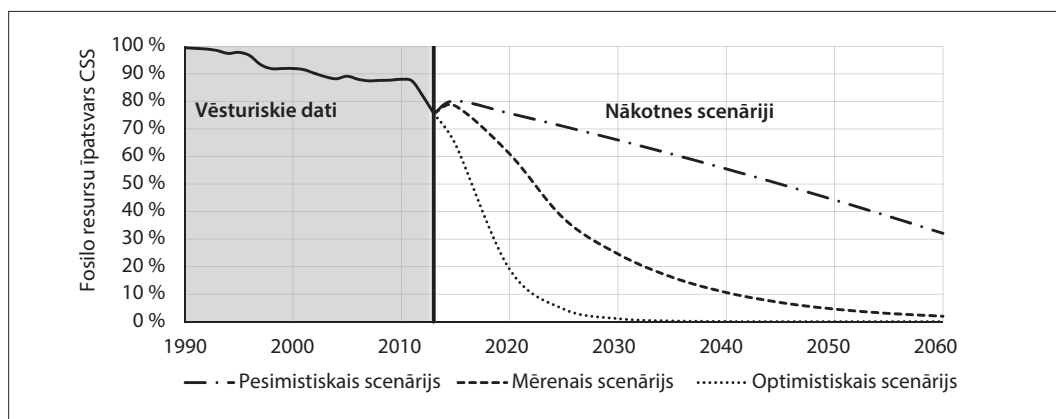


(2.1. attēls). Ja 2010. gadā biogāzes īpatsvars bija tikai 0,4 %, tad 2013. gadā jau tā veidoja 4 % no visa energoresursu patēriņa un veidoja 16,4 % no kopējā atjaunojamo resursu īpatsvara. Kopējais energoresursu patēriņš ietver katlu mājās un koģenerācijas stacijās izmantoto kurināmo, ieskaitot arī elektroenerģijas ražošanai koģenerācijas stacijās patērētos energoresursus.

Apskatot fosilo resursu nomaiņu ar atjaunojamajiem energoresursiem, var redzēt, ka no 1997. gada līdz 2011. gadam atjaunojamo resursu īpatsvara izmaiņas ir bijušas nenozīmīgas, apmēram 10 % robežās, bet tieši pēdējos pāris gados strauji pieaugusi atjaunojamo resursu izmantošana centralizētajai siltumapgādei. To iespējams skaidrot ar dabasgāzes cenas izmaiņām. Laikā no 2010. gada sākuma līdz 2014. gada sākumam, dabasgāzes cena ir mainījusies no 163,3 EUR/tūkst. nm³ līdz 284,57 EUR/tūkst. nm³ [31] jeb par gandrīz 75 %, kas ir ievērojams pieaugums un atstāj būtisku iespaidu uz siltumenerģijas tarifu centralizētās siltumapgādes rajonos, kur tiek izmantota dabasgāze. Pieaugošais siltumenerģijas tarifs liek meklēt risinājumus izmaksu samazināšanai, tādēļ atjaunojamo resursu īpatsvara pieaugums ir tikai loģisks.

Vienlaikus saražotajam siltumenerģijas patēriņam ir tendence lēnām samazināties [29]. Straujš siltumenerģijas patēriņa samazinājums vērojams laikā no 1990. gada līdz 1993. gadam, kas ir laika posms tieši pēc Padomju Savienības sabrukuma, kad Latvijā strauji samazinājās rūpniecisko procesu intensitāte [32], un līdz ar to tika pazaudēta liela daļa centralizētās siltumapgādes patērētāju. No 2001. gada līdz 2013. gadam siltumenerģijas patēriņš bija sarucis par aptuveni 10 %. To varētu skaidrot ar siltumenerģijas pieprasījuma samazināšanos ēku energoefektivitātes pasākumu rezultātā. Saražoto apjomu ietekmē arī apkures sezonas ilgums un vidējā apkures sezonas gaisa temperatūra, kā arī pieslēgto lietotāju skaits, kas ir galvenie iemesli nelielajām siltumenerģijas patēriņa svārstībām pa gadiem. 2013. gadā kopējais saražotais siltumenerģijas daudzums bija 6,65 TWh, no kura 73 % tika saražoti koģenerācijas stacijās, bet 27 % individuālajās katlu mājās [29].

Apskatot iepriekš aprakstīto situāciju Latvijā, var secināt, ka šobrīd atjaunojamo resursu izmantošana centralizētajā siltumapgādē veido nelielu daļu no kopējā kurināmā patēriņa un pāreja uz atjaunojamajiem resursiem notiek lēni, bet, lai varētu ieviest 4. paaudzes centralizētās siltumapgādes sistēmu, ir jāpalielina atjaunojamo resursu īpatsvars, turklāt papildus biomasai sistēma būtu jāpapildina arī ar citām tehnoloģijām, tādām kā saules kolektori un siltumsūkņi.

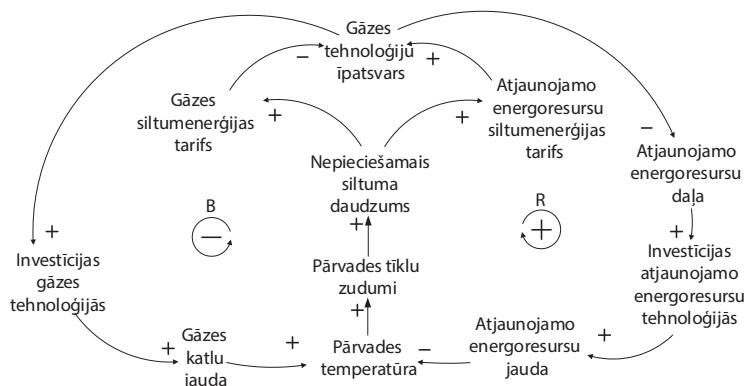


2.2. att. Fosilo resursu īpatsvara izmaiņu hipotētiskie scenāriji.

Balstoties uz vēsturiskajiem datiem, tika izstrādāti trīs centralizētās siltumapgādes hipotētiskie scenāriji (2.2. attēls), kas prognozē fosilo resursu aizstāšanas tempu ar atjaunojamajiem resursiem. Pesimistiskais scenārijs paredz, ka fosilo resursu nomaiņa ar atjaunojamajiem resursiem varētu notikt vēsturisko datu vidējo izmaiņu tempā, bet optimistiskais scenārijs paredz, ka fosilo resursu īpatsvars varētu samazināties vēsturisko datu pēdējos gados novērotajā straujajā izmaiņu tempā. Optimistiskais scenārijs varētu atbilst situācijai, kad politika ir pilnībā sakārtota un vērsta uz atjaunojamo resursu izmantošanu, kas varētu veicināt gandrīz 100 % atjaunojamās enerģijas izmantošanu Latvijas centralizētajā siltumapgādē jau 2030. gadā, kamēr mērenā scenārija gadījumā tas varētu notikt tikai ap 2060. gadu. Pesimistiskais scenārijs raksturo situāciju, kad nomaiņa notiek bez īpaša politiskā atbalsta, un augsta atjaunojamo resursu īpatsvara sasniegšana īstermiņā netiek plānota. Mērenais scenārijs ir līdzsvars starp pesimistisko un optimistisko scenāriju.

Dinamiskās hipotēzes izstrāde

Kā modeļa galvenie krājumi tika izvēlētas tehnoloģiju uzstādītās jaudas, jo no to izmaiņām ir atkarīgs izmantotā resursa īpatsvars. Kā viens no krājumiem tiek ņemta dabasgāzes katlu jauda, jo dabasgāze šobrīd Latvijas centralizētajā siltumapgādē ir dominējošais kurināmais, bet papildus darbojas arī dažādu atjaunojamo resursu jaudas. Jaudas lieluma vērtību nosaka uzstādīšanas un nolietošanās tempa izmaiņas. Tehnoloģijas konkurē savā starpā, un to, kura tehnoloģija tiks uzstādīta nolietotās vietā, nosaka ekonomiskais izdevīgums.



2.3. att. 4. paaudzes CSS attīstības cēlonisko cilpu diagramma.

Sistēmas cēlonisko cilpu diagramma (2.3. attēls) sastāv no vienas pozitīvas pastiprinošās (R) un vienas negatīvas balansējošās (B) cilpas. Pozitīvā cilpa raksturo gāzes tehnoloģiju nomaīņu ar atjaunojamo enerģoresursu tehnoloģijām, kamēr negatīvā cilpa cenšas bremsēt šo pāreju. Centrālais elements ir pārvades temperatūra, kas augsta gāzes tehnoloģiju īpatsvara gadījumā ir augstāka, bet, pārejot uz atjaunojamo resursu tehnoloģijām, balstoties uz 4. paaudzes CSS konceptu, pārvades temperatūra tiek samazināta, vienlaicīgi veicinot siltumenerģijas zudumu un siltumenerģijas patēriņa samazinājumu [33].

Ja pozitīvā cilpa ir spēcīgāka par negatīvo cilpu, atjaunojamo enerģoresursu jaudas īpatsvaram ir tendence pieaugt pēc S veida pieauguma liknes principa. Šādā gadījumā sākotnējais pieauguma temps ir lēns, jo pretdarbojas negatīvā cilpa, kas cenšas saglabāt gāzes tehnoloģiju jaudu pašreizējā līmenī, tomēr pozitīvā cilpa ir spēcīgāka, un seko eksponenciāls atjaunojamo enerģoresursu jaudas pieaugums. Tā kā negatīvā cilpa cenšas atgriezt sistēmu līdzsvarā, pozitīvās cilpas veicinātais pieaugums nevar turpināties bezgalīgi, un kādā brīdī negatīvās cilpas ietekmē atjaunojamo resursu jaudas pieaugums palēnināsies, un sistēma sasniegs līdzsvara stāvokli.

4. paaudzes centralizētās siltumapgādes koncepts paredz pāreju uz atjaunojamajiem resursiem, un konceptā nav minēts kāds konkrēts atjaunojamo resursu veids, bet to kombinācijas, tāpēc diagrammā apskatīts, ka visas atjaunojamo resursu tehnoloģijas kopā konkurē ar gāzes tehnoloģijām. Tomēr jāņem vērā tas, ka atjaunojamo resursu tehnoloģijas konkurē arī savā starpā par to, kura tiks uzstādīta vairāk un kura mazāk.

Modeļa struktūra

4. paaudzes CSS modelis tika izstrādāts programmā *Power-sim Studio 8*. Modeļa izstrāde balstīta uz pieņēmumiem, ka simulācijas laika posmā līdz 2030. gadam:

- klimats Latvijā būtiski nemainīsies;
- siltumenerģijas patērētāji veiks energoefektivitātes pasākumus, tā samazinot siltumenerģijas pieprasījumu;
- tiks sakārtota normatīvā bāze, kas regulē atjaunojamo energoresursu izmantošanu;
- inflācija netiek ņemta vērā.

Kā modeļa centrālie elementi tika ņemtas tehnoloģiju jaudas, un modeļa izstrādē izvēlēti dabasgāzes katli, jo šobrīd Latvijā dabasgāze ir dominējošais kurināmais centralizētajā siltumapgādē, bet kā atjaunojamo resursu tehnoloģijas tika ņemti biomasas katli, kā arī šobrīd Latvijas centralizētajā siltumapgādē faktiski neeksistējošie, bet perspektīvie saules kolektori un siltumsūkņi. Modelis tiek būvēts centralizētās siltumapgādes sistēmai ar 1,75 TWh saražoto siltumenerģijas apjomu, kas atbilst katlu mājās saražotajam siltumenerģijas apjomam Latvijā 2013. gadā. Lai nodrošinātu šādu siltumenerģijas daudzumu, nepieciešama 875 MW liela gāzes un biomasas tehnoloģiju jauda. Kurināmā sadalījums sistēmā tiek ņemts 80 % dabasgāzei, bet 20 % biomasai, kas atbilst Latvijas centralizētās siltumapgādes situācijai. Tas nozīmē, ka modeļa sākotnējās jaudas vērtības gāzes katliem ir 700 MW, bet biomasas katliem – 175 MW. Ņemot vērā Latvijas centralizētās siltumapgādes pašreizējo situāciju, saules kolektori un siltumsūkņi sākotnēji nav uzstādīti.

Katrai no modelī iekļautajām tehnoloģijām tika izveidota 2.4. attēlā parādītā shēma, kur centrālais krājums ir attiecīgās tehnoloģijas jauda. Krājuma vērtības izmaiņas regulē ieejošā un izejošā plūsma, un to var aprakstīt ar [27] minēto formulu:

$$dQ = +N_{uzs}dt - N_{nol}dt, \quad (2.1.)$$

kur:

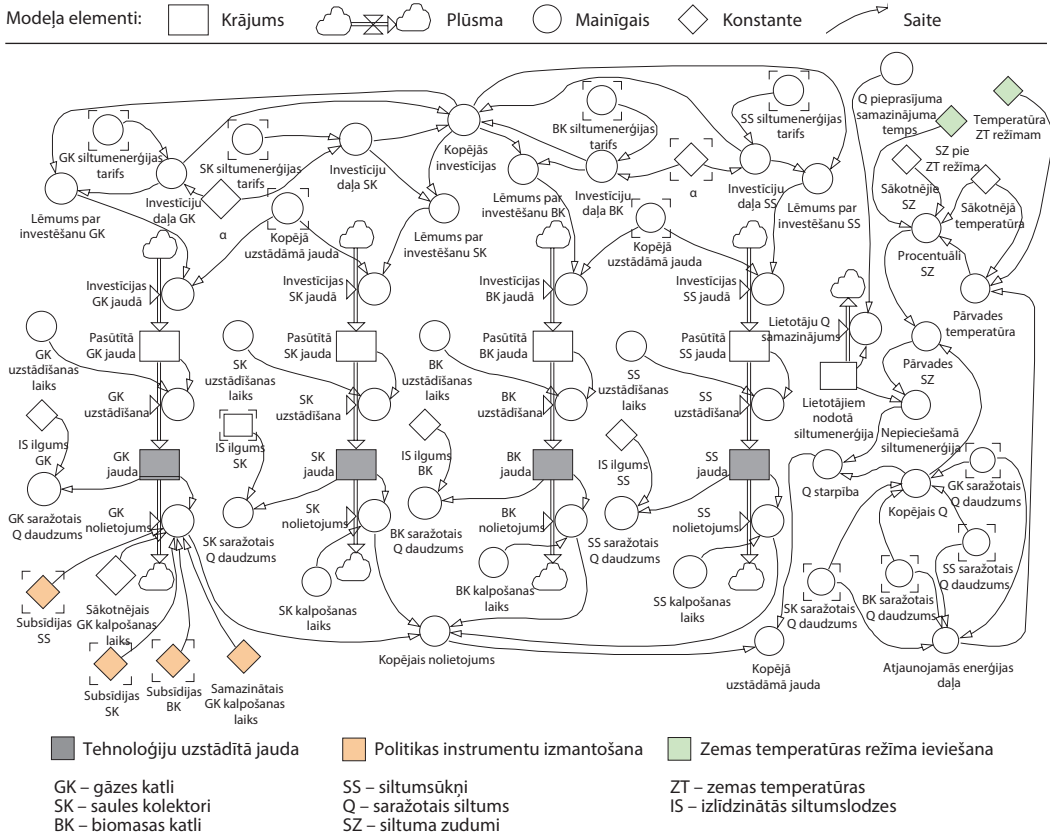
dQ – tehnoloģijas jaudas izmaiņa, MW;

N_{uzs} – tehnoloģiju uzstādīšana, MW/g.;

N_{nol} – tehnoloģiju nolietojums, MW/g.;

dt – simulācijas solis.

Tehnoloģiju nolietojums ir atkarīgs no tehnoloģijas kalpošanas ilguma. Balstoties uz pētījumiem par saules sistēmām [34] un siltumsūkņa tehnoloģijām [35], kalpošanas laiks pieņemts 20 gadi.



$$N_{not} = Q / \tau_{kalp} \quad (2.2.)$$

2.4. att. Jaudu nomaņas modelis.

Nolietojumam pretēji darbojas jaunu jaudu uzstādīšana, kas cenšas saglabāt uzstādītās jaudas apjomu tādā apmērā, lai spētu nodrošināt visu galalietotājiem nepieciešamo siltumenerģijas daudzumu. Vienlaikus siltumenerģijas patēriņam ir tendence samazināties, ņemot vērā iepriekšējās nodaļā minētos faktus, kas nozīmē, ka pēc veco jaudu nolietošanās, nav jāuzstāda atpakaļ tikpat liela jauda. Lietotājiem nodotais siltumenerģijas apjoms modelī ievietots kā krājums, un tā vērtība mainās atbilstoši 2.1. formulai, bet atšķirībā no 2.1. formulas lietotājiem nodotās siltumenerģijas krājumam ir tikai viena plūsma – izejošā, kas simulācijas periodā samazina krājuma vērtību. Sākotnējais lietotājiem nodotais siltumenerģijas daudzums ir 1,49 TWh, un pieņemts, ka tas katru gadu varētu samazināties par 1 %. Ņemot vērā lietotājiem nodotās siltumenerģijas izmaiņas, kā arī pārvaides siltuma zudumus, kas veido 15 % no saražotā siltumenerģijas apjoma [29], noteikts, cik liels siltumenerģijas apjoms ir

jāsaražo. Modelī izveidoti divi siltumenerģijas daudzuma parametri – siltumenerģijas daudzums, kas jāsarāžo, lai nodrošinātu galalietotāja komforta temperatūru, un to veido galalietotājiem nodotais siltumenerģijas daudzums, kā arī pārvades siltuma zudumi, bet otrs siltumenerģijas daudzums ir esošajās iekārtās saražotais siltumenerģijas daudzums, kas atkarīgs no uzstādītās jaudas un izlīdzinātās siltumslodzes ilguma (2.4. attēls). Katrā simulācijas solī abas šīs vērtības tiek salīdzinātas, un, ja saražotais siltumenerģijas daudzums ir lielāks par daudzumu, kas jāsarāžo, tad uzstādāmās jaudas vērtība par attiecīgu daļu tiek samazināta. Uzstādāmā jauda tiek noteikta katrā simulācijas solī, summējot visu tehnoloģiju nolietojumu.

$$Q_{nep} = Q_{liet} + Q_{zud}, \quad (2.3.)$$

kur:

- Q_{nep} – siltumenerģijas daudzums, kas jāsarāžo, MWh/g.;
- Q_{liet} – galalietotājiem nodotais siltumenerģijas daudzums, MWh/g.;
- Q_{zud} – siltuma zudumi pārvadē, MWh/g.

$$Q_{raž} = Q\tau_{hl}, \quad (2.4.)$$

kur:

- $Q_{raž}$ – saražotais siltumenerģijas daudzums, MWh/g.;
- Q – tehnoloģijas uzstādītā jauda, MW;
- τ_{hl} – izlīdzinātais siltumslodzes ilgums, h/g.

Izlīdzinātais siltumslodzes ilgums, kas tiek izmantots saražotās siltumenerģijas daudzuma aprēķinam, raksturo laiku, cik ilgi iekārtai būtu jādarbojas ar maksimālo jaudu, lai saražotu paredzēto siltumenerģijas daudzumu. Realitātē iekārtas faktiski nedarbojas ar maksimālo jaudu, un iekārtu noslodzi regulē āra gaisa temperatūra un nepieciešamais siltumenerģijas daudzums, kas mainās gan mēnešu, gan dienu, gan stundu griezumā. Balstoties uz to, ka modeļa simulācijas solis ir 1 gads, iekārtu noslodze stundu vai mēnešu griezumā nav svarīga. Modelī tiek pieņemta iekārtu noslodzes stundu izlīdzinātā vērtība, kas raksturo gadā saražoto siltumenerģijas daudzumu. Gāzes un biomasas katliem, kā arī siltumsūkņiem izlīdzinātais siltumslodzes ilgums tiek pieņemtas 2000 stundas gadā, bet saules kolektoriem – 665 stundas gadā [36]. Saules iekārtām šī vērtība ir zemāka, jo to darbību ierobežo saules spīdēšanas ilgums un intensitāte.

To, cik no kopējās uzstādāmās jaudas uzstādīt katrai no tehnoloģijām, apraksta parametrs – lēmums par investīcijām tehnoloģijas jaudā (2.3. attēls). Katrai no tehnoloģijām šī vērtība ir atšķirīga, bet to summai jābūt 1. Lēmuma vērtība konkrētai tehnoloģijai var būt robežās no 0 līdz 1, kur 0 nozīmē, ka attiecīgā tehnoloģija netiek uzstādīta, bet 1 nozīmē, ka kopējā uzstādāmā jauda tiek uzstādīta tikai šai konkrētajai tehnoloģijai. To, cik liela būs šī vērtība katrai no tehnoloģijām, nosaka individuālo tehnoloģiju siltumenerģijas tarifu salīdzinājums, un to apraksta ar loģisko funkciju, atsaucoties uz [24] avotu.

$$D_n^S = \frac{e^{-\alpha T_n}}{e^{-\alpha T_1} + e^{-\alpha T_2} + \dots + e^{-\alpha T_n}}, \quad (2.5.)$$

kur:

D_n^S – lēmums par investīcijām kādā no tehnoloģijām (gāzes katli, biomasas katli, saules kolektori, siltumsūkņi);

α – koeficients lēmuma pieņēmēja raksturošanai;

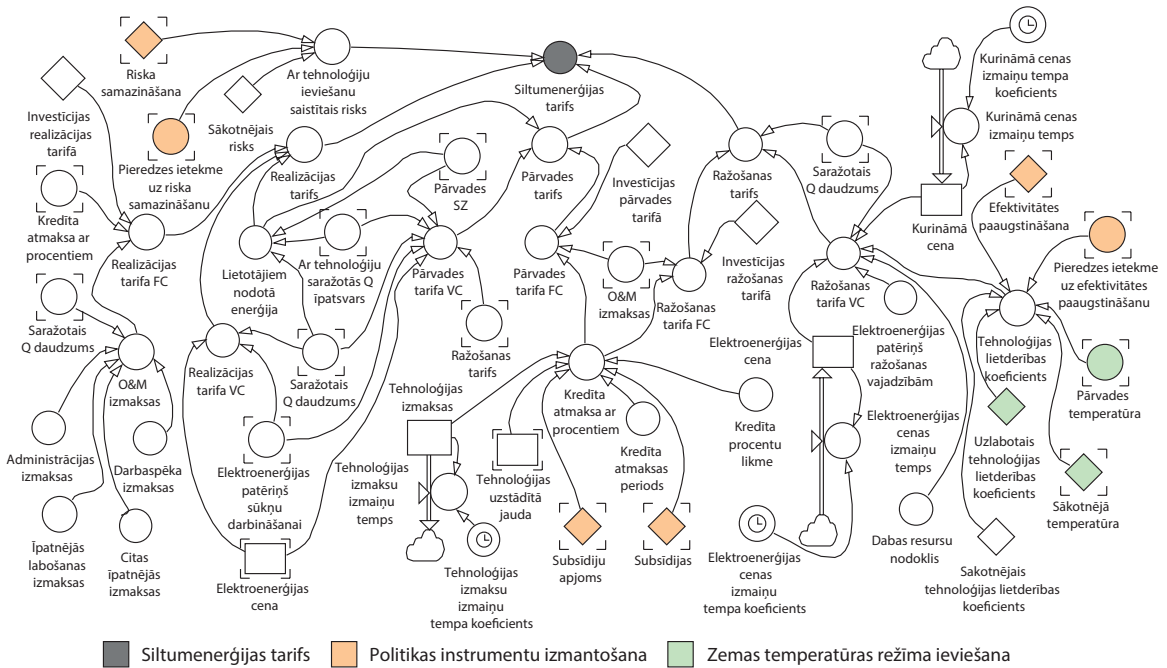
T_n – siltumenerģijas tarifs kādai no tehnoloģijām (gāze, biomasas, saule, siltumsūkņi), EUR/MWh;

n – izvēlētais tehnoloģijas veids.

2.5. formulā koeficients α raksturo lēmuma pieņemšanu, izvēloties starp iekārtām. Tas var būt robežās no 0 līdz 1, un veido loģiskās funkcijas slīpumu. Jo lielāks ir skaitlis, jo lielāku ietekmi uz lēmumu pieņemšanu atstāj tehnoloģiju siltumenerģijas tarifu starpības.

Pēc tam, kad kopējā uzstādāmā jauda sadalīta pēc 2.5. formulas principa, tā uzreiz nenokļūst attiecīgo tehnoloģiju uzstādīto jaudu krājumos, bet pasūtītās jaudas krājumā, jo tehnoloģijas uzstādīšanai nepieciešams laiks. Uzstādīšanas laiks tiek pieņemts 1 gads, kas nozīmē, ka pasūtītās jaudas apjoms pāries uz uzstādītās jaudas krājumu pēc 1 gada. Sākotnējās pasūtītās tehnoloģiju jaudas krājuma vērtības pieņemtas vienādā apmērā ar pirmajā gadā nolietotajām jaudām.

Siltumenerģijas tarifu aprēķina modelis parādīts 2.5. attēlā. Tarifa aprēķina modelis veidots, balstoties uz Latvijas Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisijas izstrādāto siltumenerģijas tarifa aprēķina metodiku [37]. Katrai no tehnoloģijām siltumenerģijas tarifs tiek aprēķināts individuāli. Siltumenerģijas tarifu veido 3 daļas: ražošanas tarifs, pārvades tarifs un realizācijas tarifs. Papildus ražošanas, pārvades un realizācijas tarifiem kopējā tarifā iekļauts parametrs, kas nosaukts par risku. Tas ir saistīts ar tehnoloģijas ieviešanu. Gāzes iekārtām šī vērtība ir



2.5. att. Siltumenerģijas tarifa modelis.

vienāda ar 0, jo šīs tehnoloģijas ir plaši izmantotas, zināmas un vienkārši ekspluatējamas, kamēr atjaunojamās tehnoloģijas Baltijas reģionā ir tikai attīstības stadijā, un, izvēloties šīs tehnoloģijas, jārēķinās ar kļūmēm vai nepareizas ekspluatācijas rezultātā radītām papildu izmaksām, kas var rasties ekspluatācijas laikā un atstāt iespaidu uz siltumenerģijas izmaksām. Atjaunojamajām tehnoloģijām šī vērtība pieņemta 10 EUR/MWh apmērā.

$$T = T_{raž} + T_{pār} + T_{real} + R, \quad (2.6.)$$

kur:

T – attiecīgās tehnoloģijas siltumenerģijas tarifs, EUR/MWh;

$T_{raž}$ – ražošanas tarifs, EUR/MWh;

$T_{pār}$ – pārvešanas tarifs, EUR/MWh;

T_{real} – realizācijas tarifs, EUR/MWh;

R – risks, kas saistīts ar tehnoloģiju ieviešanu, EUR/MWh.

Katru no tarifa daļām, izņemot risku, veido fiksēto un mainīgo izmaksu vērtības.

$$T_{raž} = (VC_R + FC_R)/Q_R, \quad (2.7.)$$

kur:

VC_R – ražošanas tarifa mainīgās izmaksas, EUR/g.;

FC_R – ražošanas tarifa fiksētās izmaksas, EUR/g.;

Q_R – saražotais siltumenerģijas daudzums, MWh/g.

Pārvades un realizācijas tarifam arī saglabājas mainīgo un fiksēto izmaksu sadalījums, bet atšķirībā no 2.7. formulas, izmaksas tiek dalītas nevis ar kopējo saražoto, bet gan ar lietotājiem nodoto siltumenerģijas daudzumu. Mainīgo izmaksu aprēķins tarifu daļām atšķiras.

$$VC_R = Q_R(C_{fuel}/\eta + C_{tax} + C_{el}Q_R^{el}), \quad (2.8.)$$

kur:

VC_R – ražošanas tarifa mainīgās izmaksas, EUR/g.;

Q_R – saražotais siltumenerģijas daudzums, MWh/g.;

C_{fuel} – kurināmā cena (dabāsgāzei – 40,6 [31], biomasai atbilstoši esošajai tirgus situācijai – 15), EUR/MWh;

η – tehnoloģijas lietderības koeficients;

C_{tax} – dabas resursu nodoklis, EUR/MWh;

C_{el} – elektroenerģijas cena, EUR/MWh;

Q_R^{el} – elektroenerģijas patēriņš ražošanas vajadzībām, MWh_{el}/MWh_{th}.

Pārvades daļai kurināmo izmaksas nomaina pārvades zudumu izmaksas.

$$VC_{tr} = T_R Q_{zud} + Q_R C_{el} Q_{tr}^{el}, \quad (2.9.)$$

kur:

VC_{tr} – pārvades tarifa mainīgās izmaksas, EUR/g.;

T_R – ražošanas tarifs, EUR/MWh;

Q_{zud} – siltuma zudumi pārvadē, MWh/g.;

Q_R – saražotais siltumenerģijas daudzums, MWh/g.;

C_{el} – elektroenerģijas cena, EUR/MWh;

Q_{tr}^{el} – elektroenerģijas patēriņš pārvades vajadzībām, MWh_{el}/MWh_{th}.

Realizācijas tarifā mainīgo izmaksu nav, bet fiksētās izmaksas visām tarifa daļām tiek rēķinātas vienādi.

$$FC_i = Q_R C_{O\&M} + C_{eq} Q (1/\tau_{cr} + P_{cr}), \quad (2.10.)$$

kur:

- FC_i – tarifa fiksētās izmaksas, EUR/g;
- i – izvēlēta tarifa daļa (ražošanas, pārvades vai realizācijas tarifs);
- Q_R – saražotais siltumenerģijas daudzums, MWh/g;
- $C_{O\&M}$ – darbināšanas un uzturēšanas izmaksas, EUR/MWh;
- C_{eq} – tehnoloģijas izmaksas (gāzes katliem – 0,1 milj. EUR/MW [35], biomasas katliem – 0,25 milj. EUR/MW [38], siltumsūkņiem – 0,6 milj. EUR/MW [35], saules kolektoriem – 0,35 milj. EUR/MW [35]), EUR/MWh;
- Q – tehnoloģijas uzstādītā jauda, MW;
- τ_{cr} – kredīta atmaksas periods (10), g;
- P_{cr} – kredīta procentu likme (3), %/g.

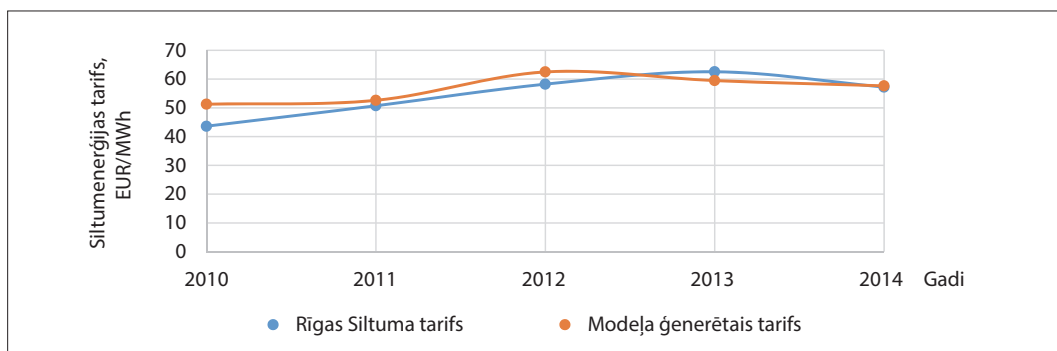
Pēc iepriekš aprakstītā principa tiek rēķināti siltumenerģijas tarifi dabasgāzei un biomasai, bet saulei un siltumsūkņim tehnoloģiju īpatnību dēļ tarifa komponenti atšķiras. Siltumsūkņa gadījumā mainīts tiek ražošanas tarifa mainīgais komponents. 2.8. formulā tiek izņemtas kurināmā izmaksas un lietderības koeficients, bet elektroenerģijas patēriņš ražošanas vajadzībām tiek aizstāts ar siltumsūkņa darbības koeficientu (COP), kas vienlaikus apraksta gan siltumsūkņa darbināšanai izmantoto enerģijas daudzumu, gan patērēto elektroenerģiju. COP modelī ievietots kā krājums ar ieejošo plūsmu (sākotnējā vērtība 3,5 MWh_{th}/MWh_{el} [39]), kura ikgadējo izmaiņu tempu apraksta pēc 2.1. formulas principa. Siltumsūkņa COP ikgadējais pieauguma temps, balstoties uz tehnoloģiju attīstību, pieņemts 2 % gadā [40].

Saules kolektoru gadījumā izmaiņas skar ražošanas tarifa mainīgo komponentu, kur no 2.8. formulas tiek izņemtas kurināmā izmaksas un lietderības koeficients, jo enerģijas avots šajā gadījumā ir bezmaksas.

Kurināmā izmaksas, elektroenerģijas cena, kā arī iekārtu cena modelī veidota pēc krājuma un plūsmu principa, kur kurināmā un elektroenerģijas cenai ir viena ieejošā plūsma, jo tiek prognozēts cenas pieaugums, bet iekārtu cenai viena izejošā plūsma, jo paredzēta izmaksu samazināšanās tehnoloģiju attīstības rezultātā. Krājuma izmaiņas apraksta pēc 2.1. formulas principa. Kurināmā ikgadējais cenas pieauguma temps tiek prognozēts 3 % apmērā dabasgāzei, balstoties uz “Latvijas Gāzes” datiem [31], un 5 % apmērā – biomasai, balstoties uz tirgus tendencēm. Tehnoloģiju izmaksu samazināšanās temps tiek prognozēts 1,5 % apmērā siltumsūkņiem [35], bet 5 % apmērā saules kolektoriem [40].

Modeļa verificēšana un novērtēšana

Modelis tiek verificēts, pārbaudot modeļa struktūru un ievades parametrus. Modeļa verificēšana tiek veikta, salīdzinot siltumapgādes uzņēmuma AS “Rīgas siltums” [41] vēsturiskos datus ar modeļa ģenerēto uzvedību. Kurināmā un elektroenerģijas cenas tika ņemtas no statistikas datubāzēm [29].



2.6. attēlā redzami grafiki parāda, ka modelis spēj diezgan precīzi ģenerēt reālo situāciju, jo starpība starp reālo tarifu un modeļa ģenerēto tarifu ir niecīga, kas nozīmē, ka modeļa rezultātu ticamība ir pietiekami augsta. Starpība veidojusies tarifā iekļauto parametru dēļ, kuri netika precīzi norādīti uzņēmuma AS “Rīgas siltums” atskaitē: zemes un īpašuma nodoklis, ienākumu nodoklis, kā arī neparedzētie izdevumi. Pētījuma mērķis ir apskatīt iespējamās CSS pārejas tendences, nevis prognozēt konkrētu pārejas punktu, tāpēc šo lielumu nozīmība ir nebūtiska.

2.6. att. Verifikācijas rezultāti.

Pārejas scenārijs no esošās CSS uz 4PCSS

Pēc tam, kad modeļa pamatstruktūra ir validēta un noteikts, ka tā spēj atveidot reālās sistēmas uzvedību, modelis tiek papildināts ar temperatūras režīma nomaiņas komponentu, kā arī dažādiem politikas instrumentiem, lai pētītu, kā CSS uzvedīsies, pārejot uz 4. paaudzes sistēmu un lai veicinātu ātrāku pašreizējās sistēmas nomaiņu.

Temperatūras režīma nomaiņa modelī paredz, ka gadījumā, kad tiks mainīts temperatūras režīms, sistēmas temperatūra pāries no pašreizējā stāvokļa 77/49 °C (turpgaitas un atgaitas temperatūra ārējais temperatūrā 0 °C) uz 52/25 °C (ārējais temperatūrā 0 °C). Tas ļaus paaugstināt biomasas katlu lietderību no 0,8 līdz 0,95 [42], pateicoties kondensācijas ekonomiskā efektivitātes

paaugstināšanai, siltumsūkņa COP paaugstināt par 1 [43], saules kolektoru lietderību paaugstināt no 0,45 līdz 0,55 [44], gāzes katlu lietderību paaugstināt no 0,92 līdz 0,97 [44], samazināt siltuma zudumus pārvadē no 15 % līdz 8 % no saražotā siltumenerģijas apjoma, kā arī paaugstināt elektroenerģijas apjomu pārvades vajadzībām no 2 % līdz 2,5 % no saražotā siltumenerģijas apjoma.

Temperatūras režīma pāreja ir sasaistīta ar atjaunojamo resursu enerģijas īpatsvaru kopējā siltumenerģijas bilancē. Tā kā ieguvums no temperatūras režīma maiņas gadījumā, kad ir augsts dabasgāzes jaudas īpatsvars, ir neliels, jo gāzes katli jau strādā ar augstu lietderību, tad tika izvēlēti un testēti 3 scenāriji, kas paredz, ka sistēmu varētu pārslēgt uz zemas temperatūras režīmu brīdī, kad atjaunojamo resursu īpatsvars (biomasa, saule un siltumsūkņi) kopējā bilancē sasniedz 60 % (A scenārijs), 80 % (B scenārijs) un 95 % (C scenārijs). Pāreja uz zemas temperatūras režīmu varētu nozīmēt, ka siltumenerģijas lietotājiem varētu būt jānomaina apsildes ierīces, lai spētu nodrošināt komforta temperatūru, bet Latvijā lielai daļai padomju laikā celtajām ēkām jau būvniecības laikā uzstādīti lielāki radiatoru, kā nepieciešams, tāpēc šajā pētījumā galalietotāju ietekme uz temperatūras režīma maiņu papildus netika apskatīta.

Papildus temperatūras režīma maiņai modelis tika papildināts arī ar dažādiem politikas instrumentiem, lai veicinātu straujāku atjaunojamo tehnoloģiju ieviešanu centralizētajā siltumapgādē. Modelī iekļauti 3 dažādi politikas instrumenti. Viens no tiem ir subsīdijas, kas paredzētas atjaunojamo tehnoloģiju atbalstam. Izmantojot šo politikas instrumentu, atjaunojamajām tehnoloģijām tiek piešķirtas subsīdijas 25 % apjomā no investīciju izmaksām, kā arī vienlaikus tiek samazināts gāzes katlu kalpošanas laiks, lai veicinātu straujāku gāzes katlu nomaiņu ar atjaunojamajām tehnoloģijām [27]. Otrs politikas instruments ir riska samazināšanas instruments, kas paredzēts tarifā iekļautā riska komponenta samazināšanai. Politikas instruments paredzēts kā informatīva kampaņa par atjaunojamo tehnoloģiju pareizu izmantošanu, lai samazinātu riskus, kas saistīti ar informācijas un zināšanu trūkumu. Pieaugot konkrētās atjaunojamās tehnoloģijas izmantošanas apjomiem, paaugstinātos arī pieredzes izplatīšanās temps, un samazinātos risks. Trešais politikas instruments ir efektivitātes paaugstināšanas instruments, kas darbojas uz atjaunojamo tehnoloģiju efektivitātes paaugstināšanu. Tas ir dažādu ergoefektivitātes pasākumu komplekss.

Iedarbinot subsīdijas instrumentu, subsīdijas tiek piešķirtas nekavējoties, kā arī gāzes katlu kalpošanas laiks uzreiz tiek

samazināts, bet riska samazināšanas instrumenta un efektivitātes paaugstināšanas instrumenta gadījumā politikas instrumenta iedarbība nav momentāna, un risks un efektivitāte uzreiz nesaņiedz savu optimālo vērtību, jo šiem instrumentiem vajadzīgs laiks, lai, piemēram, riska samazināšanas gadījumā gūtu nepieciešamo informāciju un pieredzi, bet efektivitātes paaugstināšanas gadījumā, lai sistēmu attīstītu līdz optimālajam stāvoklim. Šo instrumentu ieviešanas tempu apraksta ar formulu pēc [27]:

$$P_i = \exp(-Q_n^{sum}/(Q_n^{init} \beta_i)), \quad (2.11.)$$

kur:

P_i – politikas instruments (riska samazināšanas vai efektivitātes paaugstināšanas);

Q_n^{sum} – kopējais saražotais siltumenerģijas daudzums kopš simulācijas sākuma;

Q_n^{init} – sākotnējais saražotais siltumenerģijas daudzums;

β_i – gadi līdz 63 % riska samazinājumam vai efektivitātes pieaugumam (10 gadi riska samazinājumam, 100 gadi efektivitātes paaugstināšanai).

Riska samazināšanas un efektivitātes paaugstināšanas instrumenti ir saistīti ar pieredzes iegūšanu, tāpēc, jo vairāk kāda no tehnoloģijām tiek izmantota, jo straujāk arī samazinās risks un paaugstinās iekārtu efektivitāte.

Ņemot vērā, ka ir 3 dažādi politikas scenāriji un 3 dažādas atjaunojamās tehnoloģijas, kurām iespējams izmantot šos scenārijus, kopā iespējami 512 dažādi scenāriji – gan tādi, kur tikai viens instruments izmantots vienai tehnoloģijai, gan tādi, kur vairāki instrumenti vienlaicīgi tiek izmantoti vairākām tehnoloģijām. Rakstā apskatīti tikai daži no šiem scenārijiem, un izvēlētie scenāriji parādīti 2.1. tabulā.

Rezultāti un diskusija

CSS attīstības scenāriju analīze

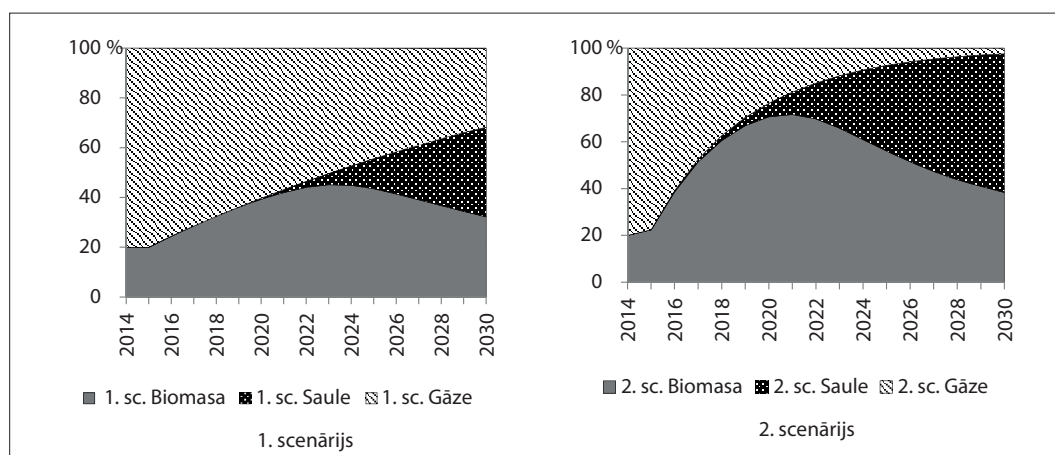
Izmantojot izstrādāto sistēmdinamikas modeli, visiem modeļi iekļautajiem tehnoloģiskajiem risinājumiem tika noteikts relatīvais saražotais siltumenerģijas daudzums (2.7. attēls). Tika apskatīti divu scenāriju rezultāti. 1. scenārijam, kura ietvaros CSS attīstās bez papildu pasākumiem, kāda tehnoloģiskā risinājuma atbalstam (bāzes scenārijs), un 2. scenārijam, kad tiek izmantoti visi atjaunojamo enerģijas avotu, atbalsta mehānismi (“videi draudzīgs” scenārijs).

2.1. tabula

Scenārijos izmantotie politikas instrumenti

Scenārijs	Politikas instrumenti										
	Subsīdijas		Riska samazināšana				Efektivitātes paaugstināšana				
	Bi ¹	SK ¹	SS ¹	Bi	SK	SS	Bi	SK	SS		
1.	A ²										
	B ²	Bez politikas instrumentiem	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	C ²										
2.	A										
	B	Ar visiem politikas instrumentiem	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	C										
3.		Visi politikas instrumenti siltumsūkņim	0	0	1	0	0	1	0	0	1
4.	D ³										
	E ³	Subsīdijas saulei	0	1	0	0	0	0	0	0	0
5.		Riska samazināšana saulei	0	0	0	0	1	0	0	0	0
6.		Efektivitātes paaugstināšana saulei	0	0	0	0	0	0	0	1	0

Bi¹, SK¹, SS¹ – biomasa (Bi), saules kolektori (SK), siltumsūkņi (SS)
A², B², C² – temperatūras režīmu maiņa, atjaunojamās enerģijas daļai sasniedzot 60 % (A), 80 % (B), 95 % (C)
D³, E³ – subsīdiju apjoms 15 % (D) un 25 % (E)

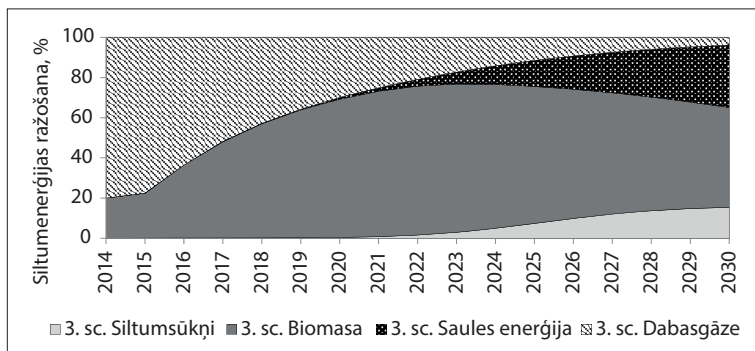


2.7. att. CSS saražotā relatīvā siltumenerģijas daudzuma izmaiņas pa gadiem bez politikas instrumentiem (1. scenārijs) un ar visiem politikas instrumentiem visām tehnoloģijām (2. scenārijs).

1. scenārijā perioda sākumā ar fosilo kurināmo palīdzību tiek ražoti 80 % siltumenerģijas, bet perioda beigās to daļa sarūk līdz 31,6. Perioda beigās saražotais siltumenerģijas apjoms trīs tehnoloģiskajiem risinājumiem ir samērā vienāds: dabasgāze – 31,6 %, biomasa – 32,2 % un saules kolektori ar akumulāciju – 36,0 %. Atlikusī nelielā daļa siltumenerģijas tiek ražota ar ceturto sistēmdinamikas modeli integrēto tehnoloģisko risinājumu – siltumsūkņiem (0,2 %). Sākot ar 2024. gadu, uzstādīto biomasas sadedzināšanas iekārtu jaudas pakāpeniski tiek samazinātas, jo ekonomiski izdevīgāki kļūst saules kolektori ar akumulāciju. 2030. gadā ar saules izmantošanas tehnoloģijas palīdzību CSS jau tiek ražota vislielākā daļa siltumenerģijas (36,0 %). Politikas instrumentu ieviešana, neapšaubāmi, strauji paātrina atjaunojamo energoresursu integrēšanu centralizētajā siltumapgādes sistēmā. Simulācijas perioda beigās (2030. gads) ar AER palīdzību var saražot 97,7 % siltumenerģijas (2. scenārijs). Bāzes scenārija gadījumā AER īpatsvars sasniedz 68,4 % perioda beigās.

Alternatīvo enerģijas resursu izmantošanu CSS kavē vairāki faktori: augstas tehnoloģiju kapitālizmaksas, informētības, tehnoloģiju uzstādīšanas un apkāpes (O&M) pieredzes trūkums. Nozares attīstības stratēģijas aspektā šos trūkumus var pārvarēt, integrējot CSS dažādus AER. Tomēr pat 2. scenārija gadījumā siltumenerģijas ražošana ar siltumsūkņiem nav ekonomiski pamatota. Tāpēc, ja tas ir stratēģiski svarīgi, konkrētais tehnoloģiskais risinājums būtu jāatbalsta atsevišķi.

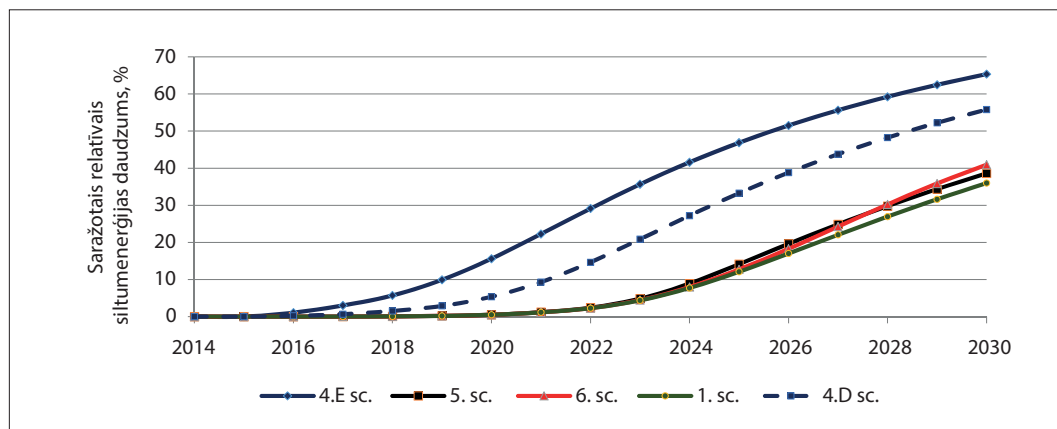
Izmantojot visus politiskos instrumentus siltumsūkņu tehnoloģisko risinājumu ieviešanai CSS, īpatnējais siltumenerģijas daudzums, kas tiek saražots ar šo tehnoloģiju simulācijas perioda beigās pieaug līdz 15,4 % (2.8. attēls). Tas maina arī proporciju starp tehnoloģijām, kas izmanto AER (biomasa – 49,7 % un saules kolektori ar akumulāciju – 31,0 %).



2.8. att. CSS saražotā relatīvā siltumenerģijas daudzuma izmaiņas pa gadiem, izmantojot visus politikas instrumentus tikai siltumsūkņiem (3. scenārijs).

Dažādu politikas instrumentu ietekmes salīdzinājums

Sistēmdinamikas modelis ļauj analizēt dažādu politikas instrumentu ietekmi uz CSS struktūru, izmantojot katru instrumentu atsevišķi vai kombinējot tos.



2.9. att. Ar saules kolektoriem (plus akumulācija) saražotais relatīvais siltumenerģijas daudzums dažādu atbalsta mehānismu gadījumā.

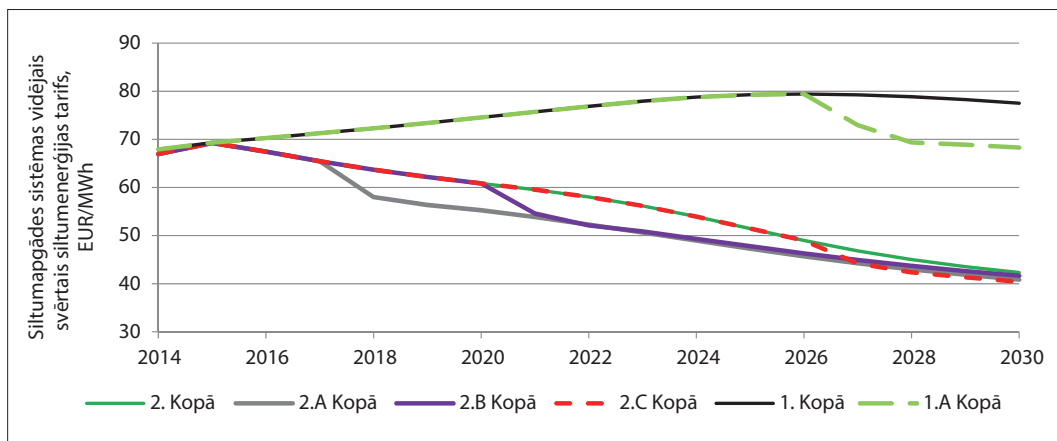
Piemēram, saules tehnoloģiju atbalstīšana subsidējot (4. scenārijs) dod vislielāko relatīvo pieaugumu (2.9. attēls). Tas līdz simulācijas perioda beigām ļauj palielināt ar šo tehnoloģiju saražoto siltumenerģijas daudzumu no 36,0 % (1. scenārijs) līdz 65,3 % (4.E scenārijs). Ar konkrēto tehnoloģiju saražoto siltumenerģijas daudzumu iespaido subsidiju apjoms, kuru ilustrē 4.D scenārijs (15 % subsidijas) un 4.E scenārijs (25 % subsidijas). Subsidiju palielinājums par 1 % saules tehnoloģiju atbalstam paaugstina ar šo tehnoloģiju saražoto siltumenerģiju par vidēji 1,25 % simulācijas perioda beigās. Riska samazināšanas (5. scenārijs, pieaugums par 2,6 % 2030. gadā) un efektivitātes paaugstināšanas (6. scenārijs, pieaugums par 4,9 % 2030. gadā) politiskie instrumenti nedod tik būtisku efektu salīdzinājumā ar subsidijām. Subsidijas ir viens no instrumentiem, kas bieži tiek iekļauts sistēmdinamikas modeļos [45], lai panāktu atjaunojamo energoresursu īpatsvara palielināšanos kopējā energobilancē [27].

Temperatūras režīma ietekmes analīze

4PCSS pārvades tīkli darbojas zemas temperatūras režīmā. Izveidotais sistēmdinamikas modelis ļauj pētīt pārvades tīklu darbību dažādos temperatūras režīmos. Divi galvenie komponenti, kas veido siltuma tīklu darbināšanas izmaksas, ir siltuma zudumi un elektroenerģijas patēriņš, kas nepieciešams

siltumnesēja pārsūkņēšanai no avota līdz patērētājam. Analizējot šo divu komponentu mijiedarbību, svarīgas ir arī siltumenerģijas un elektroenerģijas cenas. Papildus aspekts, kas jāņem vērā, analizējot sistēmu, ir temperatūru starpība starp turpgaitas un atgaitas plūsmu, jo elektroenerģijas patēriņu tieši nosaka siltumnesēja caurplūde, kas samazinās, pieaugot temperatūru starpībai starp turpgaitu un atgaitu. Pāreja uz zemākas temperatūras siltumapgādes sistēmu papildus sniedz vairākus energoefektivitātes parametru uzlabojumus: kondensācijas ekonomaizera efektivitātes paaugstināšanu [46], papildu elektroenerģijas izstrādi koģenerācijā, emisijas samazinājumu un citus [33]. Iekļaujot sistēmdinamikas modeli pieņēmumus, kas aprakstīti 2.3. sadaļā, tika pētīti seši scenāriji (2.1. tabula), kas atspoguļo temperatūras pazemināšanu siltuma tīklos (1.A, 1.B, 1.C, 2.A, 2.B, 2.C scenārijs).

2.10. att. Siltumapgādes sistēmas vidējais svērtais siltumenerģijas tarifs scenārijiem ar politikas instrumentiem (1., 1.A, 2., 2.A, 2.B, 2.C scenārijs).



Temperatūras režīma maiņa ietekmē siltumenerģijas tarifu (2.10. attēls). Gadījumā, kad tiek izmantoti visi politikas instrumenti, redzams (2.10. attēls), ka, ja sistēma pāriet uz zemas temperatūras režīmu, kad sasniegti 60 % atjaunojamo resursu, jau 2018. gadā būtu iespējams samazināt siltumenerģijas tarifu. Pārejot uz zemas temperatūras režīmu 60 % atjaunojamo resursu īpatsvara gadījumā (2.A scenārijs), vērojams daudz ātrāks un straujāks siltumenerģijas tarifa samazinājums, nekā tad, kad temperatūras režīma maiņa notiek, sasniedzot 80 % (2.B scenārijs) vai 95 % (2.C scenārijs) atjaunojamo resursu īpatsvaru, ja salīdzina ar pamatscenāriju, kur iekļauti visi politikas instrumenti (2. scenārijs). Tas skaidrojams ar faktu, ka gan politikas instrumenti, gan temperatūras režīms veicina siltumapgādes

sistēmas efektivitātes paaugstināšanu, bet, pateicoties politikas instrumenta veiktajai efektivitātes paaugstināšanai, temperatūras režīma maiņas ietekme vairs nav tik būtiska.

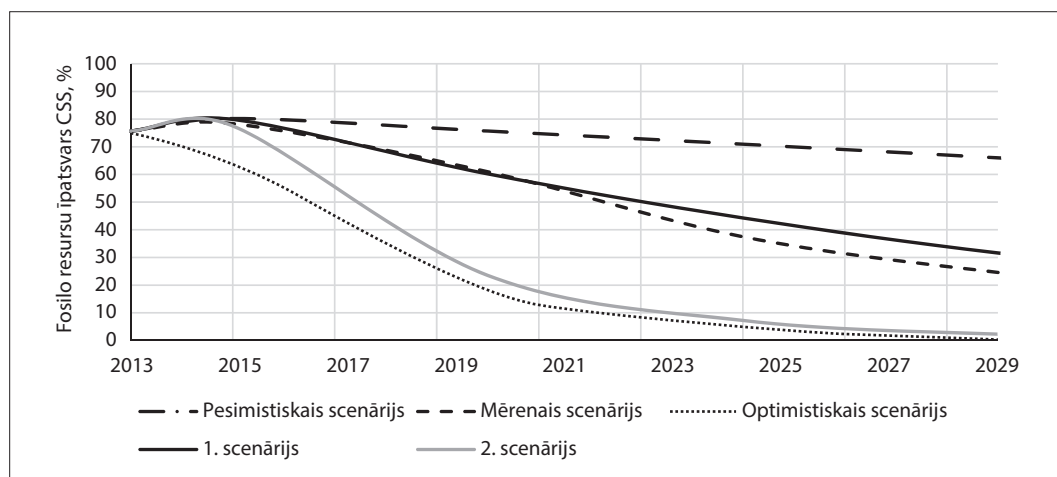
Analizējot kopējos ieguvumus no politikas instrumentiem un temperatūras režīma maiņas, var redzēt, ka beigu periodā starpība starp scenārijiem nav liela, tomēr temperatūras režīma maiņas gadījumos siltumenerģijas tarifs ir zemāks. Būtiskākais ieguvums patērētājiem nāk no laicīgas pārejas uz zemas temperatūras režīmu, jo tad patērētāji jau no temperatūras režīma maiņas brīža saņem ievērojami lētāku siltumenerģiju, negaidot, kamēr politikas instrumentu izmantošana ļaus sasniegt līdzīgu tarifa līmeni.

Bāzes scenāriju gadījumā siltumenerģijas tarifs pieaug, jo lielu siltumapgādes sistēmas daļu veido iekārtas, kas tiek darbinātas ar fosilo kurināmo. Pāreja uz zemas temperatūras režīmu notiek tikai 1.A scenārijā, jo simulācijas perioda beigās sistēma maksimāli sasniedz 69,8 % atjaunojamo resursu robežu. Tomēr, līdzīgi kā 2.A scenārijā, tas dod iespēju pazemināt tarifu, bet salīdzinoši vēlāk (sākot no 2027. gada).

Hipotētisko scenāriju un modeļa rezultātu salīdzinājums

Salīdzinot modeļa ģenerētos rezultātus ar iepriekš 2.1. nodaļā uzstādītajiem hipotētiskajiem scenārijiem, redzams, ka modeļa 1. scenārija rezultāts, kurā netika izmantoti politikas instrumenti, ir līdzīgs mērenajam hipotētiskajam scenārijam, bet 2. scenārijs, kurā tika izmantoti visi politikas instrumenti, gandrīz sakrīt ar optimistisko hipotētisko scenāriju (2.11. attēls).

2.11. att. Hipotētisko scenāriju un modeļa rezultātu salīdzinājums.



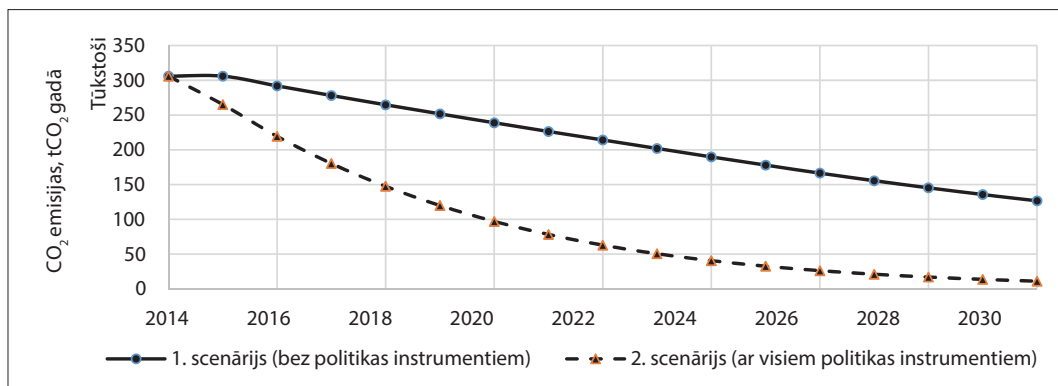
Ņemot vērā, ka modelis tika izstrādāts ar nosacījumu, ka normatīvā bāze, kas regulē atjaunojamo energoresursu izmantošanu, būs sakārtota, un tā būs vienlīdzīgā stāvoklī ar fosilo resursu izmantošanu, bez papildu politikas atbalsta kādai no resursu grupām, 1. scenārija atbilstība mērenajam hipotētiskajam scenārijam ir likumsakarīga, un, pateicoties izdevīgākiem ekonomiskajiem indikatoriem, atjaunojamo resursu īpatsvara divkārtš pieaugums ir sasniedzams līdz 2030. gadam. Izmantojot papildu atbalsta politiku atjaunojamo resursu ieviešanai centralizētajā siltumapgādē, līdz 2030. gadam iespējams sasniegt jau gandrīz 100 % atjaunojamo resursu īpatsvaru.

Galvenie parametri, kas nosaka scenārijos iegūto uzvedību, ir kurināmā cena, tehnoloģiju izmaksas un elektroenerģijas cena. Esošie rezultāti sasniegti ar izdarītajiem pieņēmumiem (kurināmā cena pieaug, tehnoloģiju izmaksas samazinās). Ja kurināmā cena nepieaugs un tehnoloģiju izmaksas nesamazināsies tik strauji, scenārijs būs tuvāks pesimistiskajam scenārijam.

CO₂ emisiju prognoze

Pētījumā apskatītajā 1. scenārijā tehnoloģijas nomaiņa notiek atbilstoši biznesa principiem – siltumenerģijas ražošanas tehnoloģija, kuras tarifs ir viszemākais, nomaina iepriekšējās. Sākumā ar dabasgāzi darbināmas iekārtas tiek nomainītas ar iekārtām, kuras tiek darbinātas ar koksni. No 2024. gada kopā ar dabasgāzes iekārtu uzstādītajām jaudām sāk samazināties arī ar biomasu kurināmas iekārtu jaudas. Stabili vietu centralizētajā siltumapgādē ieņem saules kolektori ar akumulāciju. Līdz ar to CO₂ emisijas rakstā pētītajā 1. scenārijā pakāpeniski samazinās (2.12. attēls) par 58,6 % līdz perioda beigām. Līdzīgs rezultāts sasniegts arī iepriekš veiktajā *Romagnoli et al.* (2014) [27] pētījumā, kura

2.12. att. Siltumenerģijas ražošanas procesā radītās CO₂ emisijas dažādiem scenārijiem.



ietvaros netika apskatīta pāreja uz 4. paaudzes sistēmu, bet tikai iespēja aizstāt dabasgāzi ar biomasas kurināmo. Pāreja uz 4. paaudzes CSS, kuru raksturo 100 % atjaunojamo resursu izmantošana, ievērojami samazina ietekmi uz vidi.

Šī sistēma tiek sasniegta 2. scenārijā, kad, lai atbalstītu atjaunojamus energoresursus, tiek izmantoti visi politikas instrumenti. Tas ļauj izveidot siltumapgādes sistēmu, kurā integrēti saules kolektoru, siltumsūkņi un biomasas izmantošanas tehnoloģijas. Tuvojoties simulācijas perioda beigām, siltumapgādes sistēmai ir gandrīz nulles CO₂ emisiju līmenis (2.12. attēls).

CO₂ emisiju izmaiņas ir atkarīgas no fosilo energoresursu īpatsvara izmaiņām – 1. scenārijā tās ir lineāras, 2. scenārijā – S-formas (2.12. attēls).

Jutības analīze

Sistēmdinamikas modeļa ietvaros centralizētās siltumapgādes sistēmas darbība aprakstīta ar vairākiem mainīgajiem parametriem: kurināmā cena, avotu jauda, zudumi tīklos, tehnoloģiju izmaksas, energoefektivitātes parametri un citi. Lai padziļināti izpētītu, kurš no parametriem vairāk iespaido siltumapgādes tarifa izmaiņas, tika veikta divu siltumapgādes sistēmas uzbūves stāvokļu jutības analīze.

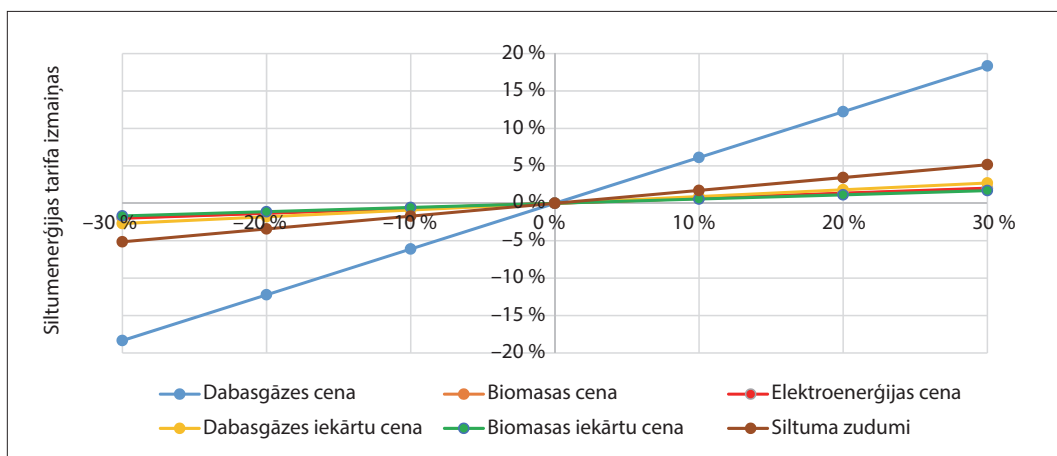
2.2. tabula

Centralizētas siltumapgādes sistēmas uzbūve, veicot jutības analīzi

CSS avota uzbūve	Z stāvoklis	M stāvoklis
Dabasgāzes sadedzināšanas iekārta	80 %	25 %
Biomasas sadedzināšanas iekārta	20 %	25 %
Saules kolektori ar akumulāciju	–	25 %
Siltumsūkņi	–	25 %

Siltumapgādes sistēmā Z stāvoklī 80 % iekārtu tiek darbināti ar dabasgāzi un 20 % – ar biomasu, bet M sistēmā centralizētā siltumapgāde tiek organizēta, izmantojot četras tehnoloģijas vienādi (2.2. tabula). Jutības analīzē tika iekļauti šādi parametri: dabasgāzes, biomasas un elektroenerģijas cenas, visu četru tehnoloģiju izmaksas un siltuma zudumu izmaksas.

Ja siltumapgādes sistēmā dominē fosilais kurināmais (dabasgāze), tad lielāko vislielāko lomu spēlē tā cena. Tas skaidrojams ar faktu, ka siltumenerģijas tarifa lielāko daļu veido kurināmā cena [11]. Tas skaidri redzams arī jutības analīzē (2.13. attēls),

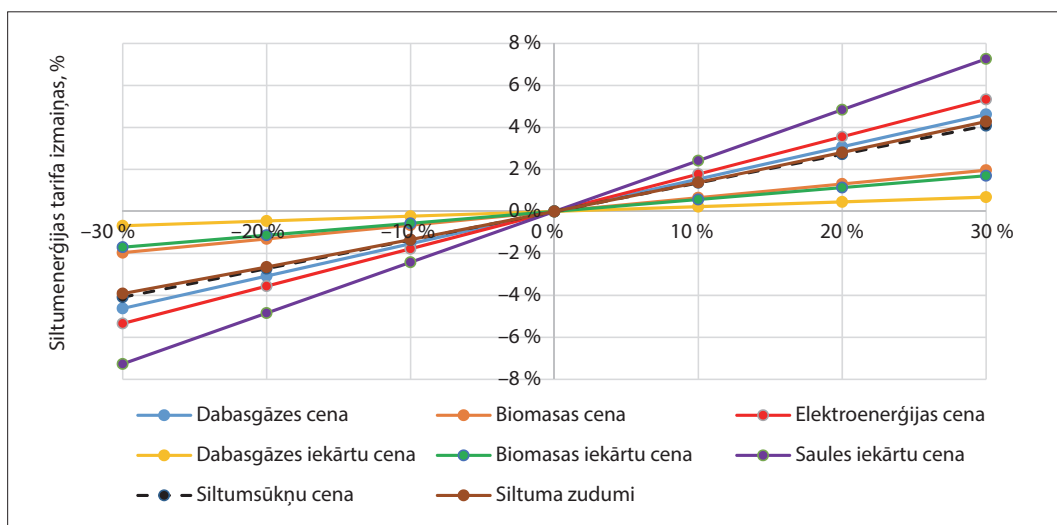


kad dabaszgāzes maksimālās cenas svārstības gadījumā (+/-30 %) tarifs mainās par +/-18 %. Pārējie jutības analizē ietvertajiem parametriem ir augsta elastības pakāpe.

Situācija izskatās citādāk, ja sistēmu veido četri dažādi tehnoloģiskie risinājumi (2.14. attēls), kur visas tehnoloģijas saražo vienādu siltumenerģijas apjomu (25 % / 25 % / 25 % / 25 %). Šajā gadījumā sistēmu visvairāk ietekmē saules tehnoloģiju izmaksas, bet šī parametra izmaiņas tik būtiski sistēmu kopumā neietekmē, jo tas rada vidējā tarifa izmaiņas +7 % apmērā, salīdzinot ar gadījumu, kad notiek citu parametru izmaiņas. Tas liecina, ka sistēma paliek daudz stabilāka arī no ekonomiskā viedokļa.

2.13. att. Siltumapgādes sistēmas jutības analīze.

2.14. att. Siltumapgādes sistēmas jutības analīze.



Secinājumi

Rakstā aplūkots sistēmdinamikas modelis un izpētīta 4PCSS ieviešanas iespēja Latvijā, ņemot vērā 4. paaudzes koncepta pamatnosacījumus. Pāreja uz 4. paaudzes sistēmu un tehnoloģiju nomaiņa tika balstīta uz ekonomiskās efektivitātes analīzi, kas modelī tika iekļauts kā siltumenerģijas tarifa salīdzinājums dažādām tehnoloģijām (dabasgāzes un biomasas sadedzināšanas tehnoloģijas, saules kolektori ar sezonālo akumulāciju, siltumsūkņi).

Lai gan sistēmdinamikas modelis balstīts uz Latvijas centralizētās siltumapgādes uzbūves specifiku, izstrādāto CSS attīstības plānošanas metodoloģiju un izveidoto sistēmdinamikas modeli var piemērot arī citām siltumapgādes sistēmām.

Balstoties uz līdzšinējiem nozares attīstības tempiem un ņemot vērā prognozēto kurināmā un tehnoloģiju izmaksu dinamiku, atjaunojamo energoresursu īpatsvars simulācijas perioda beigās 2030. gadā sasniedza 68 %. Līdz 2024. gadam tiek prognozēts biomasas īpatsvara pieaugums, bet pēc tam atjaunojamo resursu daļu papildina arī saules enerģijas izmantošanas tehnoloģijas (saules kolektori ar akumulāciju).

Lai veicinātu sistēmas pāreju uz atjaunojamajiem energoresursiem, modelī tika iekļauti 3 dažādi politikas instrumenti: subsīdijas, riska samazināšanas instruments un efektivitātes paaugstināšanas instruments. Visātrāk atjaunojamās enerģijas īpatsvaru palielina konkrētas tehnoloģijas subsidēšana.

Sistēmdinamikas modeli tika iekļauta pāreja uz zemas temperatūras režīmu (60/30) dažādu atjaunojamo energoresursu īpatsvaru gadījumā (60 %, 80 %, 95 %). Temperatūras režīma maiņa paaugstina atjaunojamo tehnoloģiju lietderību, bet nemaina atjaunojamo energoresursu īpatsvaru kopējā sistēmā. Politikas instrumentu izmantošana veicina ātrāku pāreju uz zemas temperatūras režīmu.

No nozares attīstības stratēģijas un sistēmas drošuma viedokļa CSS vēlams integrēt vairāku AER tehnoloģijas. Ekonomiskās efektivitātes analīze rāda, ka perspektīvā attīstās biomasas un saules izmantošanas tehnoloģijas, bet, lai veicinātu siltumsūkņu tehnoloģiju attīstību, tiem nepieciešams papildu atbalsts. Jo plašāks un vienmērīgāks ir tehnoloģiju sadalījums, jo stabilāka ir kopējā sistēma, ko apstiprina jutības analīze. Viens no svarīgākajiem siltumapgādes uzņēmuma darbības raksturojošiem indikatoriem ir siltumenerģijas tarifs. Vēsturiski siltumenerģijas tarifam ir tendence pieaugt, jo pieaug fosilo resursu izmaksas, kas būtiski iespaido siltumenerģijas tarifu. Par to liecina jutības analīzes rezultāti. Pāreja no esošās siltumapgādes sistēmas uz

4. paaudzes sistēmu paredz CSS tuvināšanu zema oglekļa sistēmām. Ilgtspējības mērķiem atbilstošie scenāriji saistīti ar dažādu atjaunojamās enerģijas tehnoloģiju ieviešanu, pāreju uz zemākiem temperatūras grafikiem pārvades tīklos, siltuma patēriņa samazināšanu pie galalietotāja un optimālām izmaksām par piegādāto siltumenerģiju.

Rakstā iekļautās daļas pirmēji angļu valodā publicētas žurnālā *Energy* rakstā "System Dynamics Model Analysis of Pathway to 4th Generation District Heating in Latvia" (doi:10.1016/j.energy.2015.11.073). Autori pateicas VPP LATENERGI programmas projektam par iespēju attīstīt rakstu latviešu valodā.

Literatūras saraksts

- [1] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. Thorsen, F. Hvelplund and M. B.V, "4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems," *Energy*, vol. 68, pp. 1–11, 2014.
- [2] D. J. Hawkey, "District heating in the UK: A Technological Innovation Systems analysis," *Environmental Innovation and Societal Transitions*, vol. 5, pp. 19–32, 2012.
- [3] R. Tol, "Intra-union flexibility of non-ETS emission reduction obligations in the European Union," *Energy Policy*, vol. 37, pp. 1745–1752, 2009.
- [4] U. Persson, B. Möller and S. Werner, "Heat Roadmap Europe: Identifying strategic heat synergy regions," *Energy Policy*, vol. 74, pp. 663–681, 2014.
- [5] "Euroheat & Power. District heating un cooling – country by country 2011 survey," Brussels, Belgium, 2013.
- [6] L. Laajalehto, M. Kuosa, T. Mäkilä, M. Lampinen and R. Lahdelma, "Energy efficiency improvements utilising mass flow control and a ring topology in a district heating network," *Applied Thermal Engineering*, vol. 69, pp. 86–95, 2014.
- [7] M. Münster, P. Morthorst, H. Larsen, L. Bregnbæk, J. Werling, H. Lindboe and H. Ravn, "The role of district heating in the future Danish energy system," *Energy*, vol. 48, pp. 47–55, 2012.
- [8] U. Person and S. Werner, "Heat distribution and the future competitiveness of district heating," *Applied Energy*, vol. 88, pp. 568–576, 2011.
- [9] P. Gabillet, "Energy supply and urban planning projects: Analysing tensions around," *Energy Policy*, vol. 78, pp. 189–197, 2015.
- [10] E. Zvingilaite and O. Balyk, "Heat saving in building in a 100 % renewable heat and power system in Denmark with different share of district heating," *Energy and Buildings*, vol. 82, pp. 173–186, 2014.
- [11] J. Ziemele, G. Vigants, V. Vitolins, D. Blumberga and I. Veidenbergs, "District Heating Systems Performance Analyses. Heat Energy Tariff," *Environmental and Climate Technologies*, vol. 13, pp. 32–43, 2014.
- [12] K. Sperling and B. Möller, "End-use energy savings and district heating expansion in a local renewable energy system – A short-term perspective," *Applied Energy*, vol. 92, pp. 831–842, 2012.

- [13] “European Commission, Energy 2020: A Strategy for Competitive, Sustainable and Secure Energy. Communication From the Committee to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions”, COM(2010) 639 Final, European Commission, Brussels, 2010.
- [14] H. Lund, B. Möller, B. Mathiesen and A. Dyrelund, “The role of district heating in future renewable energy systems,” *Energy*, vol. 35, pp. 1381–1390, 2010.
- [15] N. Truong and Gustavsson.L, “Solar Heating Systems in Renewable-based District Heating,” *Energy Procedia*, vol. 61, pp. 1460–1463, 2014.
- [16] R. Marx, D. Bauer and H. Drucek, “Energy Efficient Integration of Heat Pumps into Solar District Heating Systems with Seasonal Thermal Energy,” *Energy Procedia*, vol. 57, pp. 2706–2715, 2014.
- [17] S. Nielsen and B. Möller, “Excess heat production of future net zero energy buildings within district heating areas in Denmark,” *Energy*, vol. 48, pp. 23–31, 2012.
- [18] P. Østergaard, B. Mathiesen, B. Möller and H. Lund, “A renewable energy scenario for Aalborg Municipality based on low-temperature geothermal heat, wind power and biomass,” *Energy*, vol. 35, pp. 4892–4901, 2010.
- [19] J. Ziemele, I. Pakere, N. Talcis and D. Blumberga, “Multi-criteria Analysis of District Heating Systems in Baltic States,” *Energy Procedia*, vol. 61, pp. 2172–2175, 2015.
- [20] T. Mahony, “Decomposition of Ireland’s carbon emissions from 1990 to 2010: An extended Kaya identity,” *Energy Policy*, vol. 59, pp. 573–581, 2013.
- [21] L. Timma and D. Blumberga, “An Algorithm for the Selection of Structure for Artificial Networks. Case Study: Solar Thermal Energy Systems,” *Energy Procedia*, vol. 72, pp. 135–141, 2015.
- [22] O. Olanrewaju, A. Jimoh and P. Kholopane, “Integrated IDA–ANN–DEA for assessment and optimization of energy consumption in industrial sectors,” *Energy*, vol. 46, pp. 629–635, 2012.
- [23] S. Albin, Building a System Dynamics Model. Part 1: Conceptualization, Massachusetts Institute of Technology, 1997.
- [24] A. Blumberga, D. Blumberga, G. Bazbauers, P. Davidsen, E. Moxnes, I. Dzene, A. Barisa, G. Zogla, E. Dace and A. Berzina, System Dynamics for Environmental Engineering Students, Riga: Riga Technical University, Institute of Energy Systems and Environment, 2011.
- [25] J. Sterman, System Dynamics: Systems Thinking and Modelling for a Complex World, Cambridge: MIT Sloan School of Management, 2002.
- [26] “Central Statistical Bureau of Latvia,” 2010. [Online]. Available: <http://www.csb.gov.lv/>.
- [27] “Historical Natural Gas Tariffs,” 2015. [Online]. Available: <http://www.lg.lv/?id=139&lang=lat>.
- [28] B. Müller, M. Finka and G. Lintz, Rise and Decline of Industry in Central and Eastern Europe, Springer, 2005.
- [29] A. Dalla Rosa, H. Li, S. Svendsen, S. Werner, U. Persson, K. Ruehlig, C. Felsmann, M. Crane, R. Burzynski and C. Bevilacqua, Final report. Toward 4th Generation District Heating: Experience and Potential of Low-Temperature District Heating, International Energy Agency, 2014.
- [30] F. Romagnoli, A. Barisa, I. Dzene, A. Blumberga and D. Blumberga, “Implementation of Different Policy Strategies Promoting the Use of

- Wood Fuel in the Latvian District Heating System: Impact Evaluation through a System Dynamic Model,” *Energy*, vol. 76, pp. 210–222, 2014.
- [31] G. Stryi-Hipp, W. Weiss, D. Mugnier and P. Dias, “Strategic Research Priorities for Solar Thermal Technology,” European Solar Thermal Industry Federation, Brussels, 2012.
- [32] Danish Energy Agency, Technology Data for Energy Plants – Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion. Technical Report, Danish Energy Agency and Energinet.dk, 2012.
- [33] “SOLVARMEDATA.DK,” 2014. [Online]. Available: <http://www.solvarmedata.dk/index.asp?secid=228>. [Accessed 10 February 2015].
- [34] S. p. r. komisija, “Methodology for Calculation of Heat Supply Tariff,” 2010. [Online]. Available: <http://likumi.lv/doc.php?id=208283>.
- [35] J. Chau, T. Sowlati, S. Sokhansanj, F. Preto, S. Melin and X. Bi, “Techno-economic analysis of wood biomass boilers for the greenhouse industry,” *Applied Energy*, vol. 86, p. 364–371, 2009.
- [36] D. Lauka, J. Gusca and D. Blumberga, “Heat Pumps Integration Trends in District Heating Networks of the Baltic States,” *Procedia Computer Science*, vol. 52, pp. 835–842, 2015.
- [37] International Energy Agency, “Technology Roadmap,” International Energy Agency, France, Paris, 2011.
- [38] “Rīgas Siltums” Annual Reports,” 2015. [Online]. Available: <http://rs.lv/index.php?aid=1&id=13>.
- [39] G. Vigants, Low carbon district heating systems. Doctoral thesis, Riga: Riga Technical University, 2015.
- [40] W. Ying and Z. Yufeng, “Analysis of the dilatancy technology of district heating system with high-temperature heat pump,” *Energy and Buildings*, vol. 47, pp. 230–236, 2012.
- [41] G. Faninger, The Potential of Solar Heat in the Future Energy System, Klagenfurt, Austria: Faculty for Interdisciplinary Research and Continuing Education, IFF-University, 2010.
- [42] J. Ziemele, D. Blumberga, N. Talcis and I. Laicane, “Industrial research of condensing unit for natural gas boiler house,” *Environmental and Climate Technologies*, vol. 10 (1), pp. 34–38, 2012.
- [43] A. Barisa, F. Romagnoli, A. Blumberga and D. Blumberga, “Future Biodiesel Policy Designs and Consumption Patterns in Latvia: a System Dynamics Model,” *Journal of Cleaner Production*, vol. 88, pp. 71–82, 2015.
- [44] G. Vigants, “Low Carbon District Heating Systems. Doctoral thesis,” Riga Technical University, Riga, 2015.
- [45] A. Dalla Rosa, R. Boulter, K. Church and S. Svendsen, “District heating (DH) network design and operation toward a system-wide methodology for optimizing renewable solution (SMORES) in Canada: A case study,” *Energy*, vol. 45, pp. 960–970, 2012.
- [46] H. Li, Q. Sun, Q. Zhang and F. Wallin, “A review of the pricing mechanisms for district heating systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 56–65, 2015.

3. Sistēmas dinamiskā modelēšana zema oglekļa emisijas stratēģijai Latvijā

D. Blumberga, A. Blumberga, A. Barisa, M. Rošā

Ievads

Elektroenerģijas ražošana Latvijā ir balstīta gan uz fosilajiem kurināmajiem, gan atjaunojamajiem enerģijas avotiem. Ne Latvijai, ne jebkurai citai no Baltijas valstīm nav savas dabasgāzes. Turklāt fosilā kurināmā izmantošana ir galvenais siltumnīcefekta gāzu (SEG) emisiju avots. Reaģējot uz vides, sociālo un ekonomisko spiedienu, valdības saskaras ar pastāvīgu izaicinājumu, izstrādājot enerģētikas pārejas ceļus, lai padarītu elektroenerģijas sistēmas ilgtspējīgākas [1]. Šajā rakstā analizēti Latvijas elektroenerģijas tirgus attīstības modeļi Latvijā līdz 2050. gadam. Analīzes pamatā ir pētnieku izstrādāts datorsimulācijas modelis, kas ir balstīts uz sistēmdinamikas modelēšanas pieeju.

Sistēmdinamika ir datorizēta modelēšanas pieeja, lai saprastu sarežģītu sistēmu darbību laika gaitā. Visaptverošs literatūras apraksts par sistēmdinamikas iepriekšējiem modeļiem atrodams [2], [3]. Pavisam nesen sistēmdinamikas modelēšana elektroenerģijas nozarē tika izmantota, lai analizētu ražošanas paplašināšanās alternatīvas Portugāles un Spānijas elektroenerģijas sistēmā [4] un Šveicē [5], lai izpētītu dažādas investīciju iniciatīvas Irānas elektroenerģijas tirgū [6], lai analizētu oglekļa emisiju samazināšanas iespējas Turcijas rūpniecības sektorā ilgtermiņā [7], lai novērtētu laikapstākļu izmaiņu ietekmi un lai redzētu enerģijas piegādes un pieprasījuma svārstības Austrālijā [8]. Enerģētikas drošības jautājumi Somijas enerģētikas sistēmā tika pētīti [9]. Autoru izstrādātā sistēmdinamikas modeļa vispārējais mērķis ir modelēt ilgtermiņa elektroenerģijas nozares attīstību reģionā saskaņā ar pašreizējo politikas plānu, lai novērtētu SEG emisiju samazināšanas potenciālu.

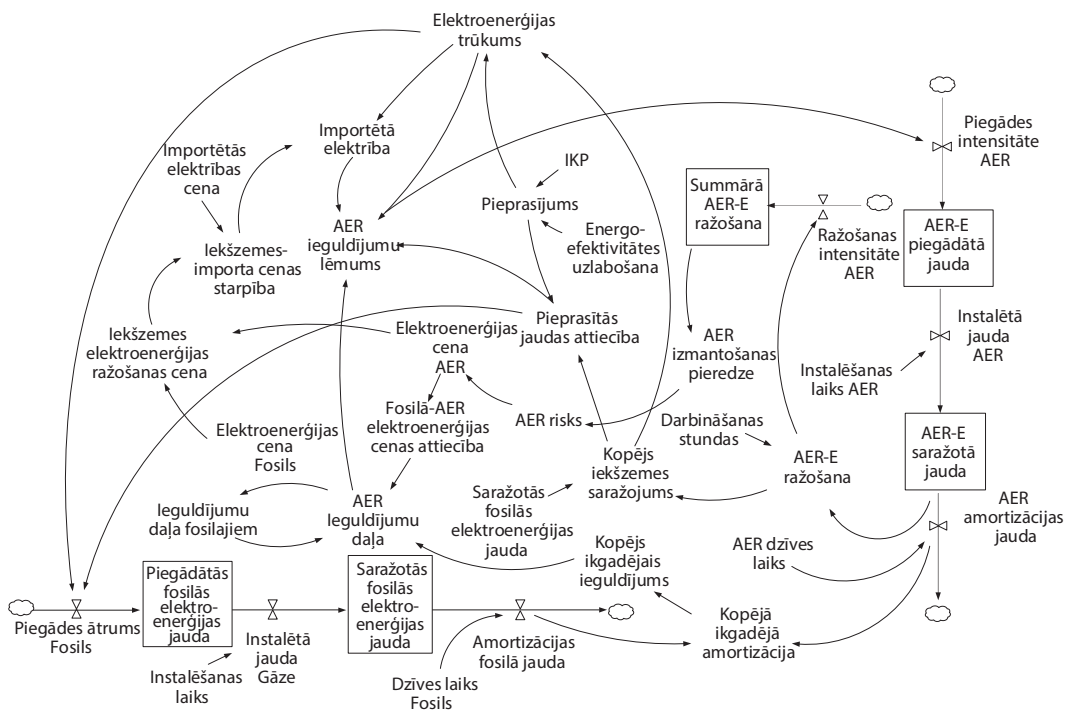
Latvijas elektroenerģijas nozares modelēšana

Šajā dokumentā aprakstītais modelis tika izstrādāts un validēts, pamatojoties uz Latvijas situācijas izpēti, izmantojot vēsturiskos datus no 1995. gada līdz 2012. gadam. Simulācija tiek veikta katru gadu līdz 2050. gadam. Tiek pieņemts ideāls konkurētspējīgs elektroenerģijas tirgus. Konkurence starp piedāvātajām elektroenerģijas ražošanas tehnoloģijām tiek atainota, ņemot vērā akumulēto uzstādīto jaudu visām elektroenerģijas

ražošanas iekārtām ar viena veida tehnoloģiju. Tā kā šis ir enerģētikas un ekonomikas modelis, tika pieņemts, ka uzstādīto iekārtu jaudu ietekmē divi faktori: investīcijas un iekārtas nolietojums laika gaitā. Tādēļ uzstādītās jaudas krājums Q (GW) ir atkarīgs no ienākošās ieguldījumu plūsmas I (GW/gadā) un izejošās nolietojuma plūsmas D (GW/gadā): $Q = f(I, D)$. Tiek pieņemts, ka kopējās ikgadējās investīcijas ir vienādas ar iekārtu kopējo gada nolietojumu.

Ierosinātās sistēmas dinamiskā modeļa galvenie krājumi un plūsmas ir parādīti 3.1. attēlā. Vienkāršības labad tiek parādītas tikai divu resursu plūsmas – atjaunojamā un fosilā enerģija. Tomēr reālais modelis sastāv no vairākām resursu plūsmām, kas atbilst elektroenerģijas ražošanas struktūrai Latvijā: dabasgāze, liela hidroelektrostacija (> 10 MW), vēja enerģija, biomasas, biogāze un saules enerģija. Lēmumi par investīciju apjomu pamatā ir balstīti uz kopējiem investoru [4] ieņēmumiem, kā arī elektroenerģijas cena ir svarīgs faktors, kas nosaka vēlmi ieguldīt līdzekļus jaunās elektroenerģijas ražošanas iekārtās [10]. Kuru no šiem kurināmā veidiem izvēlēsies elektroenerģijas ražotāji, ir atkarīgs no alternatīvu relatīvajām izmaksām. Kurināmā

3.1. att. Latvijas elektroenerģijas nozares modeļa galvenie krājumi un plūsmas.



vidējās izmaksas nosaka četri galvenie komponenti: 1) tehnoloģiju kapitālizmaksas (EUR/MWh); 2) ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas (O&M) (EUR/MWh); 3) kurināmā izmaksas (EUR/MWh); 4) atbilstošā prēmija (EUR/MWh), piemēram, nodokļu slogs (negatīva ietekme) vai valsts atbalsta stimuli (pozitīva ietekme) [11]. Turklāt tiek ņemts vērā ar tehnoloģiju izmantošanu saistītais riska faktors (EUR/MWh) [12].

Modelēšanas pieņēmumu saraksts ir atspoguļots 3.1. tabulā. Sākotnējie dati par katras tehnoloģijas uzstādīto jaudu atbilst valsts elektroenerģijas bilancei 2012. gadā [13]. Turpmāko attīstību elektrības pieprasījumā rūpniecības izaugsmes dēļ atspoguļo ārējais pieprasījuma pieauguma temps. Tas tiek pieņemts, korelējot ar iekšzemes kopproduktu. Turklāt tiek apsvērta Eiropas Savienības prasība par energoefektivitātes uzlabošanu.

Tiek pieņemts, ka, ja attiecīgajā modelēšanas posmā ir nepieciešama jauda, palielinās elektroenerģijas imports; pretējā gadījumā lēmums ir balstīts uz elektroenerģijas cenas salīdzinājumu starp importa cenu un vietējām ražošanas izmaksām, tāpat kā tas tika izdarīts [6]. Elektroenerģijas importa cena tiek modelēta kā ārējs mainīgais, kura pamatā ir vidējā elektroenerģijas cena

3.1. tabula

Sākotnējie dati un pieņēmumi par modelēšanu

	Dabaszgāze	Vēja enerģija	HES	Biomasa	Biogāze	Saules enerģija
Uzstādītā jauda, MW	953	59	1150	23	43	0
Dzīves ilgums, gadi	15	20	30	20	15	25
O&M izmaksas, EUR/MWh	21	17	24	5 % no k. i.	3 % no k. i.	14
Kapitāla izmaksas (k. i.) Milj. EUR/MW	1,0	1,5	4,9	7,1	5,8	2,8
Efektivitāte, %	85	50	90	80	60	10
Kurināmā izmaksas, EUR/MWh	46	0	0	21	34	0
CO ₂ nodoklis, EUR/tCO ₂	3	0	0	0	0	0
Akcīzes nodoklis, EUR/MWh	1,8	0	0	0	0	0
Tarifs, EUR/MWh	145,1	105,3	0,0	185,0	194,9	426,9
AER potenciāls, GW	–	1,5	1,5	Nav limita	Nav limita	3

Nord Pool Spot (32 EUR/MWh 2012. gadā [14]). Nākamajiem gadiem pieņemts 3 % ikgadējs elektroenerģijas cenas pieaugums. Jauna objekta celtniecības laiks ir divi gadi.

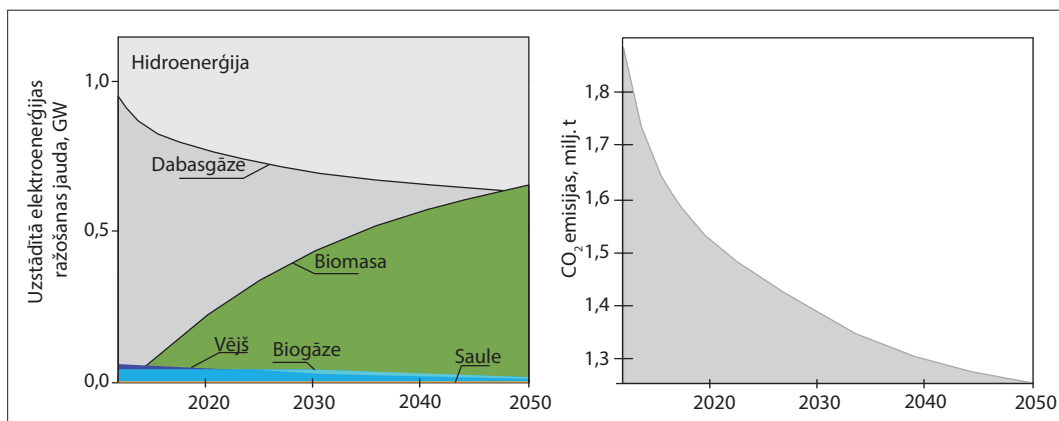
Rezultāti un diskusija

3.2. attēls parāda uzstādīto elektroenerģijas ražošanas jaudu un ar to saistīto CO₂ emisiju modelēšanas rezultātus līdz 2050. gadam.

Saskaņā ar modelēšanas rezultātiem pie pašreizējiem politikas pasākumiem (tarifs un nodokļu politika) dabasgāze un hidroenerģija arī turpmāk paliks vadošajās pozīcijās Latvijas elektroenerģijas bilancē. Pieaugot dabasgāzes cenai, citu resursu izmantošana kļūs pievilcīgāka. Paredzams, ka biomasas konkurēs ar elektroenerģijas ražošanu no dabasgāzes.

Modelēšanas rezultāti arī parāda, ka dabasgāzes īpatsvara samazināšanās elektroenerģijas ražošanā ļaus samazināt CO₂ emisijas elektroenerģijas nozarē. Tomēr šis samazinājums neļaus sasniegt nulles emisijas līmeni. Rezultāti liecina, ka būtu jāizstrādā alternatīvas politikas stratēģijas, lai līdz 2050. gadam CO₂ emisiju samazinājums varētu sasniegt vairāk nekā 30 %.

3.2. att. (a) Uzstādītā elektroenerģijas ražošanas jauda; (b) CO₂ emisijas no elektroenerģijas ražošanas.



Rakstā iekļautās daļas pirmēji angļu valodā publicētas žurnālā *Energy Procedia* rakstā "System Dynamic Modeling of Low Carbon Strategy in Latvia. *Energy Procedia*" (doi:10.1016/j.egypro.2014.12.100). Autori pateicas VPP LATENERGI programmas projektam par iespēju attīstīt rakstu latviešu valodā.

Literatūras saraksts

- [1] Pina A., Silva C. A., Ferró P. High-resolution modeling framework for planning electricity systems with high penetration of renewables. *Applied Energy* 2013; 112:215–23.
- [2] Kilanc G. P., Or I. A decision support tool for the analysis of pricing, investment and regulatory processes in a decentralized electricity market. *Energy Policy* 2008; 36:3036–44.
- [3] Hasani M., Hosseini S. H. Dynamic assessment of capacity investment in electricity market considering complementary capacity mechanisms. *Energy* 2011; 36:277–93.
- [4] Pereira A. J. C., Tomé Saraiva J. A long term generation expansion planning model using system dynamics – Case study using data from the Portuguese/Spanish generation system. *Electr. Pow. Syst. Res.* 2013; 97:41–50.
- [5] Ochoa P., Van Ackere A. Policy changes and the dynamics of capacity expansion in the Swiss electricity market. *Energy Policy* 2009; 37:1983–98.
- [6] Hasani-Marzooni M., Hosseini S. H. Dynamic analysis of various investment incentives and regional capacity assignment in Iranian electricity market. *Energy Policy* 2013; 56:271–84.
- [7] Saysel A. K., Hekimoglu M. Exploring the options for carbon dioxide mitigation in Turkish electric power industry: System dynamics approach. *Energy Policy* 2013; 60:675–86.
- [8] Rasjedin R., Kumar A., Alam F., Abosuliman S. A system dynamics conceptual model on retail electricity supply and demand system to minimize retailer's cost in eastern Australia. *Procedia. Eng.* 2012; 49:330–37.
- [9] Aslani A., Helo P., Naaranoja M. Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach. *Applied Energy* 2014; 113:758–65.
- [10] Nielsen S., Sorknæs P., Ostergaard P. A. Electricity market auction settings in a future Danish electricity system with a high penetration of renewable energy sources – A comparison of marginal pricing and pay-as-bid. *Energy* 2011; 36:4434–44.
- [11] Moxnes E. Interfuel substitution in OECD-European electricity production. *Syst. Dynam. Rev.* 1990; 6:44–65.
- [12] Blumberga A., Blumberga D., Bazbauers G., Davidsen P., Moxnes E., Dzene I., Barisa A., Zogla G., Dace E., Berzina A. System dynamics for environmental engineering students. – Madona: Madonas Poligrafists, 2010. – 318 p.
- [13] Central Statistical Bureau of Latvia. Statistics Database.
- [14] Nord Pool Spot market data. Available online: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/> [Accessed: 20.12.2013].

Ilgspējības vērtēšanas modeļi

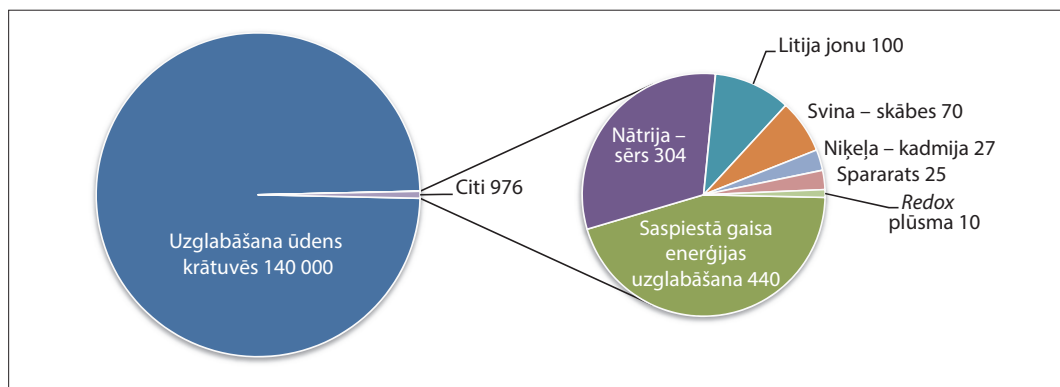
4. P2G un uzglabāšanas ūdens krātuvē potenciāls (PHS) Latvijā

I. Kārklīņa, D. Blumberga

Ievads

Kamēr uzglabāšanas ūdens krātuvēs (PHS) tehnoloģija jau ir rūpīgi pārdomāts risinājums liela apjoma enerģijas uzglabāšanai un tas tiek novērtēts dažādās publikācijās, salīdzinot enerģijas uzglabāšanas iespējas [1]–[4], un ietilpst pirmajā trijniekā starp tehnoloģijām, kurās tiek uzglabāta enerģija [5] (kopā ar saspīstā gaisa enerģijas uzglabāšanu un baterijām), elektroenerģija gāzes ražošanai (P2G) ir tehnoloģija, kas atrodas pētniecības un izstrādes fāzē. Tādu iekārtu ekspluatācijā ir maz, tāpēc ir mazāk pieejamo datu. Savukārt saskaņā ar [2] PSH ar ietilpību 140 000 MWh aptver 99,3 % no visām uzstādītajām uzglabāšanas jaudām (sk. 4.1. attēlu).

4.1. att. Uzstādītā uzglabāšanas jauda pieslēgtā elektroenerģijas tīklā 2013. gadā (MWh).



Viens no iemesliem, kāpēc P2G vēl nav plaši ieviests, ir ekonomiskā dzīvotspēja. Ņemot vērā resursus, kas nepieciešami, lai ražotu biometānu, pagaidām tas nevar konkurēt ar dabasgāzes cenu. Tomēr P2G novērtēšana nav tik vienkārša, jo sistēma mijiedarbojas ar ķīmiskajām vielām, transportēšanas degvielu un siltuma ražošanu. Vēl var teikt, ka biometānu, kas ir P2G sistēma, nevar salīdzināt ar dabasgāzi, jo biodegvielas ražošanā tiek izmantots CO₂, kas pretējā gadījumā nonāktu atmosfērā.

Pieaugošais elektroenerģijas patēriņš un izpratne par vides piesārņojumu ir palielinājusi atjaunojamo enerģijas avotu izmantošanu elektrības ražošanā. Hidroelektroenerģija ir galvenais atjaunojamās enerģijas avots, kas 2010. gadā veidoja 16,3 % no pasaules saražotās elektroenerģijas [6]. Tomēr ne tikai hidroenerģijai, bet arī saules un vēja enerģijai ir liels potenciāls "tīras" enerģijas ražošanā. Kaut arī saules un vēja enerģija ir atjaunojama, tā ir ar pārtraukumiem un nevar nodrošināt elektrību nepārtraukti. Vēja ātrums ir ļoti svārstīgs parametrs, un tas var viegli mainīties. Saule kā enerģijas avots ir stabilāka, bet tā ir pieejama tikai dienas laikā. Šī vēja un saules enerģijas avotu mainība negatīvi ietekmē regulāru enerģijas piegādi galalietotājam un tīkla stabilitāti [7].

Viens no risinājumiem, kā palielināt vēja un saules enerģijas izmantošanu, ir izveidot sistēmu hidroenerģijas uzglabāšanai ūdens krātuvēs. Šajā sistēmā enerģija tiek uzglabāta ūdens potenciālās enerģijas veidā. Ūdens tiek sūkņēts no zemāka rezervuāra pa cauruļvadu uz augstāka līmeņa rezervuāru. Laikā, kad ir mazs elektroenerģijas pieprasījums, liekā vēja vai saules elektroenerģijas darbina sūkņus, lai pārsūtītu ūdeni no apakšējā rezervuāra uz augstāk. Tad elektroenerģijas patēriņa maksimuma periodos uzglabāto ūdeni var izlaist caur hidroturbīnām atpakaļ uz apakšējo rezervuāru, lai ražotu elektroenerģiju. Tomēr enerģijas daudzums, ko var uzglabāt, ir atkarīgs no starpības starp apakšējo un augšējo rezervuāru un maksimālo ūdens tilpumu, ko var pārvietot starp rezervuāriem [8]. Sistēma hidroenerģijas uzglabāšanai ūdens krātuvēs ir visdaudzsološākā tehnoloģija, kurā iekļauta atjaunojamā enerģija energosistēmās, un vienīgā liela mēroga enerģijas uzglabāšanas tehnoloģija, kas šobrīd ir pieejama ar vairāk nekā 300 rūpnīcām ar 127 000 MW uzstādīto jaudu visā pasaulē [9]. Tās efektivitāte ir robežās no 75 % līdz 85 % [10].

Liela daudzuma enerģijas uzglabāšanas priekšrocības ir saistītas ar fosilā kurināmā patēriņa aizstāšanu un pieejamo atjaunojamās enerģijas efektīvu izmantošanu. Samazinot fosilā kurināmā patēriņu elektroenerģijas ražošanā, samazinās siltumnīcefekta gāzu emisijas. Vēl viena priekšrocība ir spēja pielāgoties dramatiskajām slodzes izmaiņām maksimālās elektroenerģijas pieprasījuma stundās. Tas ir ekonomiski izdevīgākais veids, lai ilgu laiku saglabātu lielu daudzumu elektriskās enerģijas, un tam ir liels reaģēšanas ātrums un elastīgs sākuma un beigu laiks. Redzams, ka HES enerģijas akumulēšanas sistēma samazina vēja un saules enerģijas zudums, nosakot to kā elektroenerģijas ražošanas avotu [11]. Palielinot atjaunojamās

enerģijas daudzumu hidroelektrostacijā, elektroenerģijas ražošanas izmaksas tiek samazinātas, jo ūdens tiek sūknēts, kad elektroenerģijas cena ir zema, un izplūst no augšējā rezervuāra, kad cenas un pieprasījums ir augsts. Ieguvums no sūknējamas hidroelektroenerģijas uzglabāšanas ir tad, ja enerģijas pārdošanas cena ir pietiekami augsta, lai segtu elektroenerģijas iepirkuma izmaksas un zaudējumus, kas rodas, sūknējot ūdeni un ražojot elektroenerģiju [7], [12], [13].

Ūdens krātuvju hidroelektrostaciju uzglabāšanas trūkumi ir augstās kapitālizmaksas. Izmaksas uzglabāšanai ūdens krātuvēs ir no 1000 USD/kW un 2500 USD/kW, un parasti atmaksāšanās laiks ir no 40 līdz 80 gadiem [14]. Dažkārt nav piemērotas vietas jaunām iekārtām vai nav pieejama saules un vēja enerģijas integrācija hidroelektrostacijas elektrotīklos, tāpēc ģeogrāfiskā atrašanās vieta un infrastruktūra ietekmē arī uzglabāšanas ūdens krātuvēs ieviešanu.

Pirmā uzglabāšanas ūdens krātuvēs hidroelektrostacija tika būvēta Šveices, Austrijas un Itālijas Alpu reģionā 19. gadsimta deviņdesmitajos gados, pateicoties tādiem piemērotiem apstākļiem kā ūdens pieejamība, rezervuāra atrašanās vietas diferenciālais līmenis un zemes uzbūve. Tas nozīmē, ka tipiskas hidroelektrostacijas sūknēšanai nepieciešamās uzglabāšanas iekārtas tiek būvētas netālu no kalniem un ūdens avotiem. Turklāt, ja dabiskā ūdenskrātuve nepastāv, ir jāizveido mākslīgas, tādēļ pirms sūknējamās hidroelektroenerģijas uzglabāšanas sistēmas izveides ir jāņem vērā ūdens pietiekamība, teritorijas topogrāfija un ģeoloģija [8]. Vispiemērotākās būvniecības vietas atrodas kalnainās vietās, bet tur, kur ir gleznainas dabas ainavas, var rasties iebildumi pret vides degradāciju, tādēļ ir svarīgi attīstīt sūknējamās uzglabāšanas iekārtas jau esošajās vietās. Divdesmitā gadsimta otrajā pusē kodolenerģijas attīstības dēļ nebija intereses par hidroenerģijas uzglabāšanu ūdens krātuvēs, bet deviņdesmitajos gados vides problēmu dēļ parādījās interese par ūdens krātuvju hidroagregātiem atdzima. Lielākās uzglabāšanas ūdens krātuvēs iekārtas atrodas ASV, Ķīnā un Japānā. Bātas apgabala ūdens krātuvju uzglabāšanas sistēma, kas atrodas Bātas apgabalā, Virdžīnijā, ir vislielākā uzglabāšanas sistēma pasaulē ar uzstādīto jaudu 3,003 MW. Lai gan lielā enerģija tiek ņemta galvenokārt no neatjaunojamiem avotiem, piemēram, akmeņogļēm un dabasgāzes, tajā ir iekļauta arī kodolenerģija, biomasas un vēja enerģija [15].

Lai saglabātu stabilu sūkņu darbību, jāpievērš uzmanība tīkla jaudai un sprieguma profilam, tīkla sastrēguma un stabilitātes

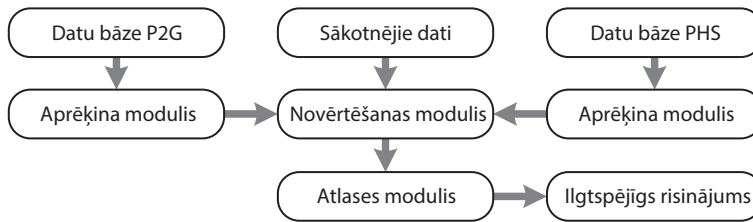
problēmām, kuras rasties saules un vēja enerģijas pārejošas darbības un ierobežojumu dēļ. Parasti zema pieprasījuma stundas ir nakts laikā, kad saules starojums nav pieejams, tādēļ šajās situācijās vēja enerģija ir izdevīgāka.

Pasaulē uzglabāšanas ūdens krātuvēs hidroelektroenerģijas uzglabāšanas jauda ir aptuveni 130 GW. Atbilstoši hidroelektrostacijās uzstādītajai jaudai tās iedala lielās, mazās, mikro un piko sistēmās. Lielās iekārtās uzstādītā jauda svārstās no 100 kW līdz vairāk nekā 10 MW, mazās ražotnēs jauda ir mazāka par 10 MW, mikro un piko iekārtu uzstādītā jauda attiecīgi ir mazāka par 100 kW un mazāka par 5 kW. Lielās un mazās sistēmas nodrošina elektroenerģiju pilsētām ar lielu skaitu iedzīvotāju. Mikrosistēmas elektroenerģiju piegādā izolētām vai mazām kopienām, un tās var savienot ar elektrotīkliem, kur ir pieejami atjaunojamie enerģijas avoti. Piko iekārta var nodrošināt elektroenerģiju ļoti mazām kopienām, kurās enerģijas pieprasījums ir niecīgs [16]. Kenijā tika pētītas divas hidroenerģijas uzglabāšanas iekārtas ar uzstādīto jaudu 90 MWh un 150 MWh. Ūdens sūkņa pārpalikums tika ņemts no vēja enerģijas. Pētījumi liecina, ka sistēma ar lielāku jaudu var uzglabāt vairāk enerģijas. Tomēr, lai gan sistēma darbojās pēc maksimālās jaudas, tai nevajadzētu strādāt ar to katru dienu, lai nepārslogotu sistēmu. Pētījums arī parāda, ka, pastāvot pastāvīgam un lielam vēja ātrumam, ienākumi palielinās, bet, ja trūkst vēja, ienākumu līmenis ir zems. Turklāt, ja instalētā jauda palielinās līdz 170 MW vai 200 MW, bet uzglabāšanas iekārta turpina strādāt ar 90 MWh vai 150 MWh, ieņēmumu apjoms palielinās, jo sistēma nav pārmērīgi noslogota un darbojas efektīvi. Piemēram, ja uzstādītā jauda ir 170 MW, uzglabāšanas peļņa par 90 MWh ir 8600 USD, bet par 150 MWh – 9300 USD. Ja uzstādītā jauda ir 200 MW, tad par 90 MWh peļņa ir 8900 USD, bet par 150 MWh tā ir 11 700 USD [17].

Hidroelektrostaciju uzglabāšanas sistēma ir izdevīga atjaunojamās enerģijas iekļaušanai elektroenerģijas tīklā. Izmantojot lieko enerģiju no vēja un saules, lai sūknētu ūdeni no apakšējā rezervuāra līdz augstākajam, ir iespējams ietaupīt naudu, samazināt vēja un saules enerģijas zudumus un negatīvo ietekmi uz vidi, samazinot siltumnīcefekta gāzu emisijas. Nepārtrauktas “tīras” enerģijas efektīva izmantošana aizstāj pieprasījumu pēc neatjaunojamās enerģijas.

Metodika

Metodikas pamatā ir tehnoloģisko, ekonomisko, vides un klimata datu un aprēķinu rezultātu salīdzinājums.



4.2. att. Metodikas algoritms.

Algoritms (sk. 4.2. attēlu) ietver 8 moduļus: atjaunojamās elektroenerģijas dinamikas sākotnējos datus, divas datu bāzes ar tehnoloģiskiem uzkrāšanas risinājumiem, divus aprēķina moduļus, kas ir katrai tehnoloģiskajai pieejai, novērtēšanas moduli, lai integrētu teritoriālo piemērošanu ar programmatūras identifikācijas (SWID) analīzi, atlases moduli un ilgtspējīga risinājuma definīciju. Elektroenerģijas faktoru pārveidošanas rādītāji [24] tiek izmantoti emisiju un izmaksu aprēķināšanai. Šajā rakstā apkopoti novērtēšanas moduļa rezultāti.

Rezultāti

“Enerģija par gāzi” potenciāls Latvijā

Dabaszāze Latvijā tiek izmantota gan siltuma, gan elektroenerģijas ražošanai. Lielākās koģenerācijas stacijas, kurās kā primāro kurināmo izmanto dabaszāzi, ir TEC-1 un TEC-2 ar kopējo jaudu 2,6 GW, no tās 976 MW ir elektroenerģija [18]. Abas stacijas atrodas Rīgā [26]. Visa dabaszāze tiek importēta no Krievijas. Izmantojot enerģētikas tehnoloģijas, būtu iespējams dažādot gāzes piegādātājus un tādējādi palielināt nacionālo drošību. Tomēr jāņem vērā, ka koģenerācijas stacija parasti darbojas tikai tad, ja ir siltuma pieprasījums. Tas nozīmē, ka vasarā samazinās elektroenerģijas balansēšanas iespējas, jo ir zems siltuma pieprasījums.

Ir izveidota gāzes cauruļu infrastruktūra, kas sasniedz lielākās Latvijas pilsētas un veido starpsavienojumus ar Igauniju, Krieviju, Lietuvu un Baltkrieviju, radot pārpalikumu un palielinot drošību enerģijas pārneses ziņā. Ārkārtēju laikapstākļu un elektrotīkla atteices gadījumā gāzes infrastruktūru var izmantot kā rezerves enerģijas padevi vietējām koģenerācijas stacijām, kā arī ražot elektroenerģiju un siltumu izolētā tīklā.

Savienojumi ar kaimiņvalstīm paplašina tirgu, dodot iespēju eksportēt gāzi siltuma un elektroenerģijas ražošanai. Gāzes transportēšanai ir mazāki zudumi nekā elektroenerģijas padevei. Saskaņā ar [19] vidējie pārvades līniju zudumi Latvijā bija 9 %. Šos zudumus var vēl samazināt, taču jāņem vērā, ka zudumi

gāzes cauruļvados rodas tikai cauruļu vai iekārtu fiziskā bojājuma dēļ, tāpēc teorētiski zudumi var likvidēt pilnībā.

Ir trīs plaši pazīstamas P2G tehnoloģijas, kas ietekmē enerģiju:

- ūdeņradi tieši ievada tīklā vai izmanto transporta nozarē;
- ūdeņradis tiek sajaukts ar CO₂, lai iegūtu metānu;
- lai uzlabotu kvalitāti, ūdeņradis tiek sajaukts ar biogāzi, tiek ražots biometāns.

Biometāna ražošanas potenciāls Latvijā tiek novērtēts [20], un rezultāti liecina, ka esošās un plānotās biogāzes stacijas var izmantot biometāna ražošanai.

Saskaņā ar [21] Inčukalna pazemes gāzes krātuves ietilpība ir 2,320 miljardi m³, kuru var palielināt līdz 3,2 miljardiem m³ [22]. Šobrīd vasarās glabātuve tiek aktīvi izmantota gāzes iepildīšanai, kad gāzes pieprasījums ir mazs, lai gāze būtu pieejama ziemā, jo apkures sezonas laikā gāzes pieprasījums ir lielāks, un pieprasījumu nevar segt ar importu. Gaidāmo siltumenerģijas vērtību 9,76 kWh Nm⁻³ būtu iespējams uzglabāt 22,643 TWh enerģijas.

Uzglabāšanas ūdens krātuvēs potenciāls Latvijā

Saskaņā ar JRC (no angļu val. *Joint Research Centre*) [23] Eiropā palielināt hidroenerģijas potenciālu ir grūti, ņemot vērā vides apsvērumus, atbilstošas vietas trūkumu un sociālās problēmas. Jaunu PHS uzbūvi nosaka līdzīgi ierobežojumi. Tomēr esošo hidroelektrostaciju pārveide par PHS, visticamāk, notiks, jo ietekme uz vidi ir radusies jau tad, kad tika būvēta pati elektrostacija. Tādēļ pārveidošana par PHS ir viens no visērtākajiem veidiem, kā palielināt uzglabāšanas jaudu ar iespējami zemākām izmaksām un ietekmi uz vidi.

Latvija ar 37,07 % [25] elektroenerģijas, kas iegūta no atjaunojamajiem energoresursiem, atrodas ES pirmajā trijniekā. Galvenie "zaļās" enerģijas avoti ir hidroelektrostacijas (2013. gadā – 30,75 %) Daugavā, kuru kopējā jauda ir 1559 MW. Pirms minētajām spēkstacijām ūdens tiek aizvadīts aiz dambiem, un tās darbojas kā maksimālās jeb piķa stundu stacijas, izņemot plūdu laikā, kad lielākas ūdens plūsmas no kūstošā sniega dēļ tās tiek darbinātas ar maksimālo jaudu, un, ja tad ūdens līmenis vēl palielinās, to izlaiž, atverot ieplūdes vārtus. Ņemot vērā ierobežoto ūdens baseina apjomu un vides ierobežojumus, plūdu laikā hidroelektrostaciju balansēšanas iespējas būtu ierobežotas.

Spiediena augstumi Pļaviņu, Ķeguma un Rīgas hidroelektrostacijās ir attiecīgi 40 m, 14 m, 18 m, un ūdenskrātuvju tilpumi ir 0,509 km³, 0,157 km³, 0,3939 km³ [27], kas nodrošina

uzglabātās enerģijas potenciālu attiecīgi 41,6 TWh, 4,5 TWh un 12,5 TWh. Potenciālo uzglabāšanas jaudu E aprēķina, izmantojot 4.1. formulu. Ne visas šīs jaudas var izmantot, jo tām ir noteikts darbības diapazons, ko ierobežo hidroelektrostaciju tehniskie parametri un vides ierobežojumi. Tiek pieņemts, ka hidroelektrostaciju darbības diapazons ir 2 m.

$$E = \frac{\rho ghV\eta}{3600} \quad (4.1.)$$

Faktisko pieejamo enerģijas uzglabāšanas jaudu aprēķina, ņemot vērā darbības diapazonu pret kopējo spiediena augstumu katrā stacijā un pieņemot, ka pieejamā uzglabātā enerģija ir tieši proporcionāla šim sadalījumam (4.2. formula). Rezultātā pieejamā uzglabāšanas jauda ir 4,1 TWh.

$$E_{av} = \frac{Op}{h} E \quad (4.2.)$$

4.1. tabula

Daugavas hidroelektrostaciju kaskāžu raksturojums

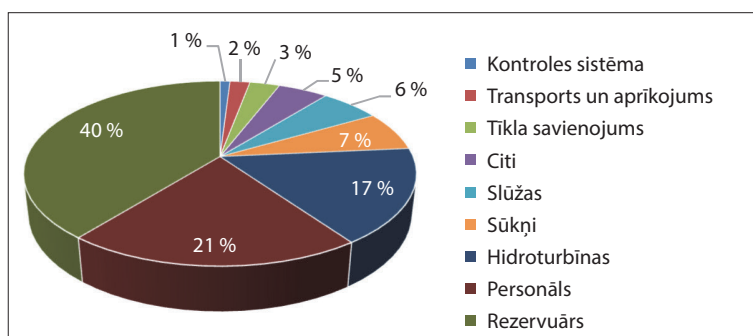
Spēkstacija	Spiediena staba augstums, m	Baseina tilpums, m ³	Potenciālā uzglabāšanas jauda, TWh	Darbības diapazons, m	Darbības diapazons, %	Pieejamās enerģijas uzglabāšana, TWh
Pļaviņas	40	509000000	41,61	2	5,0	2,08
Ķegums	14	157000000	4,49	2	14,3	0,64
Rīga	18	339000000	12,47	2	11,1	1,38

Hidroelektrostacijās elektroenerģijas jaudu ierobežo turbīnu iespējas un vides ierobežojumi, kā arī jāņem vērā jaunākā sūkņa atpakaļgaitas sistēma. Saskaņā ar ekspluatācijas noteikumiem [28] Rīgas HES, Ķeguma HES un Pļaviņu HES maksimāli pieļaujamās ūdens līmeņa izmaiņas ir attiecīgi 0,75 m – 1,00 m, 0,75 m – 1,6 m un 1,0 m – 1,5 m, šāda starpība ir ieviesta ūdens plūsmas dēļ plūdu laikā pavasarī. Šie ierobežojumi un faktiskā plūsma ierobežo PHS spēku. Pieņemot, ka baseina tilpums ir lineārs darbības diapazonā pie upes plūsmas 615 m³/s [29], visu trīs staciju baseini kopā būs piepildīti 16 līdz 25 stundu laikā. Tas nozīmē, ka būs iespējams līdzsvarot 1559 MW vēja enerģiju, apturot visas turbīnas līdz pat 16 stundām sliktākajā gadījumā. Ja aprēķinos tiek izmantotas maksimālās plūsmas (Rīgas HES – 8230 m³/s, Ķeguma HES – 7750 m³/s, Pļaviņu HES – 7690 m³/s [28]), tad baseini piepildīsies 1 līdz 2 stundu laikā.

Tā kā tie atrodas vienā un tajā pašā upē, tad tie, kas atrodas tuvāk jūrai, ir atkarīgi no upes spēkstaciju darba cikla. Ieviešot sūknējamas hidroagregāta tehnoloģijas, būtu iespējams katras stacijas darbu padarīt neatkarīgāku no citām stacijām.

Ar PHS saistītās izmaksas lielā mērā ir atkarīgas no stacijas atrašanās vietas. Izdevumi svārstās no 600–3000 EUR/kW [23]. 4.3. attēlā ir attēlots ir PHS projekta sadalījums Horvātijā [30]. Šādā projektā 57 % no izmaksām ir saistītas ar rezervuāra un hidroturbīnas būvniecību. Šīs izmaksas nepastāvēs gadījumā, ja jau būs pieejama atbilstoši izvietota hidroelektrostacija.

4.3. att. PHS izmaksu sadalījums.



Diskusija. P2G un PHS salīdzinājums

Lai salīdzinātu P2G un PHS, ir jānosaka abu tehnoloģiju kopējie parametri. Tika nolemts salīdzināt šādus parametrus:

- enerģijas blīvums – indikators, kas norāda, cik daudz vietas enerģijas uzglabāšanai ir vajadzīgs, ja PHS vērtība tiek aprēķināta, ņemot vērā esošo aizsprostu īpašības (kWh/m³);
- pieejamā tilpuma glabāšanas jauda – faktiskā resursu uzglabāšanas pieejamība Latvijā (m³);
- pieejamā enerģijas uzglabāšanas jauda – faktiskā uzglabāšanas jaudas pieejamība enerģijas izteiksmē (TWh).

4.2. tabula

PHS un P2G kvantitatīvs salīdzinājums

Enerģijas uzglabāšanas sistēma	Pieejamā tilpuma uzglabāšanas jauda, m ³	Enerģijas blīvums, kWh/m ³	Pieejamā enerģijas uzglabāšanas jauda, TWh
PHS	85530000	47,9	4,1
P2G	2320000000	9,8	226

Kā parādīts 4.2. tabulā, P2G sistēmai ir daudz lielāka uzglabāšanas jauda pat ar zemāku enerģijas blīvumu. Elektroenerģijas ražošana 1566 MW vēja parkā ar jaudas koeficientu 0,25 viena gadā laikā dod iespēju uzglabāt 3,43 TWh pieejamās enerģijas.

Kā jau tika minēts, salīdzināt nav tik vienkārši, un jānorāda, ka PHS gadījumā 4,1 TWh nozīmē potenciālo elektroenerģiju no uzglabātā ūdens, bet P2G gadījumā 22,6 TWh – tā ir enerģija, ar ko var nodrošināt siltumu un elektrību. Ņemot vērā būtiskās atšķirības starp P2G un PHS, izveidota 4.3. tabula, kurā apvienotas šo divu tehnoloģiju galvenās priekšrocības un trūkumi.

Var redzēt, ka abām tehnoloģijām ir viena kopīga iezīme – ierobežota darbība, kas ir saistīta ar sezonālām izmaiņām. PHS ir izdevīga, jo šī tehnoloģija ir gana attīstīta, savukārt P2G galvenokārt ir labāka sinerģija ar citām nozarēm, kur kā enerģijas avotu izmanto dūmgāzes, kā arī ir iespēja diversificēt kopā ar dabasgāzi spēkstacijās.

4.3. tabula

PHS un P2G kvalitatīvais salīdzinājums.

	P2G	PHS
Priekšrocības	Zemi enerģijas pārvades zudumi	Nobriedusi tehnoloģija
	Daudzveidīga koģenerācijas stacija	Pieejama informācija par darbības efektivitāti un izmaksām
	Gāzes transportēšanas uz kaimiņvalstīm infrastruktūra	
	Sinerģija ar citām nozarēm	
	CO ₂ emisijas izmanto kā resursu	
Trūkumi	Nenobriedusi tehnoloģija tikai ar dažām darbības iespējām	Ierobežota darbība plūdu laikā pavasarī
	Biometāns nav ekonomiski izdevīgs salīdzinājumā ar dabasgāzi	Nav sinerģijas ar citām nozarēm
	Koģenerācijas staciju darbība ir ierobežota vasarā, kad siltuma pieprasījums ir neliels	

Uzglabāšanas jaudas potenciāla ziņā abas tehnoloģijas ir pietiekami lielas, lai segtu enerģijas uzglabāšanas jaudas vajadzību Baltijas valstīs. PHS ir daudz dzīvotspējīgāka, jo ir iespējama visu priekšrocību un trūkumu pilnīga analīze, turklāt ir pieejami dati par PHS darbību, ko var turpmāk izmantot, lai novērtētu PHS potenciālu no dažādām perspektīvām. Saskaņā ar šo pētījumu

PHS ir iespējams uzglabāt 4,1 TWh enerģijas ar īslaicīgu līdzsvarošanas jaudu 1559 MW no 1 līdz 25 stundām. Tomēr datu trūkuma dēļ nav iespējams pilnībā izvērtēt P2G potenciālu Latvijā. Dabagāzes tīkla publiski pieejamais datu komplekts un Inčukalna gāzes krātuves darbības dati ir pietiekami, lai novērtētu kopējo uzglabāšanas jaudu, kas ir 22,6 TWh, bet nepietiek ar šiem datiem ir par maz, lai novērtētu momentāno līdzsvarošanas jaudu.

Galvenie tehnoloģiju trūkumi, kas šeit jāiekļauj, ir PHS darbības ierobežošana plūdu laikā pavasarī un koģenerācijas staciju ierobežojums vasarā, kad nav pieprasījuma pēc siltuma.

Pētījumi liecina, ka ir pieejamas balansējošas iekārtas ar lielu potenciālu, sekojošajos pētījumos ir jāiekļauj ūdenstilpņu ģeometrija aiz aizsprostiem, jāapkopo darbības un tehniskie dati par pazemes gāzes uzglabāšanas iekārtu, lai aprēķinātu momentānās balansēšanas jaudas iespējas un veiktu abu tehnoloģiju ekonomisko analīzi. Jāizvērtē risinājums, kurā ietvertas abas tehnoloģijas, lai palielinātu uzglabāšanas vietu pieejamību pavasarī un vasarā, kad kāda no tehnoloģijām nevar pilnībā funkcionēt.

Secinājumi

Metodiku var plaši izmantot, lai salīdzinātu divas enerģijas uzkrāšanas iespējas: elektroenerģija gāzes ražošanai un uzglabāšana ūdens krātuvēs. Rezultāti ir saistīti ar vairākiem nozīmīgiem parametriem: ūdenstilpņu ģeometrija aiz dambjiem, pazemes gāzes krātuvju darbības un tehnoloģiju dati utt. Metodika ietver momentānās balansēšanas jaudas iespēju aprēķināšanu, uzglabāšanas iekārtu pieejamību un abu tehnoloģiju ekonomisko analīzi.

Nomenklatūra

E	potenciālās enerģijas uzglabāšanas jauda, Wh
E_{av}	pieejamās enerģijas uzglabāšanas jauda, Wh
η	efektivitāte 0,75
ρ	ūdens blīvums ~ 1000 , kg/m ³
g	brīvās krišanas paātrinājums, $g = 9,81$ m/s ²
h	krišanas augstums, m
O_p	spiediena augstuma darbības diapazons, m
V	augšējā rezervuāra ūdens tilpums, m ³

Rakstā iekļautās daļas pirmēji angļu valodā publicētas žurnālā *Energy Procedia* rakstā “*Power to Gas and Pumped Hydro Storage Potential in Latvia*” (doi:10.1016/j.egypro.2016.09.080) Autori pateicas VPP LATENERGI programmas projektam par iespēju attīstīt rakstu latviešu valodā.

Literatūras saraksts

- [1] National Renewable Energy Action Plan for implementing Directive 2009/28/EC. Riga; 2012.
- [2] International energy agency, IEA technology roadmap; 2014.
- [3] Klumpp F. Potential for large scale energy storage technologies – comparison and ranking including an outlook to 2030. 9th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2015. *Energy Procedia* – 2015; 73:124–135.
- [4] Luo X., Wang J., Dooner M., Clarke J. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. *Applied Energy* 2015; 137:511–536.
- [5] Fan Ni., Hugo S. Caram, Analysis of pumped heat electricity storage process using exponential matrix solutions. *Applied Thermal engineering* 2015; 84:34–44.
- [6] Ardizzon G., Cavazzini G., Pavesi G. A new generation of small hydro and pumped hydro power plants: Advances and future challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2014; 31:746–761.
- [7] Everett B., Boyle G. *Energy Systems and Sustainability: Power for a sustainable future*. Oxford University Press; 2012.
- [8] Michaelides E. *Alternative Energy Sources*. Springer; 2012.
- [9] Foley A. M., Leahy P. G., Li K. et al. A long-term analysis of pumped hydro storage to firm wind power. *Applied Energy* 2015; 137:638–648.
- [10] Ming Z., Zhang K., Liang W. Study on unit commitment problem considering wind power and pumped hydro energy storage. *Electrical Power and Energy Systems* 2014; 63:91–96.
- [11] Perez-Diaz J. I., Chazarra M., Garcia-Gonzalez J. et al. Trends and challenges in the operation of pumped-storage hydropower plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015; 44:767–784.
- [12] Connolly D., Lund H., Finn P. et al. Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilizing electricity price arbitrage. *Energy Policy* 2011; 39:4189–4196.
- [13] Paine N., Homans F. R., Pollak M. et al. Why market rules matter: Optimizing pumped hydroelectric storage when compensation rules differ. *Energy Economics* 2014; 46:10–19.
- [14] Ma T., Yang H., Lu L., Peng J. Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Honk Kong. *Renewable Energy* 2014; 69:7–15.
- [15] About the hydroelectric storage plant: http://www.cleanenergyactionproject.com/CleanEnergyActionProject/CS.Bath_County_Pumped_Storage_Station___Pumped_Storage_Hydropower_Case_Studies.html [19.09.2015.].
- [16] Rehman S., Al-Hadhrami L. M, Md. Mahkub A. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015; 44:586–598.

- [17] Murage M. W., Anderson C. L. Contribution of pumped hydro storage to integration of wind power in Kenya: an optimal control approach. *Renewable Energy* 2014; 63:698–707.
- [18] Transmission grid operator annual report. Latvia; 2013.
- [19] Electrical power transmission and distribution losses: http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS?order=wbapi_data_value_2012+wbapi_data_value+wbapi_data_value-last&sort=asc.
- [20] Zoss T., Dace E., Blumberga D. Modeling a power-to-renewable methane system for an assessment of power grid balancing options in the Baltic States' region. *Applied Energy* 2016; 170:278–285.
- [21] Underground storage sites for natural gas in Europe: <http://www.gasinfocus.com/en/indicator/underground-storage-sites-for-natural-gas-in-europe/#> [14.09.2015.].
- [22] Description of storage facility: <http://www.lg.lv/?id=194&lang=eng>.
- [23] Arántegui R. L., Leahy F. P. Pumped-hydro energy storage: Analysis of the potential for transformation of non-hydropower dams and reservoir hydropower schemes into pumping hydropower schemes in Europe. JRC; 2012.
- [24] Graabak I., Bakken B. H., Feilberg N. Zero Emission Building and Conversion Factors Between Electricity consumption and Emissions of Greenhouse Gases in a Long Term Perspective. *Environmental and Climate Technolgies* 2014; 13:12–19.
- [25] Short Assessment of Renewable energy resources. Eurostat; 2013.
- [26] Bolonina A., Bolonins G., Blumberga D. Analysis of the Impact of Decreasing District Heating Supply Temperature on Combined Heat and Power Plant Operation. *Environmental and Climate Technolgies* 2014; 14:41–46.
- [27] Hydropower facility owner Latvenergo: <http://www.latvenergo.lv/hesture/> [14.09.2015.].
- [28] Operation rules of Pļaviņas, Ķegums and Riga Hydro power stations. 2012.
- [29] Permission of Water Sources Operation Nr. MA 10DU0019, 2010: https://www.latvenergo.lv/files/news/PHES_URLA_2010.pdf.
- [30] Krajacic G., Loncar D., Duic N., Arantegui L. R., Loisel R., Raguzin I. Analysis of financial mechanisms in support of new pumped hydropower storage projects in Croatia. *Applied Energy* 2013; 101:161–171.

5. Elektroenerģijas uzkrāšanas modelēšana no neregulāriem atjaunojamajiem enerģijas resursiem

M. Rošā, F. Romagnoli, J. Gušča, D. Blumberga

levads

Saskaņā ar Eiropas Savienības direktīvu [1] ir noteikts mērķis līdz 2020. gadam panākt 20 % atjaunojamo energoresursu īpatvaru enerģijas galapatēriņā. Šādi atjaunojamie resursi, piemēram, vēja un saules enerģija, pēc savas dabas ir stohastiski, tādēļ enerģijas pārvaldības sistēma ir nepieciešama, lai saglabātu elektroenerģijas tīkla kvalitāti.

Kousksou un citi [2] ierosina pārskatīt tehnoloģiju stāvokli visbiežāk izmantotajām enerģijas uzglabāšanas sistēmām, tostarp to uzglabāšanas īpašībām, pašreizējam stāvoklim rūpniecībā un gatavības pakāpei. Saskaņā ar Kousksou [2] pētījumu visas šīs tehnoloģijas tiek analizētas, vērtējot iespējas tās izmantot kopā ar atjaunojamās enerģijas tehnoloģijām. Galvenās īpašības ir noteiktas šādām tehnoloģijām:

- uzglabāšana ūdens krātuvēs (angļu val. *Pumped Hydro Storage* jeb PHS);
- saspiesta gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēma (angļu val. *Compressed air energy storage system* jeb CAES);
- spararata enerģijas uzglabāšana (angļu val. *Flywheel energy storage* jeb FES);
- enerģijas uzglabāšana akumulatoros (angļu val. *Battery energy storage*);
- uz ūdeņradi balstīta enerģijas uzglabāšanas sistēma (angļu val. *Hydrogen-based energy storage system* jeb HESS);
- enerģijas uzglabāšana plūsmas akumulatorā (angļu val. *Flow battery energy storage* jeb FBES);
- enerģijas uzglabāšana kondensatoros un superkondensatoros (angļu val. *Capacitor and supercapacitor energy storage*);
- supravadītspējas magnētiskā enerģijas uzglabāšana (angļu val. *Superconducting magnetic energy storage* jeb SMES).

Pētījumā sniegts pārskats par šo tehnoloģiju īpašībām, tomēr tas neietver dažādu sistēmu salīdzinājumu. Turklāt nav analizēta singāzes ražošanas tehnoloģija, kurā elektroenerģiju kopā ar CO₂ izmanto sintētiskā metāna ražošanai. Sīkāka informācija par sintētiskā metāna ražošanu ir sniegta turpmāk šajā rakstā.

Ibrahims un citi zinātnieki [3] uzsver nepieciešamību uzglabāt enerģiju, lai stiprinātu enerģijas tīklus un uzturētu slodzes līmeni. Tur svina baterijas ir aprakstītas kā vispopulārākais enerģijas uzglabāšanas risinājums, tomēr tās nevar izturēt ātruma izmaiņas vai uzglabāt lielu enerģijas daudzumu nelielos daudzumos, tādēļ citas tehnoloģijas (ūdeņraža enerģijas uzkrāšanas sistēmas, saspiestā gaisa enerģijas uzglabāšana, spiararata enerģijas uzglabāšana un uzglabāšana ūdens krātuvēs) kļūst arvien populārākas [3], [4]. Tehnoloģiju salīdzināšanai tiek izmantotas piecas galvenās īpašības [3]:

- jaudu salīdzinājums dažādām lietojuma jomām;
- uzglabāšanas sistēmu energoefektivitātes salīdzinājums (katram ciklam);
- investīciju izmaksu salīdzinājums;
- ieguldījumu izmaksu salīdzinājums par uzlādes un izlādes ciklu;
- salīdzinājums, balstoties uz masas vai tilpuma blīvumu.

Enerģijas pārvaldība elektrotīklos

Tīkla enerģijas pārvaldības sistēmas, kuras varētu izmantot Baltijas valstīs, ir analizētas nākamajās nodaļās. Tās ietver slodzes pārvaldības sistēmas ar uzglabāšanas ūdens krātuvēs tehnoloģijām, pieprasījuma reakcijas sistēmas (pieprasījums tiek mainīts laikā, vai patērētāju ierīces tiek ieslēgtas, ja ir pieejama pārpalikuma enerģija), saspiestā gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēmas un sintētiskā metāna ražošana.

Uzglabāšanas ūdens krātuvēs (PHS) sistēma

Uzglabāšana ūdens krātuvēs ir vispopulārākā un visattīstītākā elektroenerģijas uzglabāšanas tehnoloģija. Tā veido 120 GW uzstādīto jaudu visā pasaulē un pārstāv apmēram 99 % no visām uzglabāšanas sistēmām. Uzglabāšanu ūdens krātuvēs izmanto kā enerģijas avotu, lai kompensētu vēja enerģijas trūkumus. PHS noturību un ilgizturību var pierādīt ar faktu, ka pirmajā ekspluatācijā esošā stacija tika pabeigta 1904. gadā un tā joprojām darbojas [5]. PHS ir metode, kā uzglabāt un ražot elektroenerģiju, lai piķa stundās nodrošinātu augstu pieprasījumu, sūkņējot ūdeni no zemākā rezervuāra uz augšējo rezervuāru [2]. Sūkņis paceļ ūdeni no apakšējā rezervuāra, jūras vai upes, vai mākslīgā baseina, uz augšējo rezervuāru, izmantojot enerģijas pārpalikumu, ko saražojusi saules un vēja enerģija. Sūkņi tiek aktivizēti periodos, kad elektroenerģijas cena ir zemāka. Ja enerģijas pieprasījums ir augsts, ūdens plūst no augšējā

rezervuāra uz apakšējo rezervuāru, elektrības ražošanai iedarbinot turbīnas [6].

Saskaņā ar Honkongas Politehniskās universitātes zinātnieku pētījumu [7] ir divi PHS sistēmu risinājumi. Visvairāk izmantota ir dubultslūžu sistēma, jo tajā ir vieglāk stabilizēt jaudu un frekvenci, jo vienlaikus notiek uzlāde un izlāde. Viena slūžas sistēma izmanto apgrieztu sūkni – turbīnu komplektu, un vienlaicīga uzlāde un izlāde nav iespējama. Dīns (*Deane*) un citi pētnieki [8] ierosina šādu klasifikāciju: nesajaukta PHES (pazīstami arī kā “slēgtās cilpas” (angļu val. *closed-loop*) vai “bezsaistes” (angļu val. *off-stream*)) un atpakaļgaitas sūkņa PHS. Nesajauktie PHES balstās tikai uz ūdeni, kas ir sūknēts no zemākā rezervuāra uz augšējo rezervuāru. Atpakaļgaitas sūkņi PHES, lai ražotu enerģiju, izmanto kombinētu sūkņētu ūdeni un dabisko pieplūdi.

Sistēma, ko var pielāgot Baltijas valstīm, ietver jau uzstādīto hidroelektrostaciju izmantošanu. Atkarībā no plānotā ieguldījumu apjoma var būt divi risinājumi. Ņemot vērā mazos ieguldījumus, balansēšanu var veikt, pārtraucot lielāko hidroelektrostaciju darbību un vēja spēkstacijas uzturēt pie maksimālās pieejamās enerģijas un atbrīvot jaudu, ja tai trūkst jaudas, tādējādi palielinot vēja elektrostacijas jaudas koeficientu. Jāatzīmē, ka šajā gadījumā hidroelektrostacijai jābūt konstruētai tādā veidā, lai tā darbotos šādos apstākļos, jo dažas stacijas varētu būt paredzētas tikai darbam nemainīgā ātrumā. Latvijā lielākās hidroelektrostacijas tiek būvētas Daugavas krastā, un saskaņā ar to tehniskajām specifikācijām tās ir paredzētas maksimālās jaudas nodrošināšanai, tāpēc tās var izmantot līdzsvarošanas vajadzībām. Šādas sistēmas trūkums ir tas, ka tā ir pasīva. Viens no risinājumiem būtu izmantot vienus un tos pašus rezervuārus, uzstādot papildu sūkņus, lai nodrošinātu lielāku pieprasījumu, ja tiklā rodas enerģijas pārpalikums.

Cits risinājums ietver pieejamās ūdens krātuvju uzglabāšanas sistēmas izmantošanu ārvalstīs. Risinājums ir analizēts SINTEF pētījumā [9], kurā tiek imitēti divi scenāriji: no tikla tika atdalīti 209 MW liels vēja parks un seši vēja parki ar kopējo jaudu 2 GW. Šajā gadījumā slodzes līdzsvarošanu nodrošināja starpsavienojumi starp valstīm. Izmantoja hidroelektrostacijas Norvēģijā. Simulācijai izmantoti ievades dati no Vācijā izvietotajiem vēja parkiem un pieejamo augstsprieguma līdzstrāvas HVDC kabeļu jaudas starp valstīm, kas ir 1,9 GW. Pētījumi parādīja, ka abos scenārijos ir iespējams stabilizēt tīklu.

Djuks (*Duque*) un citi pētnieki [10] analizēja faktiskos datus un MATLAB simulāciju no vēja parka kopā ar PHS.

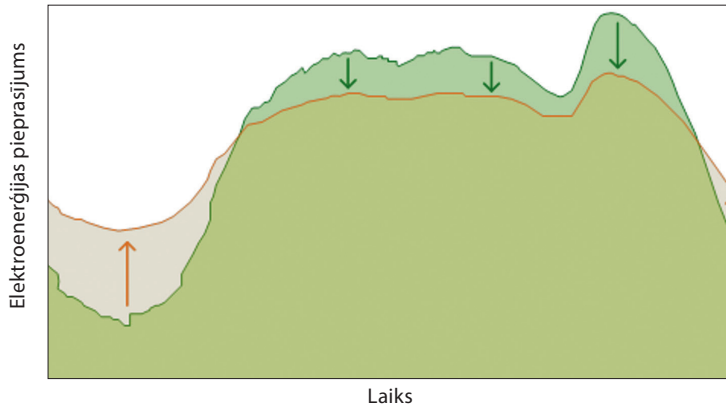
Rezultāti parādīja, ka jebkurā laikā palielinās kopējā saražotā enerģija, ja abas sistēmas darbojas kopā. Saražotās elektroenerģijas pieaugums ir no 9 % līdz 133 % atkarībā no sezonas un laikapstākļiem.

Pieprasījuma reakcija

Viedais tīkls ir jēdziens, kas ietver elektroenerģijas piegādāšanu regulārā un viedā veidā [11]. Pieprasījuma reakcija (PR) piedāvā klientiem plašu potenciālo ieguvumu no sistēmas darbības un paplašināšanas, kā arī tirgus efektivitātes [11]. PR var samazināt sistēmas maksimālo slodzi, tādējādi samazinot risku, ka sistēma var saskarties ar piespiedu pārtraukumiem un elektroenerģijas pārtraukumu [12]. PR atsaucas uz “galalietotāju elektrības lietošanas izmaiņām, reaģējot uz elektroenerģijas cenu izmaiņām laika gaitā, vai stimulējošiem maksājumiem, kas paredzēti, lai izraisītu zemāku elektroenerģijas patēriņu laikā, kad ir augstas vairumtirdzniecības tirgus cenas vai kad sistēma darbība tiek apdraudēta” [13]. Pirmajā scenārijā pieprasījums reaģē uz tirgus cenu, un attiecīgi elektriskās ierīces tiek ieslēgtas vai izslēgtas. Cits koncepts piedāvā risinājumu, kurā elektroenerģijas piegādātājam ir līgums ar patērētāju, kas ļauj patērētājam atslēgt komunālos pakalpojumus saskaņā ar nosacījumiem, par kuriem puses ir vienojušās. Vispārīgi runājot, emisiju samazinājums un energoefektivitāte ir divi galvenie ieguvumi no viedā tīkla [14]. Papildus elektroenerģijas tīkla stabilizēšanai pieprasījuma reakcijas programmas var dot finansiālu labumu elektroenerģijas patērētājiem. Veiksmīgas programmas rāda, ka viedo tīklu tehnoloģiju apvienotā izmantošana ar PR programmām ļauj komunālajiem uzņēmumiem gūt ievērojamus ietaupījumus [13]. Tradicionālo ģeneratoru elastīgumu ierobežo tehniskie ierobežojumi, piemēram, novirzīšanas ātrums, energosistēmas uzticamība, izmantojot tikai ražošanu, elastība kļūst tehniski pārāk ierobežota, un tas potenciāli apdraud efektivitāti [15].

Viedie tīkli un reakcija uz pieprasījumu var kļūt nozīmīgāki, ja elektroenerģijas tīklos ieviesīs lielu skaitu elektrisko transportlīdzekļu. Nekontrolēta vai neplānota transportlīdzekļu uzlāde var palielināt mājtsaimniecību enerģijas pieprasījumu maksimumu un elektriskās sadales tīkla kļūmes risku [16]. Lai mazinātu šo ietekmi, patērētāji, kas izmanto lielas jaudas elektriskās ierīces, tiek aicināti iesaistīties pieprasījuma reakcijas programmās, lai izvairītos no enerģijas izmantošanas pīķa stundās un izmantotu sadalītu komunālo pakalpojumu. 5.1. attēls ilustrē slodzes maiņu, kur zaļā zona attēlo enerģijas patēriņu bez

pieprasījuma reakcijas, un oranžā zona atspoguļo mainīto jaudas likni. Var redzēt, ka šādā darbības režīmā arī maksimālā jauda tiek samazināta. Reālajā elektroenerģijas sistēmā ar PR ražošanas resursus var aizstāt ar pieprasījuma resursiem [12].



5.1. att. Elektribas pieprasījuma izmaiņas [14].

Atjaunojamo energoresursu neregularitātes sekas var samazināt, īstenojot (1) pieprasījuma reakciju, (2) prognozējot vēja enerģijas modeļus un (3) izmantojot fiziski īstenojamus, dinamiskus modeļus paredzamajam pieprasījumam, vēja enerģijai un tradicionālajām jaudas stacijām [18]. Gadījuma izpēte [19] parādīja, ka ierosinātā metode ir fiziski īstenojama un, ja to izmanto ar elastīgu pieprasījumu, vēja enerģija elektroenerģijas ražošanā var tikt izmantota pat līdz 50 %. Broera pētījumā [20] tika simulēta sistēma ar 35 MW vēja enerģiju un 10 000 mājsaimniecību ar HVAC (*Heating, ventilation and air conditioning*) kā galvenajiem patērētājiem. Rezultāti liecina, ka pieprasījuma reakcija var netraucēti darbināt tīklu, tomēr līdzsvarošanas efekts pazūd, ja ilgstoši tiek novēroti pastāvīgi augsti vai mazi enerģijas ražošanas apjomi. Salīdzinot ar PHS un CAES, pastāv nenoteiktība un neparedzēti pieprasījuma resursi, kas var izraisīt ievērojamas problēmas energosistēmā, kad klienti ar nestabilu un neparedzamu uzvedību piedalās PR tirgū [12]. Tādēļ galvenais secinājums ir integrēt dažādas ierīces, kurām ir atšķirīga jauda un apstākļi, kādos tās darbojas.

Saspiesta gaisa enerģijas uzglabāšana

Enerģijas pārpalikumu var izmantot arī elektroenerģijas kompresoriem, tādēļ brīvo enerģiju uzglabā saspiestajā gaisā, ko var izmantot vēlāk, ja ražošana ir mazāka par pieprasījumu.

Saspiesta gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēma (CAES) ir viena no daudzsološākajām uzglabāšanas tehnoloģijām, pateicoties liellai enerģijas daudzumam, ko var uzglabāt par zemām izmaksām [21]. CAES sistēmas uzglabā saspiesto gaisu lielos rezervuāros, parasti izmantojot esošos ģeoloģiskos veidojumus un konstrukcijas, piemēram, sāls kavas, ūdens nesējslāņus un pamestas raktuves [22]. CAES iekārtas, kuras pašlaik ekspluatē, izmanto pazemes urbumus, lai uzglabātu saspiestu gaisu. Patlaban tās tiek pētītas klinšu alās [23]. Salīdzinājumā ar citām sistēmām fakts, ka šīs struktūras jau pastāv, samazina kapitālizmaksas. Ir divu veidu saspiestā gaisa ES stacijas [24]. Adiabatiskajā procesā siltums no saspiesta gaisa tiek uzglabāts un izmantots izplūdes režīmā, tas ļauj piegādāt siltumu, kad tas nepieciešams izplešanās procesam [25].

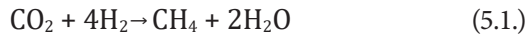
Diabatiskajā procesā gāzei ir jāapsilda gaiss, lai izvairītos no tā, ka turbīna sasilst gaisa paplašināšanās laikā [26]. Saspiesta gaisa sasildīšanai tradicionālajās CAES ražotnēs izmanto papildu enerģijas avotus, piemēram, dabasgāzi [23]. Adiabatiskās CAES ir sarežģītākas un efektīvākas nekā diabātiskās CAES [26]. CAES sistēmas priekšrocības: liela enerģijas jauda (50–300 MW), ilgs enerģijas uzglabāšanas laiks ($2-50 + h$), ātra palaišana (9 min. avārijas iedarbināšana, 12 min. normāla darbība), ilgs uzglabāšanas laiks (vairāk nekā gadu) un samērā augsta efektivitāte (60–80 %) [27].

CAES kā alternatīva ūdens krātuvju uzglabāšanai ir daudzsološa enerģijas uzglabāšanas metode, kurai ir augsta drošuma pakāpe, labs ekonomiskais pamatojums un maza ietekme uz vidi [28]. Šai metodei ir lielāka izvietojuma elastība salīdzinājumā ar PHS un relatīvi zemas ieguldījumu izmaksas [28]. Saspiesta gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēmas (CAES) tikai nedaudz atpaliek no sūknējamām hidrosistēmām, bet tām tāpat ir arī trūkumi: grūtības atrast piemērotu teritoriju, paildzināts būvniecības laiks un salīdzinoši augstas sākotnējās izmaksas [29].

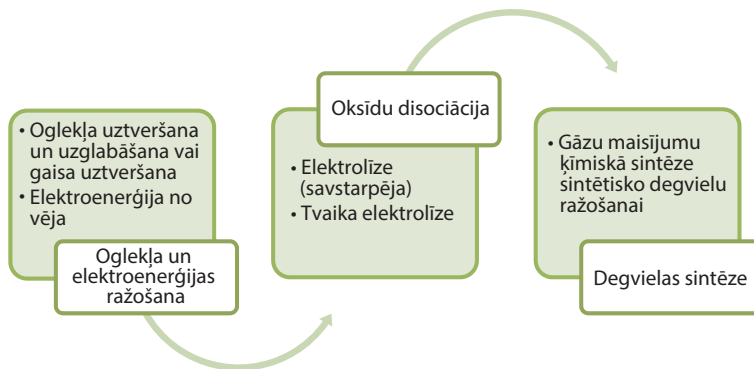
CAES ir modificēta gāzes turbīnu (GT) tehnoloģija, kurā siltā gaisa padeve tiek izmantota elektroenerģijai nemaksimuma stundās. Šis gaiss pēc tam tiek apsildīts un paplašināts gāzes turbīnās, lai ražotu elektroenerģiju maksimālā pieprasījuma stundās [30]. Līdz šim pasaulē ir uzceltas divas šādas stacijas. Abas ir diabātiskas; viena atrodas Vācijā un viena – ASV. To turbīnu jauda attiecīgi ir 390 MW un 110 MW [30]. Runājot par enerģijas uzglabāšanas tehnoloģijas gatavības līmeni, CAES var uzskatīt par ļoti lielu konkurentu ūdens krātuvju uzglabāšanas stacijām.

Sintētiskā dabasgāze (SNG)

Viena no jaunākajām izstrādātajām tehnoloģijām ir sintētiska metāna ražošana. Ūdeņradi ražo, izmantojot papildu elektroenerģiju, un pēc tam sajauc ar CO₂. H₂ reaģē ar CO₂ Sabatjē reakcijā (angļu val. *Sabatier reaction*) (1) un veido metānu [31].



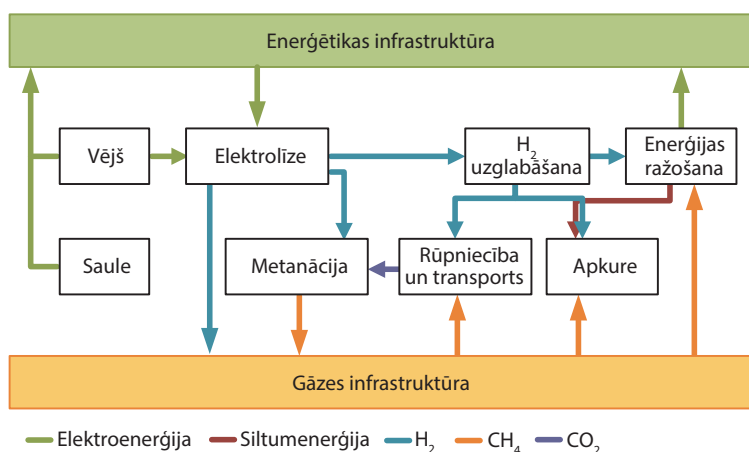
Sintēzes gāzes ražošanu var sadalīt trīs posmos: oglekļa un elektroenerģijas ražošana, oksīdu disociācija un degvielas sintēze (5.2. attēls) [32]. Sintētisko metānu var sadalīt jau pastāvošajā gāzes infrastruktūrā.



5.2. att. Sintētiskā kurināmā ražošana [32].

Papildu ieguvums no šīs sistēmas ir tas, ka, salīdzinot ar citām energosistēmas enerģijas sistēmām, galaproduktu var izmantot ne tikai elektroenerģijas ražošanai, bet arī citiem mērķiem. Sintezētā gāze var būt transportlīdzekļu, katlu māju vai koģenerācijas staciju elektroenerģijas avots. Elektroenerģijā to var pārveidot parastās ar dabasgāzi darbināmās elektrostacijās (piemēram, GT (gāzes turbīnu) vai CCGT (kombinētā cikla gāzes turbīnu) stacijās) [26]. Šī energosistēma apvieno elektroenerģijas infrastruktūru ar gāzes infrastruktūru, kā tas redzams 5.3. attēlā. Tā kā metāns tiek izmantots kā uzglabāšanas līdzeklis, var izmantot esošo dabasgāzes uzglabāšanas un sadales krātuvi, tādējādi mazinot dažas būtiskas problēmas, kas saistītas ar periodisku atjaunojamās elektroenerģijas piegādi [26].

Jānorāda, ka transporta nozare patērē 19 % no enerģijas resursiem un veido 23 % no CO₂ emisijām [32]. Tā kā CO₂ ir viens no galvenajiem sintētiskā metāna ražošanas komponentiem, var pieņemt, ka tiek radīta CO₂ neitrāla degviela. Tādēļ SNG tehnoloģiju izmantošana samazina emisijas divos



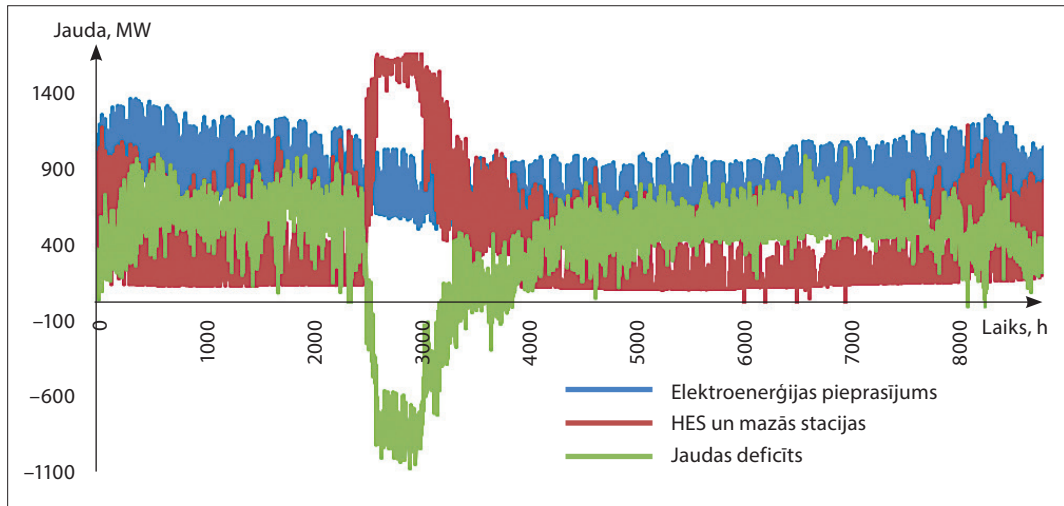
5.3. att. "Energijas no gāzes" infrastruktūra [33].

posmos – ļauj uzglabāt pārpalikušo elektroenerģiju, kas iegūta no atjaunojamajiem enerģijas avotiem, un izmanto CO₂ emisijas, kas citādi nebūtu izmantotas.

Akumulācijas sistēmas nepieciešamības analīze Baltijas valstīs

Nosakot enerģētiskā pārvaldības un uzkrāšanas sistēmu galvenās īpašības, ir svarīgi aprakstīt Baltijas valstu uzkrāšanas sistēmas nepieciešamību (apjomu, pieejamību, elektroenerģijas ražošanas īpatnības). Lai to izdarītu, ir apkopoti Latvijas pārvades sistēmas dati. Mērķis ir aizstāt visu Latvijā importēto elektroenerģiju un koģenerācijas stacijās (> 10 MW) ieviest vēja enerģiju. Datu ierobežojumu dēļ tika izvēlēts scenārijs ar 100 % vēja enerģijas ražošanu. Pētījumā nav iekļauta saules enerģija, jo trūkst datu. Ar informāciju par faktisko elektroenerģijas pieprasījumu, elektroenerģiju no mazas jaudas (<10 MW) stacijām un hidroenerģiju katrā 2013. gada stundā, ir iespējams aprēķināt enerģijas daudzumu, kas jāaizstāj ar vēja enerģiju. Tas ir parādīts 5.4. attēlā, kur zaļā līnija parāda, cik daudz enerģijas vajadzētu iegūt no vēja elektrostacijām. Maksimālais jaudas deficīts (starpība starp pieprasījumu un faktisko elektroenerģijas ražošanu) saskaņā ar 2013. gada datiem ir 1020 MW. Var redzēt arī to, ka pavasarī no augsta spiediena procesu tehnoloģijām (HPP) un mazajām hidroelektrostacijām enerģija pilnībā aptver pieprasījumu. Tas ir balstīts uz faktu, ka ūdens plūsma hidroelektrostacijām palielinās sniega un ledus kušanas dēļ, tāpēc ūdens uzglabāšana aiz ūdenstilpēm nav iespējama.

Kopējais energoapgādes deficīts saskaņā ar šiem datiem būtu 3432 GWh. Tas aprēķināts, saskaitot deficītu, kurš radies katru



stundu gada laikā. Ņemot vērā kopējo nepilnību un jaudas koeficientu, ir iespējams aprēķināt nominālo jaudu, kas atbilstu pieprasījumam $\sim 2,3$ GW. Vēja parks ar nominālo jaudu 2,3 GW radītu pārpalikuma enerģiju, ko aprēķina, reizinot nominālo jaudu ar jaudas koeficientu un izsakot pieprasījumu. Saskaitot enerģijas pārpalikuma datus ik pēc stundas, ir iespējams atspoguļot enerģijas uzglabāšanas izmantošanu (5.2.).

$$y = \sum_{i=0}^n f(x_i), \quad (5.2.)$$

kur

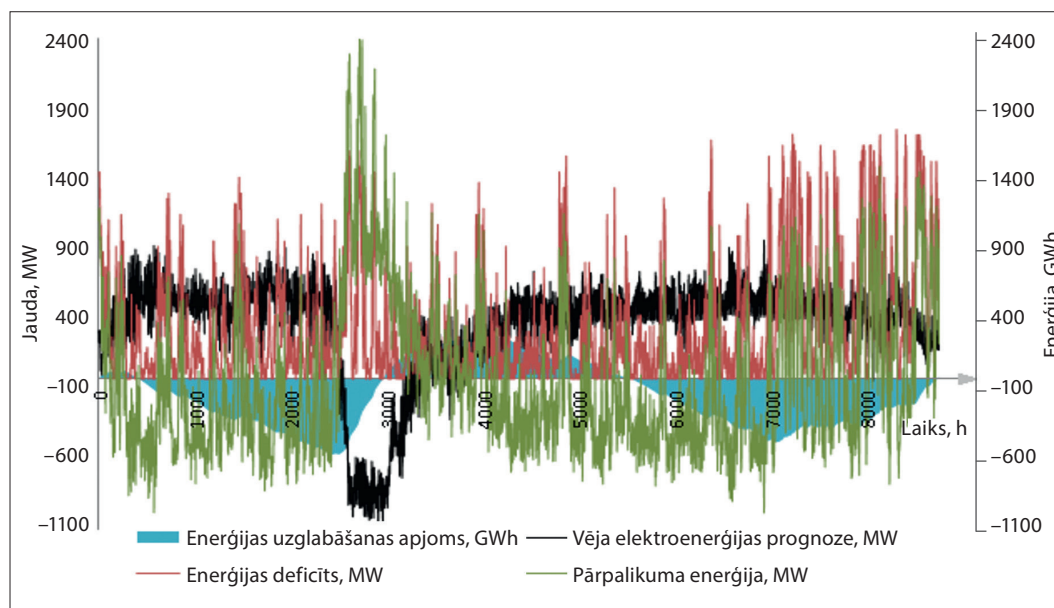
- y – enerģijas pārpalikuma summa;
- $f(x_i)$ – pārpalikuma enerģija noteiktā brīdī;
- n – kopējais punktu skaits,

Augošā enerģijas uzkrāšanas tendences līnija attēlo uzglabāšanas uzpildes līmeni. Rezultātus var redzēt 5.5. attēlā. Krātuvē tiek uzkrāta enerģija, ja ir pieejams enerģijas pārpalikums. Enerģijas trūkuma laikā tiek izmantota uzkrātā enerģija (samazinās enerģijas uzglabāšanas apjoma tendences līnija).

Maksimālo nepieciešamo krātuves apjomu noteiktos apstākļos var aprēķināt, atņemot minimālo vērtību no maksimālās vērtības, kas ir 889 GWh.

Balstoties uz literatūras pārskatu un nepieciešamo glabāšanas jaudu, daudzlīmeņu analizē tika izskatītas četras enerģijas uzkrāšanas metodes, kas ir visvairāk piemērotas konkrētajā reģionā:

5.4. att. Elektroenerģijas pieprasījums, ražošana un deficīts 2013. gadā Latvijā.



5.5. att. Enerģijas uzglabāšana tīklā (aprēķinātais lielums).

- 1) uzglabāšana ūdens krātuvēs;
- 2) saspiesta gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēma;
- 3) sintētiskā dabasgāze;
- 4) uz ūdeņradi balstīta enerģijas uzglabāšanas sistēma.

PHS un CAES ir viskonkurētspējīgākās tehnoloģijas. PHS var uzstādīt, izmantojot jau izveidotās struktūras lielākajās HES Baltijas valstīs Daugavas krastā. Igaunijā ir potenciāls būvēt CAES, izmantojot vecās degslānekļa ieguves alas, bet Latvijā – izmantojot urbumus Kurzemes reģionā vai netālu no Dobeles. Latvija un Lietuva lielā mērā ir atkarīgas no importētās Krievijas dabasgāzes. Krievijai ir liela infrastruktūra, lai to izplatītu: to pašu tīklu var izmantot, lai izplatītu sintētisko metānu. Ūdeņradis tiek izmantots, jo tā ir labi attīstīta tehnoloģija. Turklāt transporta nozarē ražo arvien vairāk H_2 transportlīdzekļos. Skaidrs, ka PHS, CAES, H_2 un SNG ir vienīgās uzglabāšanas tehnoloģijas, kas pieejamas lielai jaudai un enerģijas ietilpībai [34].

Izmaksas

Saskaņā ar [34] PHS kapitālizmaksas svārstās no 443 EUR/kW līdz 1477 EUR/kW, CAES – no 295 EUR/kW līdz 1477 EUR/kW un no 370 EUR/kW līdz 1107 EUR/kW HESS. Tehniskās apkopes un ekspluatācijas izmaksas saskaņā ar to pašu dokumentu atšķiras no 3,7 EUR/kWh līdz 74 EUR/kWh, no 1,6 EUR/kWh līdz 74 EUR/kWh un no 7,4 EUR/kWh līdz 15 EUR/kWh attiecīgi

PHS, CAES un HESS. Avots [35] sniedz šādus rādītājus: PHS – no 10 EUR/kWh līdz 70 EUR/kWh, CAES – 3 EUR/kWh līdz 170 EUR/kWh un HESS 2 EUR/kWh līdz 15 EUR/kWh (sk. 5.1. tabulu).

Tā kā vidējā vērtība var nebūt reprezentatīva, jo dažās sistēmās diapazons no minimālās līdz maksimālajai vērtībai ir ļoti liels, bet citiem – mazs, tiek pieņemts lēmums, izmantojot literatūras avotos, ka par pieejamo minimālo vērtību tiek pieņemta vidējā vērtība. Tiek izmantots valūtas maiņas kurss 0,7352 par USD pret EUR. SNG no visām salīdzinātajām tehnoloģijām ir visjaunākā, un informācija par tehnoloģiju izmaksām ir niecīga, tāpēc tiek pieņemts, ka izmaksas ir proporcionāli lielākas kā HESS tehnoloģijām ar koeficientu 0,883, saglabājot efektivitātes attiecības abās tehnoloģijās.

5.1. tabula

Enerģijas uzglabāšanas sistēmu kapitālizmaksas un tīkla uzturēšanas izmaksas

Tehnoloģija	Kapitālizmaksas, EUR/kW	Apkopes un ekspluatācijas izmaksas [34], EUR/kWh	Apkopes un ekspluatācijas izmaksas [35], EUR/kWh
PHS	443–1477	3,7–74	10–70
CAES	295–1477	1,6–74	3–170
HESS	370–1107	7,4–15	2–15

Tehnoloģijas gatavības līmenis

Tehnoloģijas gatavības līmenis tiek piešķirts saskaņā ar Kousksou pētījumā [2] atrodamo skalu (sk. 5.2. tabulu). Tehnoloģijas gatavības līmeni nosaka tas, vai tehnoloģija ir agrīnā pētījumu un attīstības stadijā, vai arī tā jau ir labi attīstīta un komerciāli izmantota.

5.2. tabula

Energoresursu uzglabāšanas sistēmas gatavības koeficienti

Gatavības koeficienti	Vērtība
Attīstības stadijā	1
Demonstrēšanas stadijā	2
Attīstītā stadijā	3
Komerציālā stadijā	4
Nobriedušā stadijā	5

Efektivitāte

Saskaņā ar [34] PHS efektivitāte ir aptuveni 70 % līdz 80 %, CAES – 41 % līdz 75 %, HESS – 34 % līdz 44 % un SNG – 30 % līdz 38 %. Avotā [2] ir minētas šādas efektivitātes: 75–85 % PHS, 50–89 % CAES un 75–85 % HESS. Nedaudz atšķirīga informācija ir avotā [35]: PHS – 65 % līdz 80 %, CAES – 70 % līdz 73 %, HESS – 35 % līdz 42 %. Vidējās efektivitātes aprēķināšanai tiek izmantota līdzīga pieeja, kā tas bija, piemēram, vidējām izmaksām, tāpēc tiek izmantotas tikai maksimālās vērtības, izveidojot vislabāko pieejamo tehnoloģiju scenāriju ar viszemākajām izmaksām.

Dzīves ilgums

Saskaņā ar avotiem [35], [2] un [34] PHS kalpošanas laiks ir 30 līdz 60 gadi, CAES – 30 līdz 40 gadi, HESS – 5 līdz 15 gadi. Vidējo vērtību aprēķina katrai tehnoloģijai, ņemot abus ierobežojošos skaitļus un dalot tos ar divi. Tiek uzskatīts, ka sintētiskās gāzes tehnoloģiju izmantošanas laiks ir vienāds ar HESS, jo abas tehnoloģijas ietver ūdeņraža ražošanu.

Krātuves ietilpība

Saskaņā ar avotiem [35], [2] un [34] PHS uzglabāšanas jauda ir 500 MWh līdz 10 GWh, CAES – 580 MWh līdz 286 MWh, HESS un SNG tehnoloģijām ir ļoti līdzīgas jaudu robežas: no 1 MWh līdz vairāk nekā 100 GWh. Tā kā diapazons ir no dažiem simtiem MWh līdz vairāk nekā 100 GWh, tas atstātu lielu un nesamērīgu ietekmi uz daudzkritēriju analīzi, tādēļ tiek noteikta skala un analizēti dati, izmantojot koeficientu (sk. 5.3. tabulu).

5.3. tabula

Krātuves lieluma koeficienti

Krātuves izmērs	Krātuves jaudas diapazons	Vērtība
Maza	<100 MWh	1
Vidēja	100 MWh – 10 GWh	2
Liela	10 GWh – 100 GWh	3
Ļoti liela	>100 GWh	4

Metodoloģija

Pētījumā tiek izmantota daudzkritēriju analīzes metode TOPSIS. TOPSIS ir klasiska daudzkritēriju lēmumu pieņemšanas metode (MCDM). To izstrādāja Hwang (*Hwang*) un Juns (*Yoon*) [36], un šo metodi izmanto dažādās jomās, sākot no būvniecības un attīstības [37] līdz kosmosa kuģim [38].

Datu analīze ir balstīta uz lēmumu pieņemšanas matricu (sk. 5.6. attēlu) ar n vērtēšanas kritērijiem (x_j) un m alternatīvām (A_i). Šajā gadījumā tiek izmantotas četras alternatīvas – PHS, CAES, SNG, HESS – un seši vērtēšanas kritēriji: kapitāla izmaksas EUR/kW, uzturēšanas izmaksas EUR/kWh, tehnoloģiju gatavības līmenis (vērtībās no 1 līdz 5), efektivitāte (%), kalpošanas laiks (gadi) un uzglabāšanas jauda (skalā no 1 līdz 4).

$$\begin{matrix}
 & x_1 & x_2 & \cdots & x_j & \cdots & x_n \\
 A_1 & x_{11}^k & x_{12}^k & \cdots & x_{1j}^k & \cdots & x_{1n}^k \\
 A_2 & x_{21}^k & x_{22}^k & \cdots & x_{2j}^k & \cdots & x_{2n}^k \\
 \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\
 A_i & x_{i1}^k & x_{i2}^k & \cdots & x_{ij}^k & \cdots & x_{in}^k \\
 \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\
 A_n & x_{n1}^k & x_{n2}^k & \cdots & x_{nj}^k & \cdots & x_{nm}^k
 \end{matrix}$$

5.6. att. TOPSIS lēmumu pieņemšanas matrica.

$\{A_1, A_2, \dots, A_i, \dots, A_n\}$ ir alternatīvas. Kritēriji, pēc kuriem tiek vērtētas alternatīvas, tiek attēlotas kā $\{x_1, x_2, \dots, x_i, \dots, x_n\}$. Lēmumu pieņemšanas matrica ar datiem par šo pētījumu ir parādīta 5.4. tabulā.

5.4. tabula

Lēmumu pieņemšanas matrica

	Kapitālizmaksas, EUR/kW	Apkopes izmaksas, EUR/kWh	Tehnoloģiju gatavības līmenis, 1–5	Efektivitāte, %	Dzīves ilgums, gadi	Krātuves ietilpība, 1–4
PHS	441	6,84	5	80	45	2
CAES	294	2,23	3	74	35	2
SNG	415	5,29	3	38	10	4
HESS	367	4,68	4	43	10	3
Svars	0,3	0,2	0,1	0,15	0,05	0,2

Kritērijiem ir dažādi lielumi; tādēļ, lai varētu izmantot šos datus analīzei, ir nepieciešama kritēriju vērtības normalizēšana.

Šajā gadījumā normalizētās vērtības (b_{ij}) tika iegūtas, izmantojot Jitlera–Kerta (1969) lineārās normalizācijas metodi (angļu val. *Jüttler's–Körth's (1969) linear normalization method*) (5.3.), (5.4.).

$$b_{ij} = \frac{\max x_{ij} - x_{ij}}{\max x_{ij} - \min x_{ij}}, \quad (5.3.)$$

Formulu izmanto, ja ir vēlamas maksimālās x_{ij} vērtības.

$$b_{ij} = \frac{x_{ij} - \min x_{ij}}{\max x_{ij} - \min x_{ij}}, \quad (5.4.)$$

Normalizētie dati arī tiek sakārtoti matricā, un tad tie tiek svērti, reizinot tos ar kritēriju svāriem (w_j) (sk. 5.7. attēlu).

5.7. att. Normalizētā un svērto datu matrica.

$$\begin{matrix} & w_1 b_1 & w_2 b_2 & \cdots & w_j b_j & \cdots & w_n b_n \\ \begin{matrix} A_1 \\ A_2 \\ \vdots \\ A_i \\ \vdots \\ A_n \end{matrix} & \begin{bmatrix} w_1 b_{11}^k & w_2 b_{12}^k & \cdots & w_j b_{1j}^k & \cdots & w_n b_{1n}^k \\ w_1 b_{21}^k & w_2 b_{22}^k & \cdots & w_j b_{2j}^k & \cdots & w_n b_{2n}^k \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ w_1 b_{i1}^k & w_2 b_{i2}^k & \cdots & w_j b_{ij}^k & \cdots & w_n b_{in}^k \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ w_1 b_{n1}^k & w_2 b_{n2}^k & \cdots & w_j b_{nj}^k & \cdots & w_n b_{nm}^k \end{bmatrix} \end{matrix}$$

TOPSIS analīzes nākamais solis ir pozitīvu un negatīvu risinājumu noteikšana.

Pozitīvs ideāls risinājums (5.5.):

$$A^+ = \max_i w_j b_{ij} \quad (5.5.)$$

Negatīvs ideāls risinājums (5.6.):

$$A^- = \min_i w_j b_{ij} \quad (5.6.)$$

Atdalīšana no pozitīvā ideālā risinājuma (S^+) tiek aprēķināta ar formulu (5.7.):

$$S^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^+)^2}, \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (5.7.)$$

Atdalīšana no negatīvā ideālā risinājuma (5.8.):

$$S^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_{ij} - v_j^-)^2}, i = 1, 2, \dots, m \quad (5.8.)$$

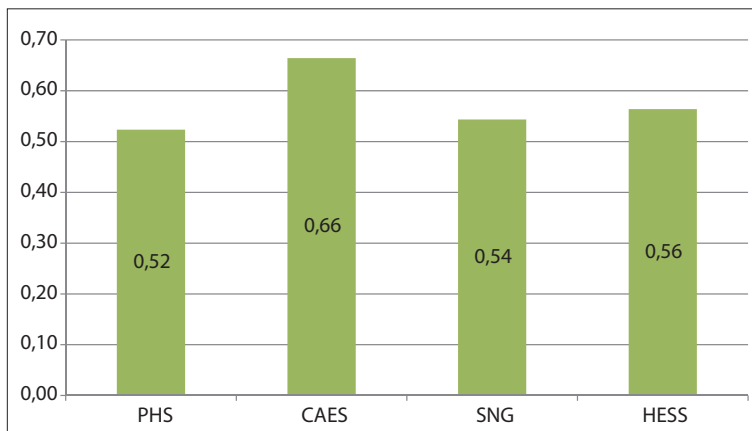
Pēdējais solis ir alternatīvu aprēķināšana relatīvam ideālajam risinājumam (5.9).

$$C_i^* = \frac{S_i^+}{(S_i^+ - S_i^-)}, i = 1, 2, \dots, m \quad (5.9.)$$

Relatīvā tuvība ideālajam risinājumam ir skaitlis robežās no 0 līdz 1. Skaitlis 1 nozīmē, ka alternatīva ir pozitīvs ideāls risinājums, un 0 ir vismazāk vēlamais rezultāts. Jo lielāks skaitlis, jo labāka alternatīva [39].

Rezultāti

Rezultāti rāda (sk. 5.8. attēlu), ka vislabākā alternatīva ir CAES scenārijs ar reitingu 0,66. Tas iespējams tāpēc, ka šai tehnoloģijai ir noteiktas lētākas kapitāla un uzturēšanas izmaksas. Otrais ir HESS variants ar 0,56. SNG un PHS rezultāti ir ļoti tuvu – attiecīgi 0,54 un 0,52.



5.8. att. TOPSIS analīzes rezultāti.

Svērtā koeficienta izvēle ir ļoti svarīga daudzkritēriju analīzes sastāvdaļa. Šajā konkrētajā gadījumā lielāka nozīme ir piešķirta ekonomiskajiem rādītājiem (kapitālizmaksas – 0,3). Apkopes izmaksām kopā ar uzglabāšanas jaudu tika noteikts koeficients – 0,2. Uzglabāšanas ilgums ir svarīga sastāvdaļa, jo nozīmīgai vēja vai saules parku integrēšanai elektrības tīklā ir nepieciešama liela uzglabāšanas kapacitāte. Jo vairāk jaudas var uzglabāt, jo vairāk atjaunojamo resursu var pievienot elektrotīklā, nodrošinot lielāku efektivitāti. Efektivitātes svars ir 0,15, kam seko gatavības

pakāpe ar svaru 0,1 un sistēmas ekspluatācijas laiks ar 0,05. Pēdējam ir vismazākais svars, jo nepārtrauktas attīstības dēļ to var uzskatīt par pozitīvu aspektu. Tas ir tādēļ, ka tehnoloģiju, kuras ekspluatācijas laiks ir īsāks, var vieglāk aizstāt ar efektīvāku tehnoloģiju.

Ir svarīgi atzīmēt, ka šajā analizē tika izmantoti vairāku publikāciju vidējie rādītāji [2], [3], [34], [35], kā arī attiecībā uz dažiem rādītājiem, piemēram, enerģijas uzglabāšanas jaudu un sistēmas izmaksām, vienas tehnoloģijas indikatora vērtība bija ļoti plaša. Šāda pieeja nenoliedzami ietekmēja rezultātus. Pastāv ievērojama atšķirība, vai tiek izmantoti maksimālie, minimālie vai vidējie rādītāji. Piemēram, uzturēšanas izmaksām dažādi avoti norāda dažādas vērtības, sākot no 1,47 EUR/kWh līdz 73,83 EUR/kWh. Tā kā ekonomiskajiem rādītājiem parasti ir lielāka ietekme nekā citiem rādītājiem, ir jāveic papildu pētījumi, lai precizētu, kādas būtu izmaksas Baltijas valstīs esošajām uzglabāšanas sistēmām, ņemot vērā ģeogrāfiskos ierobežojumus un jau pieejamās tehnoloģijas.

Viens no iemesliem, kāpēc HESS un SNG tehnoloģijas ir tālāk no ideālā risinājuma, ir sistēmu zemā efektivitāte. Šeit jāuzsver, ka tehnoloģiju par efektīvu uzskata tad, kad visa enerģija tiek pārveidota atpakaļ elektroenerģijā. Galaproduktu no HESS un SNG var izmantot transporta nozarē. Sintētisko metānu var izmantot arī kā kurināmo katlu mājām un koģenerācijas stacijām. Šīs sistēmas blakusparādības vēl nav izteiktas nevienā rādītājā. Vēl viens pozitīvs SNG un HESS sistēmu aspekts ir fakts, ka enerģiju var transportēt. Ja vienā elektrostacijā rodas mehāniskas vai elektriskas problēmas, enerģiju var saražot citā spēkstacijā, kas energoapgādes sistēmai rada papildu drošību.

Saskaņā ar rezultātiem PHS ir vissliktākais scenārijs, jo tam ir augstākas kapitāla un uzturēšanas izmaksas salīdzinājumā ar citām tehnoloģijām. PHS ir īpašības, kuras ir labākas nekā citām tehnoloģijām, un tās ir gatavības līmenis, efektivitāte un kalpošanas laiks, taču šiem rādītājiem ir mazāka nozīme. Kopumā Baltijas valstīm raksturīga ievērojami plakana zemes virsma, taču pastāv iespējas izmantot hidroelektrostacijas kā PHS. Latvijā parasti darbojas hidroelektrostacijas, kuru vidējā jauda ir ~500 MW. Pavasara sezonā vidējā jauda palielinās līdz 1400 MW, kas liecina, ka pastāv enerģijas uzglabāšanas potenciāls. Jāturpina veikt analīzi, lai aprēķinātu, kāds ir faktiskais enerģijas uzglabāšanas potenciāls jau esošajās Baltijas valstu hidroelektrostacijās. Tas jādara, ņemot vērā divus scenārijus:

regulējot ražošanu, (nepievienojot sūkņus esošajām struktūrām), uzstādot sūkņus un pārveidojot esošās hidroelektrostacijas par PHS.

Secinājumi

Pētījuma ietvaros tiek sniegta dažādu kritēriju analīze par vairākām atjaunojamo enerģijas avotu elektroenerģijas uzkrāšanas tehnoloģijām.

Zinātniskā pētījuma mērķis bija izprast vēja enerģijas nozīmi Latvijā izvirzītajā, vērienīgajā mērķī, kas paredz aizstāt visu elektroenerģijas importu un enerģiju ražošanu lielajās (>10 MW) koģenerācijas stacijās.

Pētījumā salīdzināti četri dažādi tehnoloģiju veidi, kuriem ir visaugstākais enerģijas un jaudas diapazons, piemērojot Baltijas valstīm:

- uzglabāšana ūdens krātuvēs (PHS);
- saspiesta gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēma (CAES);
- sintētiska dabasgāze (SNG);
- uz ūdeņradi balstīta enerģijas uzglabāšanas sistēma (HESS).

Izmantojot TOPSIS metodiku, tika izvēlēti pieci galvenie kritēriji (izmaksas, gatavības līmenis, efektivitāte, kalpošanas laiks, uzglabāšanas jauda), tika izmantota vairāku kritēriju analīze (MCA), pievēršot lielāku uzmanību ekonomiskajiem lielumiem (nozīmīguma koeficients vienāds ar 30 %).

MCA rezultāti liecina, ka CAES scenārijs ir vislabākais variants no piedāvātajiem kritērijiem, galvenokārt pateicoties tā nelielajiem relatīvajiem kapitāla un uzturēšanas izdevumiem. Tomēr tikai CAES scenārija īstenošana nevar nodrošināt visu nepieciešamo uzglabāšanas jaudu, kas nozīmē, ka ir jāņem vērā uzglabāšanas tehnoloģijas, pieprasījuma reakcijas sistēmas un elektrotīklu starpsavienojumi ar citām energoapgādes sistēmām, ko izmanto, lai pilnībā integrētu lielu enerģijas resursu daudzumu elektrotīklos.

Nozīmīgie skaitliskie un analītiskie pētījuma rezultāti ir saistīti ar scenāriju, kurā tiek īstenota PHS tehnoloģija. Faktiskais pētījums rāda, ka tad, kad elektroenerģijas pieprasījumu Latvijā sedz PHS un mazās elektrostacijas (<10 MW), enerģijas krājums ir 889 GWh.

Šis pētījums ir svarīgs pagrieziena punkts, novērtējot izturību un iespējamību palielināt elektroenerģijas ražošanu no vietējiem, neregulārajiem atjaunojamajiem avotiem. Kopējie rezultāti rāda,

ka vēja enerģijai ir iespējama būtiska loma, lai palielinātu hibridu elektriskās sistēmas, kas ietver neregulārus enerģijas avotus.

Turpmāk pētījumiem ir jāpievēršas īpašu reģionālo rādītāju (piemēram, kopējai uzglabāšanas jaudai vietējā līmenī) analīzei un MCA izvēlēto kritēriju plašākai analīzei. Turklāt pētniecībā jāpiemēro izsmelošāka jutīguma analīze.

Rakstā iekļautās daļas pirmēji angļu valodā publicētas konferenču tēžu krājumā *Proceedings of the 27th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems* rakstā “*Modelling of Electricity Accumulation from Irregular Renewable Energy Resources*”. Autori pateicas VPP LATENERGI programmas projektam par iespēju attīstīt rakstu latviešu valodā.

Literatūras saraksts

- [1] *Directive 2009/28/EC of the european parliament and of the council.* Union, The European parliament and the council of the European. 2009, Official Journal of the European Union.
- [2] *Energy Storage: Applications and challenges.* T. Kousksou, P. Bruel, A. Jamil, T. El Rhafiki, Y.Zeraouli. 2013, Solar Energy Materials & Solar Cells, pp. 59–80.
- [3] *Energy storage systems – Characteristics and comparisons.* H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron. 2008, Renewable & sustainable energy reviews, pp. 1221–1250.
- [4] *L'énergie électrique: analyse des ressources et de la production.* B. Multon. 1999, Journée section électrotechnique du club EEA, pp. 28–29.
- [5] *Demand as frequency controlled reserve.* Marcus-Moller, Catarina. 2006, Technical University of Denmark.
- [6] *Energy Storage.* R. A. Huggins. 2010, Springer Science.
- [7] *Technical feasibility study on a standalone hybrid solar-wind system with pumped hydro storage for a remote island in Hong Kong,* Tao Ma, Hongxing Yang, Lin Lu, Jinqing Peng, 2014, Renewable Energy, Volume 69, pp. 7–15.
- [8] *1302Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant,* J. P. Deane, B. P. Ó Gallachóir, E. J. McKeogh, 2010, Renewable and Sustainable Energy Reviews Volume 14, Issue 4, pp. 1293–1302.
- [9] *Coordinated Control between Wind and Hydro Power.* A. G Endegnanew; Øyslebø, E.V.; D.Huertas-Hernando; Bakken, B. H. 2012, Energy Procedia.
- [10] *Optimal operation of a pumped-storage hydro plant that compensates the imbalances of a wind power producer.* Duque, Alvaro Jaramillo; Castronuovo, Edgardo D, Ismael Sanchez; Usaola, Julio. 2011, Electric Power Systems Research.
- [11] *Demand response and smart grids – A survey.* Siano, Pierluigi. 2014, Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp. 461–478.

- [12] *Reliability modeling of demand response considering uncertainty of customer behavior*, Hyung-Geun Kwag, Jin-O Kim, 2014, Applied Energy Volume 122, pp. 24–33.
- [13] Reid M., Roger Levy, Silverstein A., Goldman C. *Coordination of energy efficiency and demand response*. s.l. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2010.
- [14] *Research on intelligent power consumption in smart grid*. GQ., Li MU. 2011. Proceedings of the 2011 international conference on advanced power system automation and protection.
- [15] *Co-optimization of energy and reserve in electricity markets with demand-side participation in reserve services*, Y. T. Tan, D. S. Kirschen, 2006, IEEE Power Systems Conf. Expo, pp. 1182–1189.
- [16] *Integrated analysis of high-penetration PV and PHEV with energy storage and demand response*. Jiayun Zhao, Sadik Kucuksari, Esfandiyar Mazhari, Young-Jun Son. 2013, Applied Energy, pp. 35–51.
- [17] *Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review*. Jamshid Aghaei, Mohammad-Iman Alizadeh. 2013, Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp. 64–72.
- [18] *Efficient coordination of wind power and price-responsive demand – Part I: Theoretical foundations*. M.D. Ilic', L. Xie, J. Joo. 2011, IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1875–1884.
- [19] *Efficient coordination of wind power and price-responsive demand – Part II: Case studies*. M. D. Ilic', L. Xie, J. Joo. 2011, IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1885–1893.
- [20] *Modeling framework and validation of a smart grid and demand*. Broeer, Torsten, et al., 2013, Applied Energy.
- [21] *Compressed air energy storage (CAES) with compressors distributed at heat loads to enable waste heat utilization*. Hossein Safaeia, David W. Keith, Ronald J. Hugoc. 2013, Applied Energy, pp. 165–179.
- [22] *Optimal operation scheduling of wind power integrated with compressed air energy storage (CAES)*. M. Abbaspoura, M. Satkina, B. Mohammadi, F. Hoseinzadeh Lotfi, Y. Noorollahi. 2013, Renewable Energy, pp. 53–59.
- [23] *LTA – CAES A low-temperature approach to Adiabatic Compressed Air Energy Storage*, Daniel Wolf, Marcus Budt, 2014, Applied Energy Volume 125, pp. 158–164
- [24] *Bulk electricity storage technologies for load-leveling operation – An economic assessment for the Austrian and German power market*, M. Kloess, K. Zach, 2014, International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 59, pp. 111–122.
- [25] *Green solution for power generation by adoption of adiabatic CAES system*, Naser M. Jubeha, Yousef S. H. Najjarb, 2012, Applied Thermal Engineering, Volume 44, pp. 85–89.
- [26] *Exploring the concept of compressed air energy storage (CAES) in lined rock caverns at shallow depth: A modeling study of air tightness and energy balance*, Hyung-Mok Kima, Jonny Rutqvistb, Dong-Woo Ryua, Byung-Hee Choia, Choon Sunwooa, Won-Kyong Songa, 2012, Applied Energy Volume 92, pp. 653–667.
- [27] *Controllable and affordable utility-scale electricity from intermittent wind resources and compressed air energy storage (CAES)*, A. Cavallo, 2009, Energy, pp. 120–127.

- [28] *Electric energy storage technology options: a white paper primer on applications, costs, and benefits*. Palo Alto, 2010, Electric Power Research Institute (EPRI).
- [29] Utility power storage technologies. Pepper D, 2008, BCC research.
- [30] *Optimal operation strategies of compressed air energy storage (CAES) on electricity spot markets with fluctuating prices*. Henrik Lund, Georges Salgi, Brian Elmegaard, Anders N. Andersen. 2009, Applied Thermal Engineering, pp. 799–806.
- [31] Dominik Rutz, Rita Mergner, Rainer Janssen. *Sustainable Heat Use of Biogas Plants*. 2012.
- [32] *The feasibility of synthetic fuels in renewable energy systems*. Ridjan, Iva; Mathiesen, Brian Vad; Connolly, David; Duic, Neven. 2013, Energy.
- [33] *Systems Analyses Power to Gas, Deliverable 1: Technology Review*, L. Grond, P. Schulze. J. Holstein, 2013.
- [34] Commission, International Electrotechnical. *Electrical Energy Storage*. Geneva: IEC, 2011.
- [35] *A review of energy storage technologies for wind power applications*. Francisco Díaz-González, Andreas Sumper, Oriol Gomis-Bellmunt, Roberto Villafáfila-Robles. 2012, Renewable and Sustainable Energy Reviews, pp. 2154–2171.
- [36] *Multiple Attribute Decision Making: Methods and Applications*. C. L. Hwang, K. Yoon. 1981, Springer-Verlag, Heidelberg.
- [37] *Multi-criteria Optimization System for Decision Making in Construction Design and Management*. Zenonas Turskis, Edmundas Kazimieras Zavadskas, Friedel Peldschus. 2009, ENGINEERING ECONOMICS, Vol. 1, pp. 1392–2785.
- [38] *A group AHP-TOPSIS framework for human spaceflight mission planning at NASA*. Madjid Tavana, Adel Hatami-Marbin, 11, 2011, Expert Systems with Applications, Vol. 38, pp. 13588–13603.
- [49] *A state-of the-art survey of TOPSIS applications*. Majid Behzadian, S. Khanmohammadi Otahsara, Morteza Yazdani, Joshua Ignatius. 17, 2012, Expert Systems with Applications, Vol. 38, pp. 13051–13069.

6. Koksnes resursu izmantošana enerģētikas sektorā Latvijā. Vai tas ir ilgtspējīgs risinājums?

I. Muižniece, D. Blumberga

Ievads

Eiropas Savienības (ES) mēroga plānošanas dokumenti nosaka, ka, lai samazinātu fosilo resursu izmantošanu, ir jāpalielina atjaunojamo energoresursu izmantošanas īpatsvars energosektorā līdz 20 % [2], [8]. Šajā kontekstā būtiska loma ir biomasai kā energoresursam [3], [5]. Tas nozīmē, ka palielināsies bioresursu izmantošana enerģētikā [3], [4].

Paralēli tam strauji tiek ieviesta dzīvē bioekonomikas jeb zaļās ekonomikas koncepcija [1], [6]. No vienas puses, tas nozīmē, ka bioresursi jāizmanto enerģētikā, bet, no otras puses, tas uzliek ierobežojumus bioresursu izmantošanai, jo nosaka, ka tie ir jāizmanto ilgtspējīgi. Ar ilgtspējīgu bioresursu izmantošanu nesaprotot tikai resursu efektivitāti, kad no resursa ilgtspējīgā veidā gūst maksimāli lielu labumu visā tā dzīves cikla laikā [7]. Lauksaimniecības zemes ir jāizmanto pārtikas kultūraugu audzēšanai, nevis enerģētiskajām kultūrām, un no bioresursiem ir jāražo produkti ar augstu pievienoto vērtību, nevis jāizmanto tie kā kurināmais [1].

Cenšoties sasniegt vienu ES izvirzīto mērķi, var nonākt pretunā ar citiem izvirzītajiem mērķiem un koncepcijām. Domājot par bioresursu ilgtspējīgu izmantošanu, no vienas puses, ir jāpalielina bioresursu izmantošana energosektorā, no otras puses, bioresursi ir jāizmanto ilgtspējīgi. Tas nozīmē bezatlikumu izmantošanu, lai ražotu produktus ar augstu pievienoto vērtību, kas neietver bioresursu izmantošanu kā kurināmo (piemēram, malka, šķelda, granulas, briketes). Turklāt nevar aizmirst, ka pastiprināta bioresursu izmantošana nedrīkst negatīvi ietekmēt bioresursu primāro izmantošanu (it sevišķi pārtikai un barībai), noplicināt bioloģisko daudzveidību, degradēt vai piesārņot vidi, samazināt nākotnē pieejamo bioresursu daudzveidību vai atstāt jebkāda cita veida negatīvu ietekmi.

Domājot lokālā līmenī, bioresursu izmantošanas apjoma palielināšana enerģētikai ir nepieciešama, lai aizstātu fosilos energoresursus, samazinātu SEG emisiju daudzumu no energosektora, veicinātu vietējo energoresursu izmantošanu un samazinātu importēto energoresursu apjomu, rezultātā panākot lielāku sociālo, ekonomisko, vides un klimata ieguvumu valsts līmenī.

Jau tagad ES no visa saražotā pārtikas kultūraugu apjoma apmēram 3,9 % tiek izmantoti enerģijas ražošanai. No eļļas augu apjoma 28,9 %, 9,6 % no cukurus saturošajām kultūrām un 3,1 % no graudaugiem tiek izmantoti biodeģvijas ražošanai (saskaņā ar 2014. gada datiem) [3]. Tiek prognozēts, ka 2030. gadā no pieejamās koksnes biomasas apmēram 54,8 % tiks izlietoti enerģētikai, kas, salīdzinot ar 2010. gadu, ir par 11,8 % vairāk [9]. Par biomasas izmantošanas tendenci nākotnē elektroenerģijai un siltumenerģijai ir pieejami dažādi dati, bet jebkurā gadījumā tiek prognozēts, ka apjomi tikai palielināsies [3]. Tātad būs jāsaražo un jāiegūst vairāk biomasas. Tomēr jāņem vērā, ka bioresursu ražošanas un iegūšanas iespējas ir ierobežotas. To nosaka lauksaimniecībai un mežsaimniecībai izmantojamās zemes platības, šo zemju auglība un klimatiskie apstākļi. Līdz ar to rodas jautājums par ilgtspējīgas bioresursu izmantošanas robežu, it sevišķi bioresursu izmantošanai enerģētikā tā, lai tas negatīvi neietekmētu patērētāju pamatvajadzības pēc bioproduktiem.

Šī pētījuma ietvaros kā piemērs tiks analizēts Latvijas gadījums enerģētikas ietekmei uz bioresursu izmantošanas ilgtspējību.

Metodoloģija

Shematiski pētījuma metodoloģijas algoritms parādīts 6.1. attēlā. Pētījuma ietvaros definēta problēma, kas radusies, saskaroties dažādiem Eiropas līmeņa mērķiem – SEG emisiju samazinājums, izmantojot atjaunojamās, tai skaitā biomasas, resursus un bioekonomikas attīstība, kuras pamatideja ir bioresursu izmantošana produktu ar augstu pievienoto vērtību radīšanai. Abi šie mērķi skar bioresursu izmantošanu, kas būtu jānodrošina ilgtspējīgā veidā. Problēmas risinājumu priekšnoteikumu izstrādei kā piemērs ņemta Latvija, jo tai nav fosilo energoresursu, bet ir liels meža un lauksaimniecības bioresursu potenciāls.

Tika izstrādāti koksnes resursu kā bioresursu ilgtspējīgas izmantošanas priekšnoteikumi. Šos priekšnoteikumus iespējams pielāgot arī cita veida bioresursu, piemēram, lauksaimniecības vai zivsaimniecības resursu, ilgtspējīgai izmantošanai

6.1. att. Metodoloģijas algoritms.



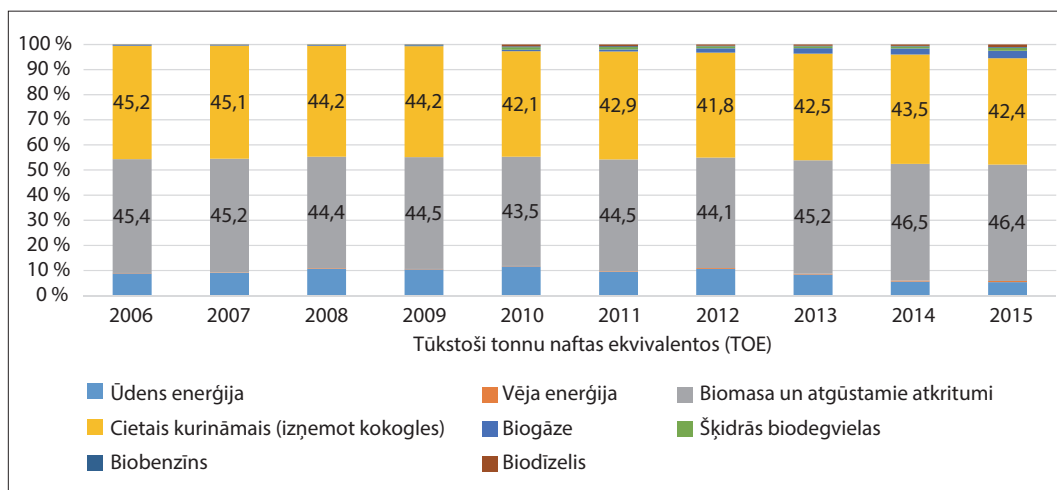
enerģētikā. Nākamais posms būtu šo priekšnoteikumu īstenošanas plāna izstrāde. Šajā pētījumā ietverti šī algoritma pirmie trīs posmi.

Rezultāti un diskusija

Vēsturisku apstākļu dēļ lielu īpatsvaru Latvijas energobilancē joprojām aizņem fosilie resursi. 2015. gadā atjaunojamie energoresursi bija 35,3 %, kas, salīdzinot ar 2006. gadu, ir kāpums par 5 % [10]. Ja aplūko detalizētāk, kādi tieši atjaunojamie resursi galvenokārt tiek izmantoti enerģētikā, tad dominē biomas (6.2. attēls). Ņemot vērā, ka biogāze, biobenzīns, šķidrā biodeģviela, cietais kurināmais un biodīzelis arī tiek ražoti no dažāda veida biomasas, tad 94,2 % (2015. gada dati) no visas atjaunojamās enerģijas tiek iegūta, izmantojot bioresursus [10]. Biomasas īpatsvaram Latvijas atjaunojamo resursu bilancē ir tendence palielināties, jo, piemēram, 2010. gadā tie bija 88,2 %. Latvijas enerģētikas attīstība lēnām dodas pareizajā virzienā, jo tiek samazināts fosilo energoresursu patēriņš. Tas galvenokārt tiek panākts uz bioresursu rēķina, kas, no vienas puses, ir pozitīvi, jo galvenokārt tiek izmantoti vietējie bioresursi, no otras puses, ir šaubas, vai tas tiešām ir visilgtspējīgākais un bioekonomikas pamatprincipiem visatbilstošākais bioresursu izmantošanas veids.

Lauksaimniecības sektora bioresursi enerģētikai tiek izmantoti salīdzinoši nelielos apmēros. Pozitīvi ir vērtējams, ka pārtikas kultūraugi tiek izmantoti pārtikas un barības ražošanai, nevis kā energoresurss, bet diemžēl nav attīstīta

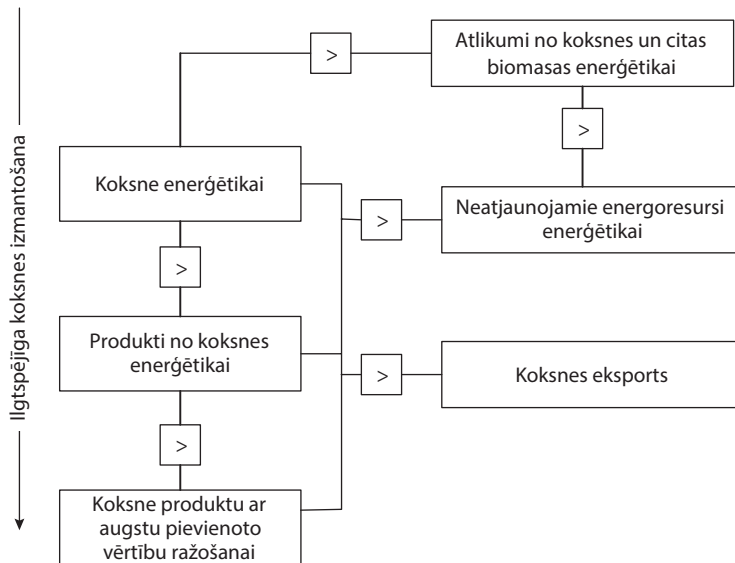
6.2. att. Atjaunojamo energoresursu piegāde, pārveide un patēriņš Latvijā (2006–2015) [10].



lauksaimniecības atlikumu izmantošana enerģijas ieguvei, tāpēc enerģētikas nozare pamatā ir balstīta uz Latvijas meža resursiem. No Latvijā saražotās kurināmās koksnes vislielāko daļu (42 %) 2014. gadā) joprojām veido malka, bet pēdējā desmitgadē vērojams straujš šī īpatsvara kritums (2005. gadā tas bija vairāk nekā 60 %). Savu uzvaras gājienu strauji turpina koksnes granulas (19 %) un kurināmā šķelda (22 %), kā rezultātā Latvija ir kļuvusi par līderi koksnes granulu eksportēšanā Eiropas mērogā [12]. Lai gan meža nozares produkcijas eksporta īpatsvars Latvijas kopeksportā 2015. gadā bija 20 %, kas salīdzinājumā ar 2000. gadu ir ļoti zems īpatsvars, kad tas bija 43 % [14], meža nozares pievienotās vērtības īpatsvars IKP ar nelielām izmaiņām ir palicis gandrīz nemainīgs (5,2 % 2015. gadā) [13].

Arī attiecībā uz meža biomasas izmantošanu būtiski ir saprast, vai meža resursus pārvērst energoresursos un sadedzināt ir visilgtspējīgākais risinājums. Lai meklētu atbildi uz šo jautājumu, vispirms ir jāsaprot, kādi ir priekšnoteikumi meža resursu ilgtspējīgai izmantošanai energosektorā. Ar ilgtspējīgu mežu apsaimniekošanu saprot meža un meža zemju pārvaldīšanu un izmantošanu tādā veidā un pakāpē, lai saglabātos to bioloģiskā daudzveidība, produktivitāte, atjaunošanās spēja, vitalitāte un potenciālā spēja veikt nozīmīgas ekoloģiskās, ekonomiskās un sociālās funkcijas vietējā, nacionālajā un globālajā līmenī tagad un nākotnē, kā arī lai neradītu draudus citām ekosistēmām [15]. Domājot par meža resursu ilgtspējīgu izmantošanu energosektorā bioekonomikas kontekstā, kā galvenais priekšnoteikums tiek izvirzīts, lai kurināmā vai produktu no koksnes enerģijas ražošanai tiek izmantoti tikai tādi koksnes resursi vai to pārstrādes atlikumi, kurus nav iespējams izmantot citu produktu ar augstāku pievienoto vērtību ražošanai (6.3. attēls).

Paralēli jāņem vērā, ka koksnes produktu un pārstrādes atlikumu izmantošanai energosektorā būtu jābūt lielākai nekā fosilo resursu izmantošanai un būtu jāeksportē nevis neapstrādātā koksne, bet jau gatava produkcija, kas nodrošinātu uz bioekonomikas pamatprincipiem balstītas Latvijas tautsaimniecības attīstību. Lai ievērotu ilgtspējīgas mežu apsaimniekošanas principus un ar intensīvu meža biomasas izmantošanu nenoplicinātu meža augsni, būtu jāatgriež atpakaļ mežā biomasas pelni, kas paliek pāri pēc koksnes energoresursu sadedzināšanas. Ja ievērotu visus iepriekš minētos priekšnoteikumus, būtu iespējams veidot noslēgtu meža bioresursu izmantošanas ciklu, apmierināt pieprasījumu pēc atjaunojamajiem bioenergoresursiem un produktiem ar augstāku pievienoto vērtību, lai gūtu lielāku ekonomisko



6.3. att. Ilgtspējīga koksnis izmantošana enerģētikai.

un sociālo labumu, nenodarot kaitējumu videi un nodrošinot resursu pieejamību ilgtermiņā.

Līdz ar to kā energoresursi vai izejvielas enerģētikas nozares produktu ražošanai no meža bioresursiem būtu jāizmanto mežizstrādes atlikumi (zari, galotnes, celmi, saknes, zālenis, lapas), nekvalitatīvā koksne, kokapstrādes atlikumi, kopšanas ciršu atlikumi un koksnes pārstrādes produktu ar augstu pievienoto vērtību ražošanas procesā pāri palikušā biomasas, kuru ekonomisku vai vides un klimata apsvērumu dēļ nav pamatoti izmantot produktu ar augstāku pievienoto vērtību ražošanai. Lai ievērotu bioekonomikas principus, no koksnes resursiem ieteicams ražot nevis par nu jau tradicionāliem kļuvušos kurināmos materiālus – šķeldu, granulas, briķetes un kokogles –, bet gan produktus ar augstāku pievienoto vērtību. Piemēram, bioeļļu, biodegvielu, bioetanolu, biobutanolu, torificētu koksni un singāzi. Daļu no šiem produktiem iespējams izmantot kā galaproduktus enerģētikas nozarē vai arī kā izejvielu produktu ar augstāku pievienoto vērtību ražošanai, piemēram, ķīmisku savienojumu izdalīšanai, kuri pēc tam ir plaši lietojami dažādās rūpniecības nozarēs.

Kā galvenais ieguvums no meža resursu ilgtspējīgas izmantošanas energosektorā ir jāmin tas, ka maksimāli liels meža resursu apjoms tiek izmantots produktu ar augstu pievienoto vērtību ražošanai, kā rezultātā daļēji tiek aizstāti fosīlie resursi produktu ražošanai, ar oglekļa uzkrāšanu koksnes produktos

tiek samazināts SEG emisiju daudzums no mežsaimniecības, tiek veicināta vietējo resursu izmantošana un importēto resursu un produktu samazinājums, kā arī koksnes produktu ar augstāku pievienoto vērtību eksporta palielināšana, kā rezultātā tiek veicināts sociālais, ekonomiskais, vides un klimata ieguvums valsts līmenī.

Secinājumi

Bioekonomikas, klimata pārmaiņu un ilgtspējīgas resursu izmantošanas kontekstā aizvien vairāk tiek likts uzsvars uz bioresursu izmantošanu, lai aizstātu fosilos resursus ne tikai enerģētikā, bet arī rūpniecībā. Tāpēc būtu jāaktualizē jautājums par ilgtspējīgai bioresursu izmantošanas robežām un priekšnoteikumiem, lai, no vienas puses, tiktu izpildīti enerģētikas nozares klimata mērķi, bet, no otras puses, – bioresursi maksimāli tiktu izmantoti produktu ar augstu pievienoto vērtību ražošanai. Šī pētījuma ietvaros kā piemērs ņemts Latvijas gadījums un aplūkota problēmsituācija, kad meža bioresursi galvenokārt tiek izmantoti kurināmā ražošanai, kas ir labi no klimata viedokļa, bet nav ilgtspējīgi no resursu izmantošanas un ekonomiskā viedokļa. Izstrādāti priekšnoteikumi ilgtspējīgai meža resursu izmantošanai enerģētikā. Lai centieni sasniegt klimata mērķus nenovestu pie neilgtspējīgas bioresursu izmantošanas, gan Latvijā, gan citās valstīs ir jāievēro šie priekšnoteikumi.

Rakstā iekļautās daļas pirmēji angļu valodā publicētas žurnālā *Energy Procedia* rakstā “Wood Resources for Energy Sector in Latvia. Is it a Sustainable Solution?” (doi:10.1016/j.egypro.2017.09.076). Autori pateicas VPP LATENERGI programmas projektam par iespēju attīstīt rakstu latviešu valodā.

Literatūras saraksts

- [1] European Commission. The Bioeconomy Strategy. Innovating for Sustainable Growth: A Bioeconomy for Europe, COM(2012)60 Final, Brussels, 2012.
- [2] European Union. Renewable Energy Directive, 2009/28/EC.
- [3] Scarlat N., Dallemand J. F., Monforti-Ferrario F., Nita V. The role of biomass and bioenergy in a future bioeconomy: Policies and facts. *Environmental Development* 2015; 15:3–34.
- [4] Commission staff working document SWD(2014)15. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014SC0015&from=EN>.

- [5] Commission staff working document SWD(2014)259. State of play on the sustainability of solid and gaseous biomass used for electricity, heating and cooling in the EU.
- [6] European Commission. A Roadmap for Moving to a Competitive Low Carbon Economy in 2050, COM(2011)112 final, Brussels, 2011.
- [7] Commission staff working paper SEC(2011)1067. Roadmap to a Resource Efficient Europe, COM(2011)571 Brussels, 2011.
- [8] European Commission. Green Paper. A European Strategy for Sustainable, Competitive and Secure Energy, COM(2006)105, 2006.
- [9] Mantau U. Wood flows in Europe (EU27). Project report. Celle, 2012, 24.
- [10] Eurostat database. Supply, transformation and consumption of renewable energies – annual data. http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_107a&lang=en.
- [11] Eurostat database. Simplified energy balances. http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_100a&lang=en.
- [12] Central Statistical Bureau database. Environment and energy. Energy annual data. http://data.csb.gov.lv/pxweb/lv/vide/vide__ikgad__energetika/?tablelist=true&rxid=cdbc978c-22b0-416a-aacc-aa650d3e2ce0.
- [13] Central Statistical Bureau database. Economy and finance. http://data.csb.gov.lv/pxweb/lv/ekfin/ekfin__ikgad__ikp/?tablelist=true&rxid=cdbc978c-22b0-416a-aacc-aa650d3e2ce0.
- [14] Central Statistical Bureau database. Trading of goods. http://data.csb.gov.lv/pxweb/lv/atirdz/atirdz__ikgad__atirdz/?tablelist=true&rxid=cdbc978c-22b0-416a-aacc-aa650d3e2ce0.
- [15] Resolution H1. General Guidelines for the Sustainable Management of Forests in Europe. Second Ministerial Conference on the Protection of Forests in Europe 16–17 June 1993, Helsinki/Finland.

7. Saules enerģijas izmantošana centralizētajā siltumapgādes sistēmā. Gadījuma izpēte Latvijā

R. Soloņa, I. Pakere, D. Blumberga

Ievads

Centralizētā siltumapgāde ir galvenais veids kā Baltijas valstīs nodrošina ēku apkuri. Daži pētnieki ir izskatījuši centralizētās siltumapgādes sistēmu attīstības iespējas, lai nodrošinātu konkurenci individuālajām apkures sistēmām [1], [2]. Galvenie centralizētās siltumapgādes sistēmas aspekti ir katlu mājas energoefektivitāte [3], siltumnesēja temperatūras samazināšana [4] un atjaunojamo energoresursu izmantošana siltumenerģijas iegūšanā [5].

Saules enerģija ir CO₂ neitrāls un atjaunojamais enerģijas avots, kuru var izmantot karstā ūdens sagatavošanai un telpu apkurei [6], [7]. Turklāt siltumenerģiju, kas iegūta no saules, ir iespējams integrēt centralizētajā siltumapgādē. Saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas galvenie elementi ir saules kolektoru lauks, siltumenerģijas akumulācijas tvertnes un caurules, kas savieno saules enerģijas siltumapgādes sistēmu ar patērētājiem. Siltumenerģijas akumulācijas tvertnes nozīmība slēpjas tajā, ka saules radiācija ir lielāka vasarā, kad siltumenerģijas patēriņš ir zems [8]. Sezonālās siltumenerģijas akumulācijas tvertnes ļauj ievērojami palielināt no saules iegūtās siltumenerģijas īpatsvaru līdz 50 % un vairāk [9].

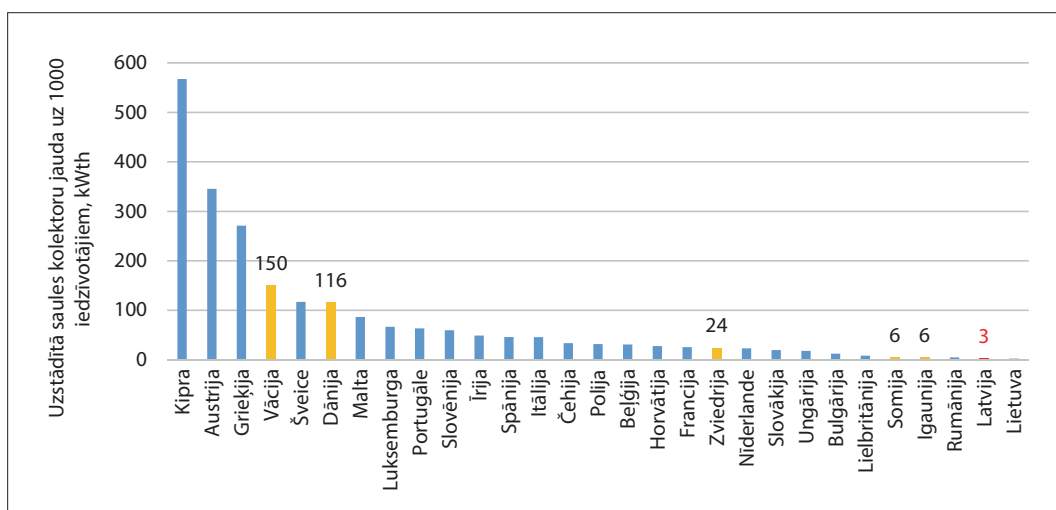
Saules enerģijas izmantošanas pieaugums ir skaidrojams ar pasaules tendencēm un likumdošanas iniciatīvām, kas saistītas ar negatīvās ietekmes uz vidi samazināšanu [10]. Saules radiācijas nevienmērīgums gada griezumā un lielas investīcijas saules enerģijas siltumapgādes sistēmas izveidē ir galvenie šķēršļi saules enerģijas izmantošanai [7]. 2013. gadā vislielākais saules kolektoru lauks bija Ķīnā, veidojot 70 % no visas pasaules uzstādītās saules kolektoru jaudas [11]. Otrs lielākais saules kolektoru lauks ir Vācijā [12].

Salīdzinot Latviju ar citām valstīm (sk. 7.1. attēlu), kurām ir līdzīgi klimatiskie apstākļi, tad Dānijai ir vislielākā uzstādītā saules kolektoru parka jauda uz 1000 iedzīvotājiem [12]. Dānija

ir arī vadošā valsts saules enerģijas izmantošanā centralizētajā siltumapgādē [13].

Kā redzams attēlā, kurā ir salīdzināta Eiropas valstu saules kolektoru lauka jauda uz 1000 iedzīvotājiem, tad Latvijai ir gandrīz 40 reizes mazāka uzstādītā saules kolektora jauda nekā Dānijai [12]. Pagaidām Latvijā nav liela mēroga saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas. Savukārt Vācija [14], Dānija [15]–[17], Zviedrija [12] un Kanāda [18] ir piemērs tam, ka ir iespējams izmantot saules enerģiju siltumapgādē vietās, kur saules radiācija ir vairākas reizes mazākā nekā pie ekvatora.

7.1. att. Uzstādītā saules kolektoru jauda uz 1000 iedzīvotājiem [12].



Vairākos pētījumos ir iespējams iepazīties ar saules centralizētās siltumapgādes sistēmām. Piemēram, *Drake Landing Solar Community* [18] ir viena no pirmajām saules enerģijas centralizētajām siltumapgādes sistēmām aukstā klimatā, kur 97 % no siltumenerģijas pieprasījuma tiek nodrošināts ar saules kolektoriem. Citi pētījumi [19] pievērš uzmanību, kā *Drake Landing Solar Community* ģeogrāfiskais novietojums ietekmētu saules enerģijas centralizēto siltumapgādi. Ēku siltināšana un zemas temperatūras siltumapgādes sistēma ļautu palielināt saules enerģijas izmantošanas īpatsvaru līdz 95 % [19]. Pētnieki ir nonākuši pie vairākiem secinājumiem par saules enerģijas izmantošanu centralizētajā siltumapgādē. Pirmkārt, sezonālās siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes ir nepieciešamas vietās, kur ir liels siltumenerģijas patēriņš un auksts klimats. Otrkārt, lai nodrošinātu augstu saules enerģijas īpatsvaru siltumapgādē, saules kolektoru lauks jāpalielina, ģeogrāfiskajai vietai attālinoties no

ekvatora. Pētnieks [20] ir izcēlis dažus no šķēršļiem saules enerģijas siltumapgādes sistēmas ieviešanā. Viens no šķēršļiem ir konkurētspējīgie koģenerācijas staciju siltumenerģiju tarifi, liels pārpalikušās siltumenerģijas apjoms no koģenerācijas stacijas, kā arī vecie siltumenerģijas pārvades cauruļvadi, kas ir domāti siltumnesējam ar augstu temperatūru. Citā pētījumā [21] ir pētīti vairāki saules enerģijas siltumapgādes sistēmu scenāriji, aprēķinot vidējo siltumenerģijas tarifu un saražoto siltumenerģijas daudzumu. Galvenie neatkarīgie mainīgie šajā pētījumā bija saules kolektoru lauka lielums un siltumenerģijas akumulācijas tvertņu tilpums. Lai sasniegtu zemāko cenu pie siltumenerģijas patēriņa 60 GWh/gadā pieprasījuma, ir nepieciešams 135 000 m² liels saules kolektoru lauks, 450 000 m³ liels siltumenerģijas akumulācijas tvertņu apjoms, lai nodrošinātu 82 % saules enerģijas izmantošanas ipatsvaru.

7.1. tabula

Saules siltumapgādes sistēmas [14], [15], [17], [18], [19]

Nr.	Atrašanās vieta	Ģeogrāfiskais platums, °N	Saules enerģijas ipatsvars, %	Sezonāla siltumenerģijas uzglabāšanas tvertne
1	Dānija, Vojensa	55,2	55–60	jā
2	Dānija, Dronninglunda	57,2	45–60	jā
3	Dānija, Bornholma	55,7	82	jā
4	Kanāda, Okotoksa	50,7	97	jā
5	Somija, Helsinki	60,2	49 (87; 97)	jā
6	Īrija, Dublina	53,3	89	jā
8	Spānija, Oviedo	43,4	98	nav nepieciešama
9	Ķīna, Hohota	40,8	79 (97)	jā
10	Francija, Perpiņjāna	42,7	98	nav nepieciešama
12	Vācija, Frīdrihshāfena	47,7	33 (43)	jā

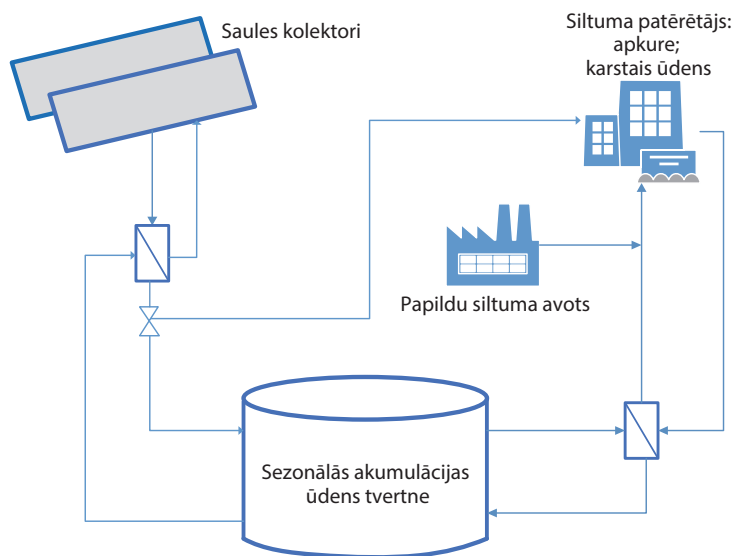
7.1. tabulā ir redzams saules enerģijas ipatsvars dažādās esošās un modelētās centralizētās saules siltumapgādes sistēmās. Tabulā arī norādīts ģeogrāfiskais platums un sezonālās

siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes nepieciešamība. Pētāmajai centralizētajai siltumapgādes sistēmai Latvijā ģeogrāfiskais platums ir 56,9 °N, kas ir līdzīgs tabulā redzamajam. Tas ir vēl viens iemesls, kāpēc šāda sistēma Latvijā būtu iespējama. Šī pētījuma galvenais mērķis ir izpētīt iespējas izmantot saules enerģiju siltumapgādē jau esošā Latvijas centralizētās siltumapgādes sistēmā.

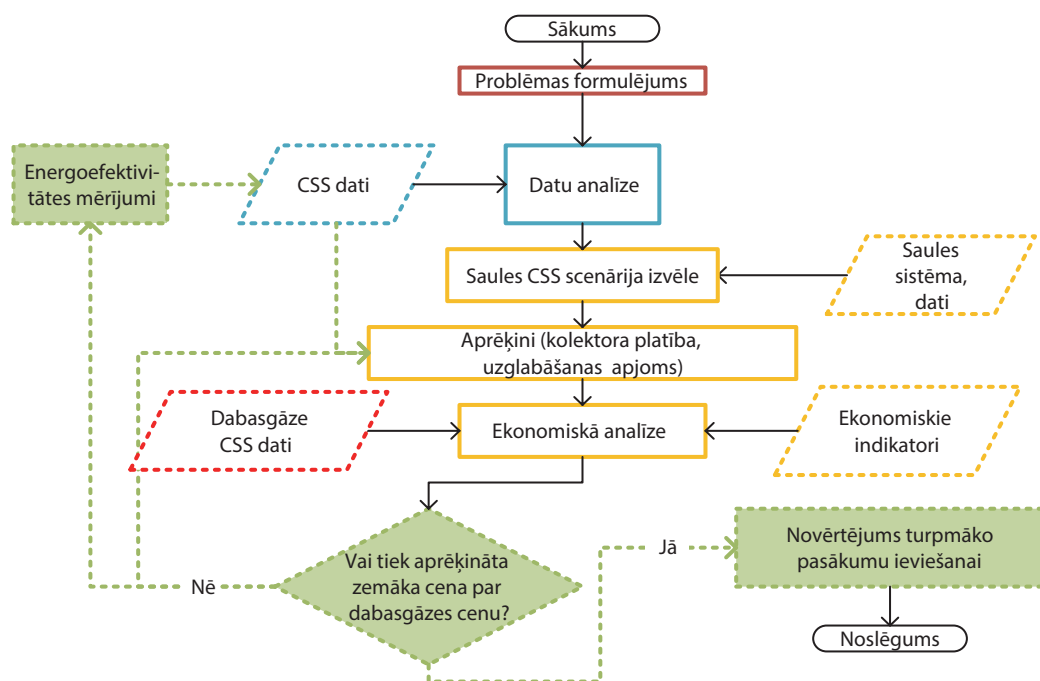
Metodoloģija

Šajā nodaļā ir aprakstīta šī pētījuma metodoloģija. 7.2. attēlā ir atspoguļota analizējamās centralizētās siltumapgādes shēma. Shēma sastāv no saules kolektoru lauka, kas nodrošina patērētājus ar siltumenerģiju (izmantojot siltumenerģijas akumulācijas tvertni), kā arī diviem plākšņu siltummaiņiem. Citu elementu (akumulācijas tvertnes, vārsti, siltumsūkņi u. c.) nepieciešamība būs apskatīta nākamajā plānošanas stadijā.

7.2. att. Saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas principiālā shēma.



7.3. attēlā redzama pētījuma metodoloģija. Šī pētījuma mērķis ir novērtēt saules enerģijas integrēšanas iespējas jau esošā Latvijas centralizētās siltumapgādes sistēmā. Darbs šī pētījuma ietvaros tika sadalīts 4 daļās (sk. 7.3. attēlu), proti, problēmas definēšana, vēsturisko centralizētās siltumapgādes datu analīze, saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas analīze, kā arī saules enerģijas centralizētās siltumapgādes konkurētspējas analīze un iespējamie nākotnes pētījumi šajā jomā.

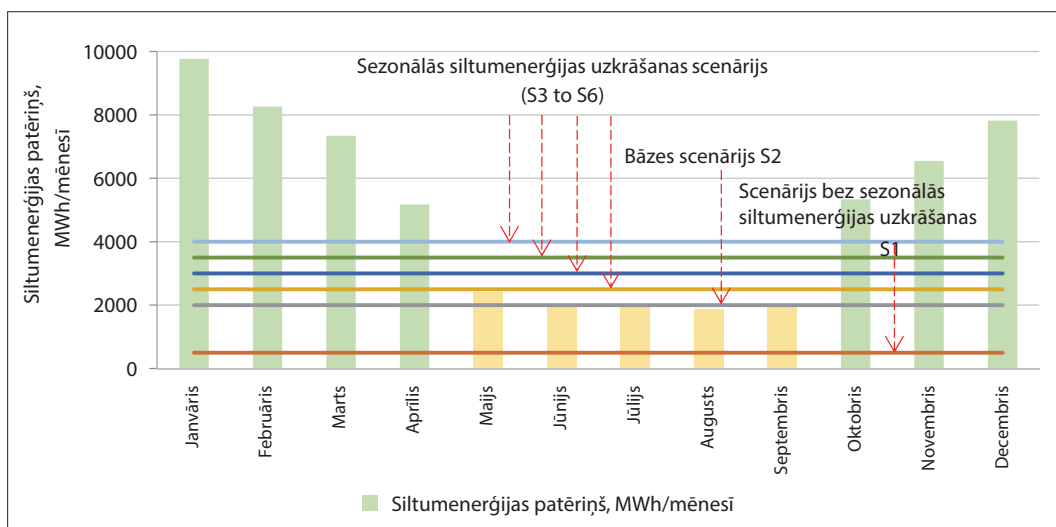


7.3. att. Pētījuma metodoloģija.

Sākotnēji tika definēta pētījumā aplūkojamā problēma. Tālāk ievākti un analizēti dati par esošā centralizētās siltumapgādes sistēmas darbību. Tas darīts, lai novērtētu esošās sistēmas darbību (siltumenerģijas patēriņu, turpgaitas un atgaitas temperatūras, ūdens caurplūdes ātrumu, siltuma zudumus siltumtrasē u. c.), kā arī saules enerģijas potenciālu segt patērētāja siltuma slodzi.

Pēc datu analīzes atbilstoši siltumenerģijas patēriņam izveidoti vairāki saules enerģijas centralizētās siltumapgādes scenāriji. Vasaras ikmēnešu siltumenerģijas patēriņš izmantots kā galvenais ievades parametrs, lai noteiktu aptuveno sistēmas jaudu. Katrā scenārijā izvēlēts atšķirīgs no saules enerģijas saražotās siltumenerģijas apjoms (MWh/mēnesi). Kopumā aplūkoti 6 scenāriji (sk. 7.4. attēlu).

Pirmajā scenārijā nav izmantota sezonālā siltumenerģijas akumulācijas sistēma, jo no saules iegūtā siltumenerģija nespēj nosegt visu patērētāja siltuma slodzi. Otrais scenārijs ir bāzes scenārijs, jo šajā scenārijā saules enerģija spēj nosegt siltumenerģijas patēriņu karstā ūdens sagatavošanai visa gada garumā. Atlikušajos četros scenārijos izmantotas sezonālās siltumenerģijas akumulācijas tvertnes, un šajos scenārijos vasaras mēnešos iegūtā siltumenerģija pārsniedz patērētāja vajadzības. Tādējādi



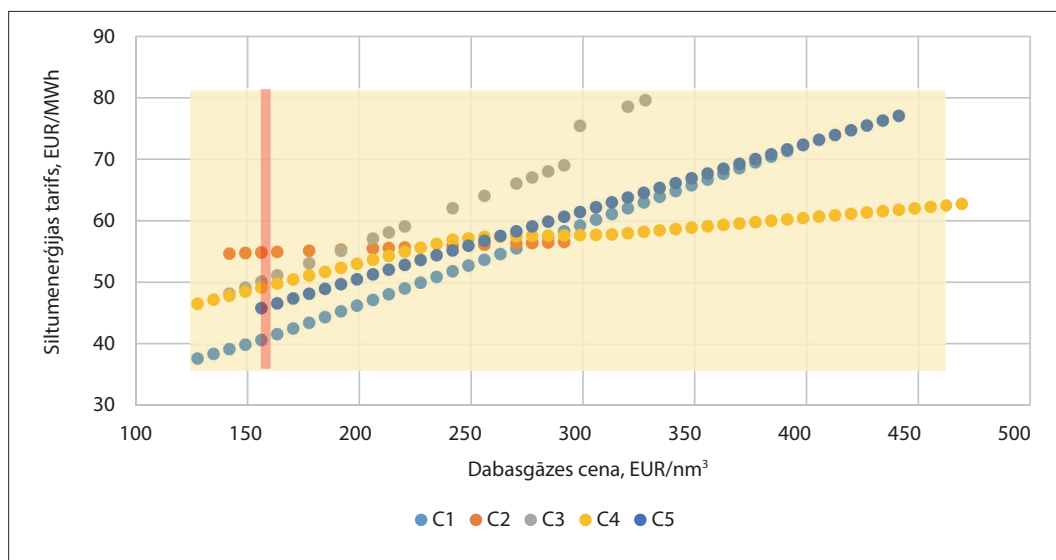
ir iespējas neizmantoto siltumenerģiju uzglabāt siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnēs. Jāpiemin, ka 7.4. attēlā nav atspoguļota reāli ar saules enerģiju saražotā siltumenerģija katrā mēnesī, bet gan siltumenerģijas apjoms, kas jāsarāžo gadā (MWh/mēnesī un MWh/gadā). Reāli ar saules enerģiju saražotā siltumenerģija ir atspoguļota 7.8. attēlā, kur ir ņemta vērā saules radiācija pa mēnešiem.

Pētījuma gaitā izveidots optimizācijas modelis, lai atrastu ekonomiski un tehnoloģiski visizdevīgāko risinājumu saules enerģijas izmantošanai centralizētajā siltumapgādes sistēmā. Ekonomiskā analīze ir veikta, lai noskaidrotu katra scenārija aptuvenās investīcijas un saražotās siltumenerģijas īpatnējās izmaksas (EUR/MWh). Aprēķinātās īpatnējās izmaksas salīdzinātas ar izmaksām, kas rodas centralizētajā siltumapgādē, kurā izmanto dabasgāzes koģenerācijas staciju.

Dabasgāze Latvijā ir plaši izmantota, taču šo energoresursu importē, un tas nav atjaunojams. Daži pētnieki ir norādījuši, ka nākotnes enerģijas sektoram ir pilnībā jābalstās uz atjaunojamiem energoresursiem [22]. Arvien vairāk valstu, to skaitā Dānija un Vācija, pakāpeniski integrē atjaunojamus energoresursus savā enerģētikas sektorā. 7.5. attēlā atspoguļota informācija par to, kā dabasgāzes tarifs ietekmē siltumenerģijas tarifu dažādās Latvijas pilsētās.

Kā redzams attēlā, tad siltumenerģijas tarifs variē plašā diapazonā. Pašreizējā (2016) dabasgāzes cena ir salīdzinoši zema (iezīmēts ar sarkanu 7.5. attēlā) aptuveni 156,52 EUR/nm³.

7.4. att. Izvēlētie saules enerģijas centralizētās siltumapgādes scenāriji.



7.5. att. Gāzes tarifa ietekme uz siltumenerģijas tarifu [23]–[27].

Tādējādi arī siltumenerģijas tarifs ir zemāks. Taču gāzes tarifam paliekot nemainīgam, siltumenerģijas tarifs dažādās pilsētās ir atšķirīgs. Siltumenerģijas tarifu ietekmē vairāki faktori, piemēram, energoresursu transportēšanas izmaksas, siltumenerģijas patēriņš, apdzīvotība, infrastruktūra, investīciju izmaksas un izmantotās tehnoloģijas. Visplašāk izmantotie energoresursi Latvijas centralizētajā siltumapgādē ir dabasgāze un šķelda. Taču dažās pašvaldībās izmanto dīzeļdegvielu un ogles. Otrs populārākais energoresursus ir koksnes granulas. Tā kā ir grūti prognozēt dabasgāzes tarifu nākotnē, dabasgāze ir jāaizstāj ar energoresursu, kas nav importēts un ir atjaunojams.

Otra svarīga siltumapgādes optimizācijas sastāvdaļa ir enerģijas patērētāju vadība. Ja patērētājs ievēro enerģijas taupīšanas pasākumus, tad ir iespējams samazināt enerģijas patēriņu. Tādējādi būtu iespējams palielināt saules enerģijas īpatsvaru siltumapgādes sistēmā.

Ja saules enerģijas centralizētās siltumapgādes izmaksas ir mazākas nekā siltumapgādei ar dabasgāzi, tad var izskatīt saules enerģijas izmantošanu siltumapgādē. Piemēram, elektroenerģijas izmaksas siltumnesēja plūsmas nodrošināšanai šajā pētījumā netiek apskatītas, bet šīs izmaksas būtu jāizvērtē turpmākajos pētījumos.

Saules sistēma

Saules enerģijas centralizētās siltumapgādes galvenais elements ir saules kolektoru lauks. Kopējā saules kolektoru platība ir mainīgais, kuru ir iespējams pielāgot, lai sasniegtu ilgtspējīgāko risinājumu sistēmas izveidei. Saules kolektoru platība aprēķināta, izmantojot 7.1. formulu [28]. Saules radiācijas starojuma un apkārtējās vides temperatūras dati iegūti no meteoroloģiskās stacijas, kas atrodas Rīgā. Meteoroloģiskās stacijas atrašanās vieta ir 18 km no pētāmās siltumapgādes sistēmas. Savāktie dati ir par tādu pašu periodu kā savāktie siltumapgādes sistēmas darbības dati.

$$A_c = \frac{Q_{solar} 10^6}{It\eta_c}, \quad (7.1)$$

kur

- A_c – saules kolektoru platība, m²;
- Q_{solar} – saražotā siltumenerģija no saules kolektoriem, MWh/gadā;
- I – gada vidējā saules radiācija Latvijā, W/m²;
- η_c – saules kolektora lietderības koeficients;
- t – laiks, h/gadā.

Q_{solar} ir parametrs, kas katram scenārijam izvēlēts atsevišķi (sk. 7.3. attēlu). Saules kolektora lietderības koeficients aprēķināts plakanajiem saules kolektoriem. Plakanie saules kolektori ir visplašāk izmantotie saules kolektori Eiropā [12], tādēļ šī pētījuma aprēķinos izmantoti tieši šādi kolektori. Saules kolektora lietderības koeficientu aprēķina ar 7.2. formulu.

$$\eta_c = \eta_0 - a_1 \frac{(t_c - t_a)}{G} - a_2 \frac{(t_c - t_a)^2}{G}, \quad (7.2)$$

kur

- η_0 – maksimālais saules kolektora lietderības koeficients;
- a_1, a_2 – 1. un 2. pakāpes siltuma zudumi, W/(m²K);
- t_c – stundas vidējā temperatūra saules kolektorā, °C;
- t_a – stundas vidējā apkārtējās vides temperatūra, °C;
- G – stundas vidējā saules radiācija, W/m².

Maksimālais saules kolektora lietderības koeficients un siltuma zudumu koeficients paņemts no citiem pētījumiem [29]. Siltumnesēja temperatūras kolektorā pieņemtas tādas pašas kā centralizētās siltumapgādes siltumnesēja temperatūras. Saskaņā

ar literatūrā pieejamajiem pētījumiem [30] pētnieki meklē iespējas, kā palielināt plakano saules kolektoru lietderības koeficientu. Izmantojot nanošķidrums, ir iespējams palielināt saules kolektoru lietderības koeficientu līdz 77 % [31]. Šobrīd nanošķidrums iesaka izmantot zemas temperatūras režīmos, jo augstas temperatūras režīmos šie šķidrums kļūst nestabili [32].

Siltumenerģijas akumulācijas sistēma

Sezonālā siltumenerģijas akumulācijas tvertne tika integrēta centralizētajā siltumapgādes sistēmā, lai palielinātu saules enerģijas īpatsvaru kopējā siltumenerģijas bilancē [17]. Pētījumā ir izvēlēta cilindriskas siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes. Tika pieņemts, ka siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes ir nosiltinātas no augšas un sāniem, lai samazinātu siltuma zudumus. Granulētais stikls, kura siltumvadītspējas koeficients ir $0,075 \text{ W/m}^2\text{K}$, būtu vispiemērotākais materiāls [28]. Uzglabājamās siltumenerģijas apjoms un siltuma zudumi no tvertnes tika aprēķināti saskaņā ar pētījumā [33] ietvertu metodi, kurā pētnieki izmantoja nemainīgu globālo siltuma vadītspējas koeficientu un augsnes temperatūru. Metode validēta ar dinamiskās simulācijas programmu TRNSYS, un iegūtie rezultāti ir līdzīgi [28]. 7.2. tabulā parādīti pieņēmumi, kas tika izmantoti siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes aprēķinos.

Siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes tilpums ir uzskatāms par parametru, kuru var optimizēt. Siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes tilpumu aprēķina ar šādu formulu:

$$V = \frac{3,6 \cdot 10^6 Q_{TES}}{\rho c_p (T_{\max} - T_{\min}) \eta_a}, \quad (7.3.)$$

kur

Q_{TES} – uzglabājamā siltumenerģija, MWh;

V – tvertnes tilpums, m^3 ;

ρ – ūdens blīvums, kg/m^3 ;

c_p – ūdens siltumietilpība, $\text{kJ}/(\text{kgK})$;

T_{\max} – maksimālā ūdens temperatūra tvertnē, K;

T_{\min} – minimālā ūdens temperatūra tvertnē, K;

η_{RES} – lietderības koeficients siltumenerģijas uzglabāšanai.

Pieņemtā temperatūras starpība tvertnē ir 50 K. Par minimālo ūdens temperatūru tvertnē uzskatīta siltumnesēja atgaitas temperatūra. Pašlaik atgaitas temperatūru nevar samazināt zem $40 \text{ }^\circ\text{C}$.

7.2. tabula

Galvenie ievades parametri

Vidējais saules kolektora lietderības koeficients	0,66
T_{max} , °C	90
T_{min} , °C	40
Siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes siltumvadītspējas koeficients	0,12 W/(m ² K)
Siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes augstuma un diametra attiecība	0,6
Augsnes temperatūra	8°C
Sistēmas kalpošanas laiks, gadi	15
Dabasgāzes saražotās siltumenerģijas cena, EUR/MWh	42
Dabasgāzes katlu mājas lietderības koeficients	0,96
Saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas uzstādīšanas izmaksas, % no kopējām izmaksām	15
Saules enerģijas siltumapgādes sistēmas elementu izmaksas, % no kopējām izmaksām	15

Siltumenerģijas patērētāja ergoefektivitāte

Siltumenerģijas patērētāji ir svarīgi centralizētās siltumapgādes sistēmas elementi, jo viņi nosaka piegādājamās siltumenerģijas apjomu. Siltumenerģijas patēriņu nosaka dažādi mainīgie, piemēram, klimatiskie apstākļi, cilvēku paradumi, kā arī citi aspekti. Ieviešot tādus ergoefektivitātes pasākumus kā, piemēram, enerģijas patērētāja vadība vai ēku siltināšana, ir iespējams samazināt siltumenerģijas patēriņu un samazināt siltumnesēja turpgaitas un atgaitas temperatūru [12]. Veidojot centralizētās siltumapgādes optimizācijas modeli, tika pieņemts, ka daļa no patērētājiem samazinās savu siltumenerģijas patēriņu. Tādējādi ar 7.4. formulu ir iespējams aprēķināt nākotnes siltumenerģijas patēriņu ar, lai pēc tam iegūtos rezultātus varētu izmantot modeli.

$$Q_2 = (Q_1 - Q_{RB}) \cdot \left(1 - \frac{k}{100}\right) + Q_{RB}, \quad (7.4)$$

kur

Q_2 – nākotnes siltumenerģijas patēriņš (pēc EE ieviešanas), MWh/gadā;

Q_1 – esošais siltumenerģijas patēriņš, MWh/gadā;

Q_{RB} – siltumenerģijas patēriņš renovētā ēkā, MWh/gadā;

k – siltumenerģijas patēriņa samazināšanas koeficients, %.

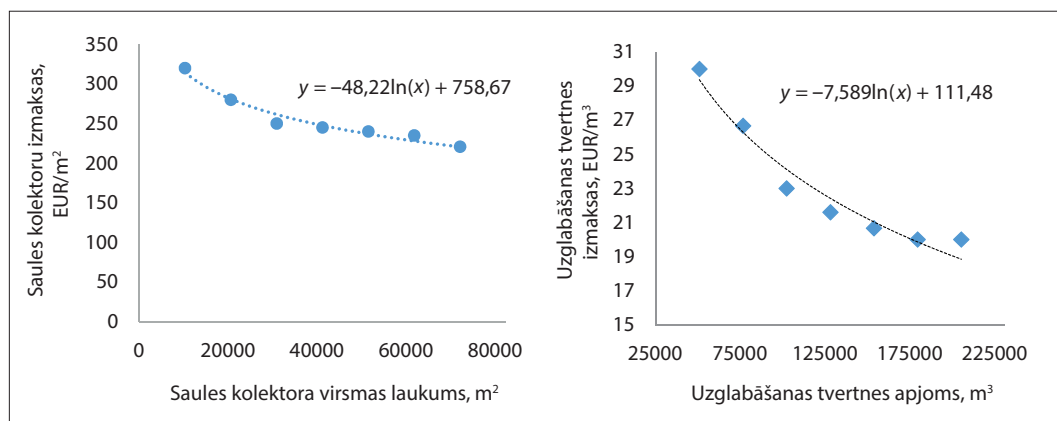
Par siltumenerģijas patēriņa samazināšanas koeficientu tika pieņemti 30 % ar nosacījumu, ka tiek ieviesti energoefektivitātes pasākumi. Siltumenerģijas samazināšanas koeficients noteikts saskaņā ar pētījumu [34]. Renovētās ēkas netika iekļautas aprēķinos.

Sistēmas energoefektivitātes indikatori

Saules radiācija un investīcijas ir galvenie sistēmas energoefektivitātes indikatori. Saules enerģijas īpatsvars ir aprēķināts kā dalījums starp gada laikā ar saules enerģijas saražoto siltumenerģiju un kopējo gada laikā saražoto siltumenerģiju [28].

Par ekonomiskajiem indikatoriem tika pieņemtas sistēmas izmaksas. Galvenās izmaksas veido saules kolektori un siltumenerģijas akumulācijas tvertne, kuru kopējās izmaksas ir atkarīgas no to izmēriem. Izmaksu aprēķiniem izmantota regresijas analīze (sk. 7.6. attēlu).

7.6. att. Īpatnējās saules kolektoru un siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes izmaksas. [29]



Īpatnējās saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas izmaksas aprēķina ar 7.5. formulu. Šāds aprēķins tika veikts katram scenārijam, lai tos varētu savstarpēji salīdzināt.

$$STC = \frac{(-48,22 \ln A_c + 758,67)A_c + (-7,59 \ln V + 111,48)V + C_{inst} + C_{syst}}{Q_{SDHS}T_{op}} \quad (7.5.)$$

kur

C_{inst} – sistēmas uzstādīšanas izmaksas, EUR;

C_{syst} – citu sistēmas elementu izmaksas, EUR;

Q_{SDHS} – saules enerģijas saražotais siltumenerģijas apjoms, MWh;

T_{op} – sistēmas darbības laiks, gadi.

Centralizētās siltumapgādes sistēmas darbības dati

Saražotās siltumenerģijas apjoms, MWh/gadā	60 500
Siltuma zudumi siltumtrasē, %	12
Siltumenerģijas patēriņš, MWh/gadā	55 500
Vidējā turpgaitas temperatūra apkures sezonā, °C	66
Vidējā atgaitas temperatūra apkures sezonā, °C	43
Vidējā turpgaitas temperatūra vasaras sezonā, °C	62
Vidējā atgaitas temperatūra vasaras sezonā, °C	48
Vidējais siltumnesēja plūsmas ātrums apkures sezonā, m ³ /h	395
Vidējais siltumnesēja plūsmas ātrums vasaras sezonā, m ³ /h	188

Aprēķinātās izmaksas salīdzinātas ar izmaksām, kas rodas, siltumenerģiju saražojot ar dabasgāzi. Galvenie ievades dati ir apkopoti 7.2. tabulā. Īpatnējās saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas izmaksas aprēķinātas 15 gadu periodam. Daži pētnieki [8, 11] norādījuši, ka optimālais saules enerģijas centralizētas siltumapgādes sistēmas darbības laiks ir 25 gadi.

Situācijas izpēte

Centralizētās siltumapgādes sistēmas datu analīze veikta par 2015. gadu. Āra temperatūra un saules radiācijas dati ņemti par 2015. gadu. Klimatiskie dati ņemti no meteoroloģiskās stacijas Rīgā, kas ir aptuveni 18 km no analizējamās centralizētās siltumapgādes sistēmas.

7.3. tabulā attēloti esošie centralizētās siltumapgādes darbības dati. Centralizētā siltumapgādes sistēma apgādā ar siltumenerģiju vietējās dzīvojamās un pašvaldības ēkas. 18 % ēku ir renovētas, bet 82 % ēku nav renovētas. Aptuveni 44 % no nepieciešamās siltumenerģijas ir saražota no šķeldas, 7 % – no dabasgāzes, bet atlikušie 49 % ir saražoti koģenerācijas stacijā. Vidējā siltuma slodze vasarā ir 3 MW, kad ir jānodrošina tikai karstais ūdens.

Lai gan vidējā apkures sezonas turpgaitas un atgaitas temperatūra ir 66 °C un 46 °C, maksimālā turpgaitas temperatūra mēdz sasniegt 87 °C.

Izbeidzot līgumu ar konkrētu koģenerācijas staciju, centralizētās siltumapgādes operators ir spiests meklēt jaunus siltumenerģijas ražošanas risinājumus. Viena no iespējām ir liela saules enerģijas centralizētā siltumapgādes sistēma, kas varētu nodrošināt vismaz vasaras siltuma slodzi.

Rezultāti

Saskaņā ar izveidoto metodoloģiju ir izveidots matemātisks optimizācijas modelis, kas ļauj simulēt dažādus saules enerģijas centralizētās siltumapgādes izveides scenārijus, lai, izvērtējot to tehniskos un ekonomiskos aspektus, noteiktu vispiemērotāko scenāriju,

Kopā izveidoti 6 saules enerģijas centralizētās siltumapgādes scenāriji, kuri savstarpēji atšķiras ar saules kolektoru platību un siltumenerģijas tvertņu tilpumu (sk. 7.4. tabulu). Pirmajā scenārijā neizmanto siltumenerģijas uzglabāšanas tvertni, jo saules kolektori spēj nosegt siltuma slodzi vasarā. Pārējos scenārijos izmanto siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes, kuru tilpums svārstās no 218 līdz 438 tūkstošiem m³. Visos scenārijos būtu vēlams integrēt akumulācijas tvertnes, lai uzlabotu sistēmas elastību un spētu akumulēt siltumu visu diennakti. Taču akumulācijas tvertnes netika iekļautas aprēķinos.

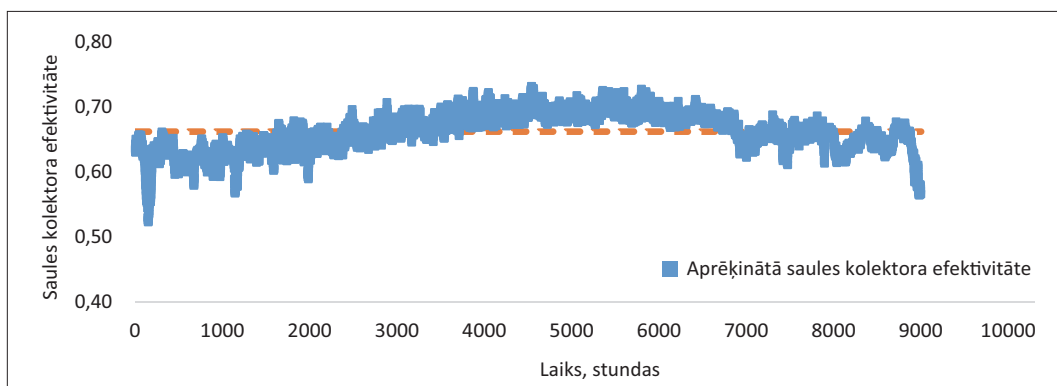
7.4. tabula

Analizētie saules enerģijas siltumapgādes scenāriji

Scenārijs	Saules kolektora platība, m ²	Siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes tilpums, m ³
S1	9 000	0
S2	36 500	218 000
S3	45 600	272 000
S4	54 700	327 000
S5	63 800	382 000
S6	72 900	438 000

Saules kolektoru lietderības koeficients ir viens no svarīgākajiem parametriem, kas nosaka saražotās siltumenerģijas apjomu. Modelēšanas laikā lietderības koeficients tika noteikts ik stundu. 7.7. attēlā atspoguļoti saules kolektora lietderības koeficientu rezultāti, par ievades datiem izmantota apkārtējās vides temperatūra un siltumnesēja atgaitas temperatūra. No rezultātiem ir redzams, ka apskatītās centralizētās siltumapgādes sistēmas teorētiskais saules paneļu lietderības koeficients ir aptuveni 0,66. Lietderības koeficientu ir iespējams palielināt, ja centralizētajā siltumapgādē siltumnesēja temperatūru samazina.

7.8. attēlā ir atspoguļoti esošā siltumenerģijas pieprasījuma rezultāti un iegūtie rezultāti par saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas saražoto siltumenerģijas apjomu dažādos scenārijos. Tā kā saules radiācija pieaug vasarā, tad vislielāko



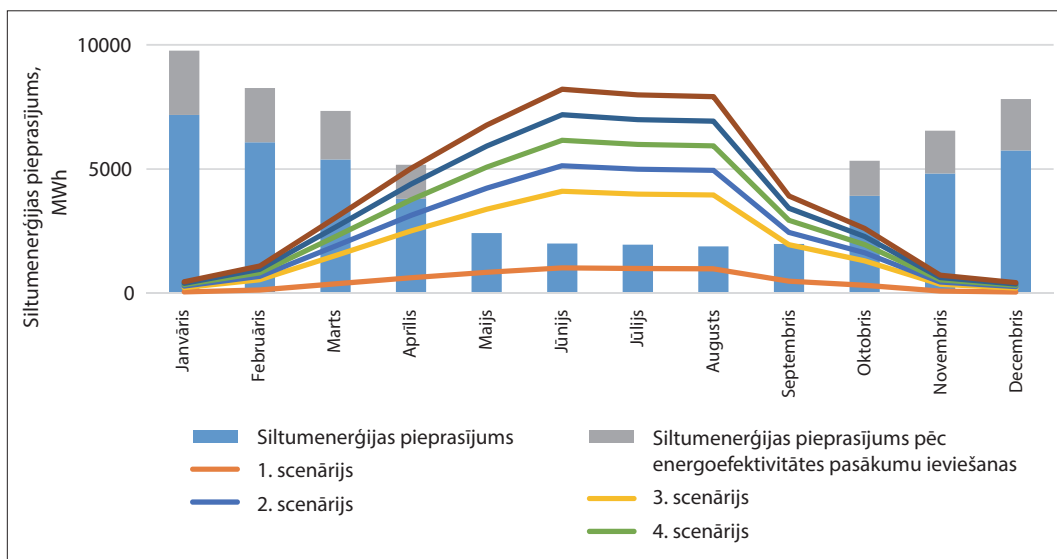
siltumenerģijas apjomu saražo no jūnija līdz augustam, kad siltumenerģijas pieprasījums ir vismazākais. Pirmajā scenārijā ar 9 000 m² lielu saules kolektoru platību ir iespējams nodrošināt tikai pusi no vasaras mēnešos nepieciešamā siltumenerģijas pieprasījuma.

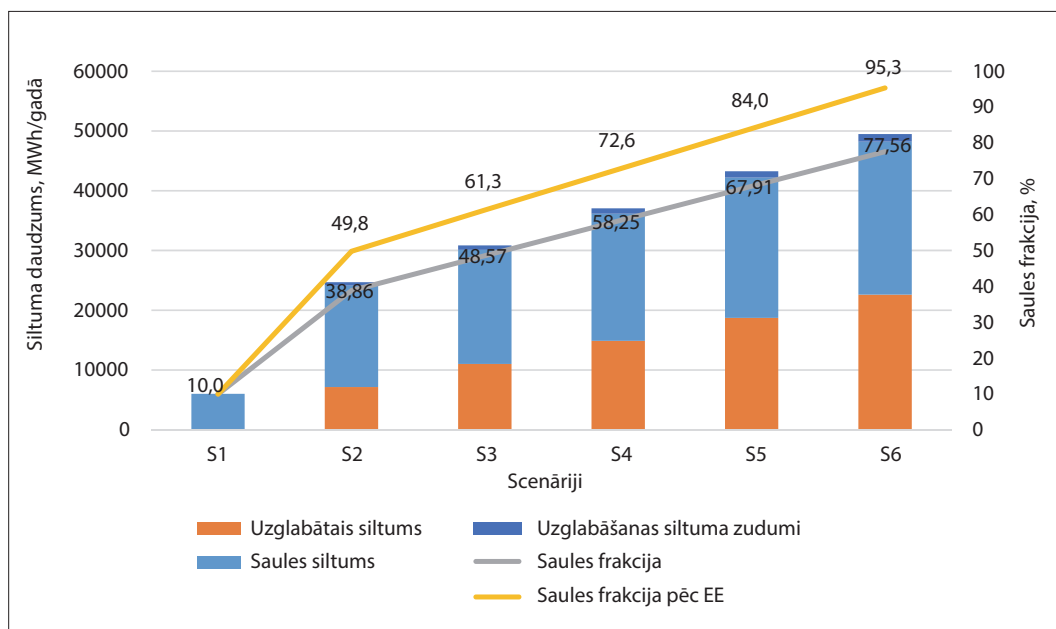
Kopējais ar saules enerģijas saražotais siltumenerģijas apjoms svārstās no 6 000 MWh/gadā 1. scenārijā līdz 23 000 MWh/gadā 6. scenārijā. 30 % līdz 50 % no saules saražotās siltumenerģijas ir jāuzglabā siltumenerģijas uzglabāšanas akumulācijas tvertnē, lai to pilnībā varētu izmantot (sk. 7.8.attēlu).

Saules enerģijas īpatsvars kopējā saražotās siltumenerģijas apjomā aprēķināts katram scenārijam, un tas svārstās no 10 %

7.7. att. Aprēķinātais saules kolektora lietderības koeficients.

7.8. att. Esošais siltumenerģijas pieprasījums un ar saules enerģiju saražotais siltumenerģijas apjoms.



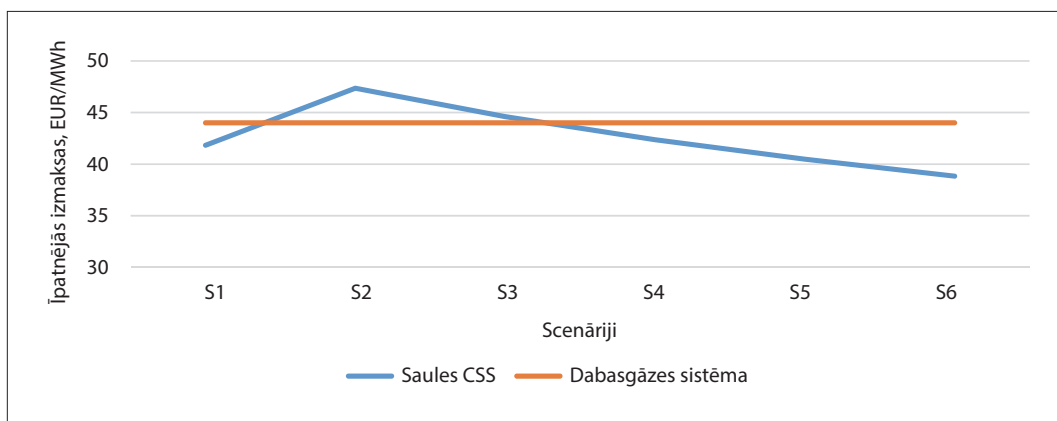


7.9. att. Saražotā siltumenerģija no saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas un saules enerģijas īpatsvars katrā scenārijā.

līdz 80 %. Aprēķinot saules enerģijas īpatsvaru, ņemts vērā tas, ka, ieviešot energoefektivitātes pasākumus, ir iespējams samazināt kopējo siltumenerģijas patēriņa apjomu. Potenciālais siltumenerģijas samazinājums ir atspoguļots 7.8. attēlā. Ja siltumenerģijas patēriņš samazinās, tad pieaug saules enerģijas īpatsvars saražotajā siltumenerģijā. 6 scenārijā ir iespējams ar saules enerģiju nodrošināt visu siltumenerģijas pieprasījumu. Lai to paveiktu, ir jānodrošina siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnes ar kopējo tilpumu 438 000 m³.

Aprēķinātie siltuma zudumi no siltumenerģijas akumulācijas tvertnēm ir minimāli un svārstās no 600 MWh/gadā līdz 1300 MWh/gadā. Tas ir tādēļ, ka siltumenerģijas akumulācijas tvertnēs ir zema temperatūra. Maksimālā temperatūra akumulācijas tvertnē ir 64 °C, kas novērojama 6. scenārijā.

Galvenais šķērslis lielas saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas izveidē ir augstās izmaksas. Aptuvenās izmaksas svārstās no 3 miljoniem EUR 1. scenārijā līdz 30 miljoniem EUR 6. scenārijā. Īpatnējās kapitālizmaksas ir atspoguļotas 7.10. attēlā. Pieņemtās izmaksas ir salīdzinātas ar dabasgāzes siltumapgādes sistēmas izmaksām. 1., 4., 5., 6. scenārija siltumenerģijas ražošanas izmaksas ir zemākas nekā dabasgāzes siltumapgādes sistēmā saražotajai siltumenerģijai. Īpatnējās izmaksas 6. scenārijā sasniedz 38,8 EUR/MWh.

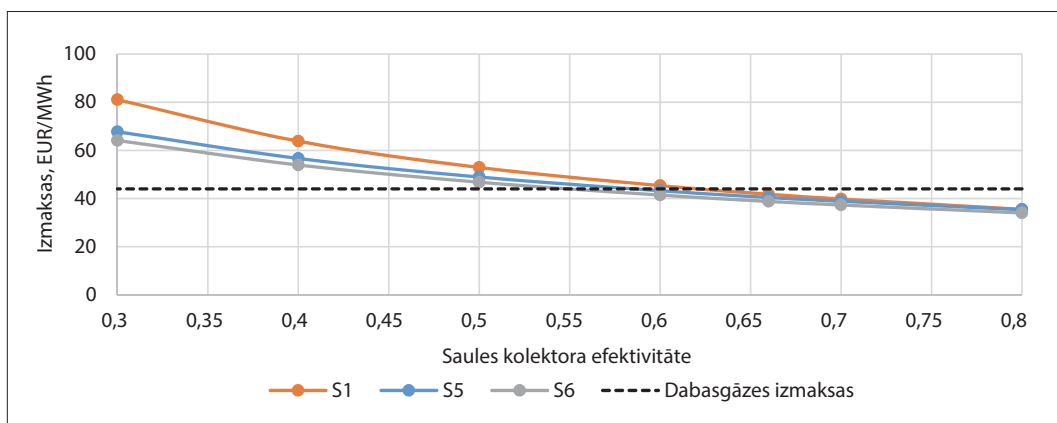


Aprēķinātās saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas īpatnējās izmaksas un ekonomisko pamatotību var ietekmēt vairāki parametri, piemēram, elektroenerģijas patēriņš sistēmā, citu enerģijas veidu cenas, sistēmas tehniskie parametri, politiskais un finansējuma atbalsts atjaunojamajiem enerģijas resursiem.

7.11. attēlā atspoguļota jutības analīze vienam no svarīgākajiem mainīgajiem – saules kolektora lietderības koeficientam. Saules kolektora lietderības koeficients ir atkarīgs no apkārtējās vides temperatūras, kolektora siltumnesēja temperatūras, kā arī no saules kolektora konstrukcijas un izmantotajiem materiāliem. Jutības analīze veikta 3 scenārijiem, kuriem bija vismazākās kapitālizmaksas. Rezultāti parāda, ka saules enerģijas siltumapgādes sistēmas konkurētspēja samazinās, kad saules kolektora lietderības koeficients nokrīt zem 0,6, tādēļ ir jānodrošina augsts saules kolektora lietderības koeficients.

7.10. att. Īpatnējās izmaksas dažādos scenārijos.

7.11. att. Saules kolektora lietderības koeficienta jutības analīze.



Secinājumi

Pētījumā analizētas iespējas ieviest liela mēroga saules kolektoru lauku, apvienojot to ar sezonālās siltumenerģijas akumulācijas tvertni esošā Latvijas siltumapgādes sistēmā, lai uzlabotu tās konkurētspēju. Esošās siltumapgādes darbības dati izmantoti kā ievades dati, lai varētu aprēķināt nepieciešamo saules kolektoru platību un siltumenerģijas akumulācijas tvertnes tilpumu. Pētījuma gaitā izveidoti seši scenāriji, lai noskaidrotu vispiemērotāko risinājumu. Energoefektivitātes pasākumu ieviešanas radītais siltumenerģijas patēriņa samazinājums arī ir ņemts vērā.

Stundas vidējais saules kolektora lietderības koeficients ir modelēts, lai noteiktu ar saules enerģiju saražojamās siltumenerģijas apjomu. Saules kolektoru teorētiskais lietderības koeficients ir 0,66, kuru iespējams paaugstināt, samazinot siltumnesēja temperatūru vai izmantojot inovatīvas plakano saules kolektoru tehnoloģijas. Jūtības analīzes aprēķini parāda, ka saules centralizētās siltumapgādes sistēmas konkurētspēja samazinās, ja lietderības koeficients ir zemāks par 0,6.

Rezultāti parāda, ka ir jāuzstāda 9000 m² līdz 72900 m² liels saules kolektoru parks ar atbilstoša izmēra siltumenerģijas uzglabāšanas tvertnēm, lai saražotu 6000 MWh līdz 23700 MWh gadā. Šāda sistēma var nodrošināt 10–78 % no kopējā siltumenerģijas pieprasījuma. Ja ievieš energoefektivitātes pasākumus, tad ar saules enerģiju ir iespējams nosegt pat līdz 95 % no siltumenerģijas pieprasījuma.

Saules enerģijas siltumapgādes sistēmas kapitālizmaksas ir ļoti augstas un ir ņemtas vērā, nosakot ekonomisko pamatojumu. Aprēķinātās saules enerģijas siltumapgādes sistēmas īpatnējās izmaksas salīdzinātas ar dabasgāzes siltumapgādes sistēmu. Saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas kopējās izmaksas ir robežās no 3 līdz 30 miljoniem EUR. Ir jānosaka vēl citi parametri, lai veiktu detalizētāku ekonomisko un jutības analīzi.

Turpmākajos pētījumos būtu jākoncentrējas uz saules enerģijas centralizētās siltumapgādes sistēmas tehniskajiem un vides aspektiem, jo šis pētījums parādīja, ka šāda sistēma ir ekonomiski pamatota.

Rakstā iekļautās daļas pirmēji angļu valodā publicētas žurnālā *Energy* rakstā “*Solar Energy Use in District Heating Systems. A Case Study in Latvia*” (doi:10.1016/j.energy.2017.04.151). Autori pateicas VPP LATENERGI programmas projektam par iespēju attīstīt rakstu latviešu valodā.

Literatūras saraksts

- [1] Dave Olsthoorn, Fariborz Haghighat, Parham A. Mirzaei, Integration of storage and renewable energy into district heating systems: A review of modelling and optimization, *Solar Energy*, 2016, 136; 49–64.
- [2] M. A. Sayegh, J. Danielewicz, T. Nannou, M. Miniewicz, P. Jadwiszczak, K. Piekarska, H. Jouhara, Trends of European research and development in district heating technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 68, Part 2, February 2017, Pages 1183–1192.
- [3] Jelena Ziemele, Armands Gravelins, Andra Blumberga, Dagnija Blumberga, The Effect of Energy Efficiency Improvements on the Development of 4th Generation District Heating, *Energy Procedia*, Volume 95, September 2016, Pages 522–527.
- [4] Dalla Rosa A, Christensen J. E., 2011, Low-energy district heating in energy-efficient building areas, *Energy*, 36(12), 6890–6899.
- [5] Boran Morvaj, Ralph Evins, Jan Carmeliet, Decarbonizing the electricity grid: The impact on urban energy systems, distribution grids and district heating potential, *Applied Energy*, Volume 191, 1 April 2017, 125–140.
- [6] Jamar A., Majid Z. A. A., Azmi W. H. A review of water heating system for solar energy applications. *International Communications in Heat and Mass Transfer* 2016; 76, 178–187.
- [7] Olsthoorn D., Haghighat F., Mirzaei P. A., 2016, Integration of storage and renewable energy into district heating systems: A review of modelling and optimization. *Solar Energy* 2016; 136, 49–64.
- [8] Tulus V., Boer D., Cabeza L. F. et al. Enhanced thermal energy supply via central solar heating plants with seasonal storage: A multi-objective optimization approach. *Applied Energy* 2016; 181, 549–561.
- [9] Xu J., Wang R. Z., Li Y. A review of available Technologies for seasonal thermal energy storage. *Solar Energy* 2013; 103, 610–638.
- [10] Lund H., Werner S., Wiltshire R., Svendsen S. et al. 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy* 2014; 68, 1–11.
- [11] Mauthner F., Weiss W., Spörk-Dür M. *Solar Heat Worldwide. Markets and Contribution to the Energy supply 2013 – Austria: Institute for Sustainable Technologies*, 2015, pp. 68.
- [12] European Solar Thermal Industry Federation. 2015. *Solar Thermal Markets in Europe: Trends and market statistics 2014*. Brussels.
- [13] European solar district heating system database <http://solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx>.
- [14] Bauer D., Marx R., Nußbicker-Lux J., Muller-Steinhagen H., Ochs F. German central solar heating plants with seasonal heat storage. *Solar Energy* 2010;84, 612–623.
- [15] Solar thermal plant in Vojens <http://solar-district-heating.eu/NewsEvents/News/tabid/68/ArticleId/367/The-worlds-largest-solar-heating-plant-to-be-established-in-Vojens-Denmark.aspx>.
- [16] Solar thermal plant in Dronninglund http://www.planenergi.dk/wp-content/uploads/2015/04/Brochure_Dronninglund_2015_booklet_ENG_web_.pdf.
- [17] Trier D. Towards solar district heating with more than 70% solar fraction. *Energy Procedia* 2015; 70, 580–586.

- [18] Sibbitt B., McClenahan D., Djebbar R., Thornton J., Wong B., Carriere J., Kokko J. The performance of a high solar fraction seasonal storage district heating system – five years of operation. *Energy Procedia* 2012; 30, 856–865.
- [19] Flynn C., Siren K. Influence of location and design on the performance of a solar district heating system equipped with borehole seasonal storage. *Renewable Energy* 2015; 81, 377–388.
- [20] Urbaneck T., Oppelt T. et al. Solar district heating in East Germany – Transformation in a cogeneration dominated city. *Energy Procedia* 2015; 70, 587–594.
- [21] Carpaneto E., Lazzeroni P., Repetto M. Optimal integration of solar energy in a district heating network. *Renewable Energy* 2015; 75, 714–721.
- [22] Connolly D., Lund H., Mathiesen B. V., Leahy M. The first steps towards 100 % renewable energy-system for Ireland // *Applied Energy*. – Nr. 88 (2010, March 25), pp. 502–507.
- [23] About heat tariffs: <http://jurnalassiltums.lv/klientiem/tarifi/>.
- [24] About heat tariffs: <http://www.rs.lv/lv/saturs/rigas-siltums-siltumenergijas-tarifs>.
- [25] About heat tariff: <http://www.dsiltumtikli.lv/lv/musu-klientiem/tarifi/>.
- [26] About heat tariffs: <http://www.fortum.com/countries/lv/privatpersonam/tarifs/tarifs-jelgava/pages/default.aspx>.
- [27] About heat tariffs: <http://salaspilssiltums.lv/tarifi.html>.
- [28] M. Guadalfajara, M. A. Lozano, L. M. Serra Simple calculation tool for central solar heating plants with seasonal storage.
- [29] SDH. Solar District Heating Guidelines. 2012. Available online: http://solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3-D31-D32_August2012.pdf.
- [30] Muhammad M. J., Muhammad I. A., Che sidik N. A., Afiq M. N., Yazid W. M. Thermal performance enhancement of flat-plate and evacuated tube solar collectors using nanofluid: A review // *International Communications in Heat and Mass Transfer*. – Nr. 76 (2016), pp. 6–15.
- [31] Hussein A. K. Applications of nanotechnology to improve performance of solar collectors – Recent advances and overview // *Renewable and Sustainable energy Reviews*. – Nr. 62 (2016), pp. 767–792.
- [32] Yousefi T., Veysi F., Shojaeizadeh E., Zinadini S. An experimental investigation on the effect of Al_2O_3 - H_2O nanofluid on the efficiency of flat-plate solar collectors // *Renewable Energy*. – Nr. 39 (2012), pp. 293–298.
- [33] Raab, S., Mangold, D., Muøller-Steinhagen, H., 2005. Validation of a computer model for solar assisted district heating systems with seasonal hot water heat store. *Solar Energy* 79, 531–543.
- [34] Žandeckis A., Timma L., Blumberga D., Rochas C., Rošā M. Solar and pellet combisystem for apartment buildings: Heat losses and efficiency improvements of the pellet boiler, *Applied Energy* 2013; 101; 244–252.

8. Dūmgāzu apstrādes daudzkritēriju analīze

*V. Priedniece, E. Vīgants, J. Selivanovs,
I. Veidenbergs, D. Blumberga*

levads

Kondensators (kondensēšanas ekonomaizers KE) ir siltummainis, kuru izmanto enerģijas atgūšanai no katla izvadītajām dūmgāzēm. Tas samazina ūdens tvaika temperatūru zem rasas punkta, procesa laikā atgūstot lietderīgo un latentu siltumu no dūmgāzēm. Kondensēšanas ekonomaizeru izmantošana samazina arī cieto daļiņu daudzumu dūmgāzēs. Šīs darbības uzlabo kopējo katla sistēmas efektivitāti [2]. Siltums dūmgāzēs ir temperatūras diapazonā no 30 °C līdz 250 °C, un tas veido aptuveni 15–40 % no kopējā siltuma satura izmantotajā kurināmajā [3].

Dūmgāzes satur skābes un cietās daļiņas, kuras galvenokārt atdala, izmantojot skruberus un filtrus, pēc kura dūmgāzes aizvada uz kondensatoru. Siltuma atgūšanas līmenis, ko var sasniegt ar kondensatoru, ir robežās no 10 % līdz 15 %, kad kā kurināmais izmantota dabasgāze. Biomasas gadījumā šie rādītāji ir līdzīgi, bet enerģiju iespējams atgūt no diviem avotiem – mitruma iztvaikošanas un kurināmā sastāvā esošā ūdens –, tādējādi samazinot nepieciešamību pēc kurināmā žāvēšanas pirms degšanas [4].

Praksē izmanto divu veidu kondensatorus – tiešā un netiešā kontakta ekonomaizerus. Dzesēšanas viela kondensatoros parasti ir gaiss vai ūdens. Netiešā kontakta kondensatori ir vairāk sastopami praksē, jo tie atgūst latentu siltumu no dūmgāzēm, izlaižot tās cauri kondensējošajiem siltummaiņiem. Tos var iedalīt tādās grupās kā cauruļu, lamellas un kombinētie kondensatori [2], [5]. Tiešā kontakta kondensatori sastāv no divām kamerām, no kurām pirmā ir paredzēta tvaika kondensēšanai, bet otrā – dūmgāzu dzesēšanai ar pretplūsmas strūklām. Tie var būt ar pildījumu vai bez tā, un galvenokārt tiek izmantoti ar gāzi kurināmām iekārtām, koksnes un eļļas kurināmā katliem, kuru lietojuma joma vēl ir attīstības stadijā [4].

Galvenā kondensatoru priekšrocība ir latentā siltuma atgūšana, kas ļauj uzlabot termisko efektivitāti, kura var pārsniegt 100 %, kad atsaucas uz kurināmā zemāko sadegšanas siltuma vērtību. Cita priekšrocība ir vides ieguvumu pieaugums, ko rada samazināts dūmgāzu emisiju apjoms. Tas ir kondensāta dēļ, kas rada plēvi, atdalot cietās daļiņas un izšķīdinot skābes [6].

Trūkums ir tas, ka lielāks lietderīgā siltuma apjoms ir aizvadīts uz nekondensējamām gāzēm, izraisot samazinātu tvaika apjomu un augstāku siltumvadītspējas koeficientu (λ), kas ietekmē katla efektivitāti. Cits tehnoloģijas trūkums ir augsts korozijas risks, ko rada degšanas produkti. Tas var novest pie plaisu veidošanās siltummaiņos, ja materiāls nav pietiekami izturīgs vai arī bojātais punkts ir pakļauts lielum spiedienam [7]. Šo trūkumu iespējams samazināt ar detalizētu un precīzu instalāciju, un korozijizturīgu materiālu izvēli, tomēr tas var radīt augstākas izmaksas [8]. Kad izmanto netiešā kontakta kondensatorus, pastāv cauruļu noslāņošanās risks, tādēļ papildu uzmanība ir jāvelta barošanas ūdens īpašībām [9].

Viens no vissvarīgākajiem faktoriem siltumapgādes sistēmu darbībā ir atgaitas ūdens temperatūra, kurai vajadzētu būt ap 30 °C. Tā kalpo kā siltuma kritums sistēmā. Ja ūdens temperatūra ir zem vēlamās, sistēmai jāpievieno siltumsūknis, palielinot enerģijas patēriņu un izmaksas [10].

Kondensatori, to iespējamie lietojumi un tipi pētīti dažādos gadījumos. Daudzi pētījumi saistībā ar kondensējošajiem siltummaiņiem, to lietojumu un iespējamo ieviešanu veikti Līhaijas Universitātē Betlhemā, ASV (*Lehigh University, Bethlehem, USA*). Dažas no pētītajām tēmām aprakstītas turpinājumā. Džongs (*Jeong*) un Levijš (*Levy*) ir strādājuši pie skābju kondensācijas noteikšanas, lai padarītu iespējamu piemērota siltummaiņa izveidi paredzamajiem apstākļiem. Viņi izmantoja sistēmas masas un enerģijas bilances, lai pētītu dūmgāzu īpašības un kondensāciju, nonākot pie secinājuma, ka modelēšanas metodiku var izmantot reāliem siltummaiņiem, jo teorētiski iegūtie skābju un ūdens kondensācijas dati sakrīt ar eksperimentālajiem datiem [11]. Samuelsons (*Samuelson*) savā promocijas darbā padziļināti pētījis ūdens atgūšanu no katla dūmgāzēm, koncentrējoties uz kondensēšanas siltummaiņa izmantošanu ar eļļu kurināmā katlā. Izveidotā iekārta sasniedza 80 % ūdens atgūšanas līmeni un tādu pašu efektivitāti sasniedza arī skābju kondensācijai, kas veikta atsevišķi [12]. Hazels (*Hazell*) modificējis esošo datorsimulācijas kodu siltummaiņiem, lai paredzētu kondensēšanās tempu, siltuma apmaiņas un spiediena izmaiņas pilnā mērogā. Pētītas siltummaiņa izmaksas, kas parādīja, ka vislielāko kondensējošā siltummaiņa ieviešanas izmaksu daļu veido kapitālizmaksas, kamēr ekspluatācijas izmaksas veido mazu daļu no kopējām izmaksām. Siltummainis optimizēts, izmantojot pret koroziju izturīgus materiālus un aprēķinus cauruļu izvietojumam un ūdens temperatūras ietekmei uz siltuma un masas

apmaiņu un uzstādīšanas vietu. Secināts, ka visefektīvākais risinājums kondensējošā siltummaiņa novietojumam ir pēc dūmgāzu desulfurizācijas iekārtas [13].

Hils (*Hill*) sava maģistra darba ietvaros pētījis siltuma atgūšanu un tās iespējamo lietojumu reālās sistēmās, izveidojot siltuma atgūšanas sistēmas dizainu enerģijas ražošanas stacijai. Tomēr problēmas, kas minēts iepriekš, tika izceltas arī šajā darbā, jo tās samazina siltuma atgūšanas sistēmu plašāku lietojumu enerģijas ražošanas stacijās [14].

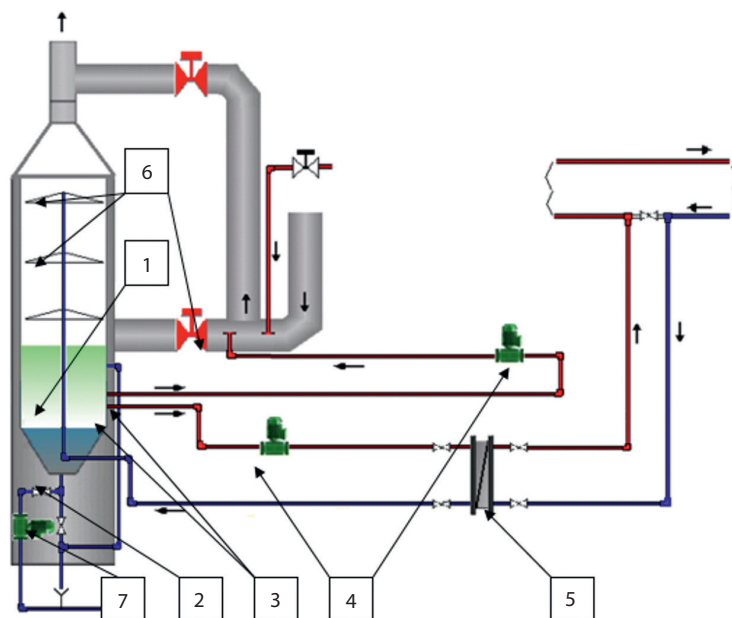
J. de Li et al. autori teorētiski pētījuši tvaika kondensāciju vidē, kas satur nekondensējamas gāzes. Masas un siltuma bilanču vienādojumi izmantoti, lai izstrādātu matemātisko modeli rezultātu paredzēšanai un salīdzinājumu veikšanai ar esošajiem eksperimentālajiem rezultātiem. Izstrādāto modeli iespējams izmantot paralēlas plūsmas un pretplūsmas kondensatoros. Paredzētie rezultāti sakrīt ar pieejamajiem eksperimentālajiem datiem [15]. Osakabe ir izstrādājusi siltummaini latentā siltuma atgūšanai no dūmgāzēm, kas iegūtas no skābekļa degšanas katliem, un pievienojusi dizainu rezultātu paredzēšanas metodei. Eksperimentālie rezultāti koncentrējās uz ūdens un gāzes temperatūru, masas un siltuma apmaiņas izmaiņām un sakrita ar paredzējumu, padarot metodi izmantojamu esošajiem siltummaiņiem skābekļa degšanas sistēmās [16], [17]. *X. Sun et al.* autori pētījuši dūmgāzu kondensāciju uz caurulēm eksperimentālos apstākļos. Rasas punkts parādīja šķirtni starp sauso un kondensācijas daļu. Secināts, ka kondensācijas struktūra bija tuva pilienveida kondensācijai. Sieniņu temperatūru samazinājums radīja lielākas ar plēvi klātas sienas daļas. Paredzētie rezultāti sakrita ar eksperimentālajiem [18].

Lielākā daļa no esošajiem pētījumiem koncentrējas uz latentā siltuma un ūdens atgūšanas no dūmgāzēm efektivitātes uzlabošanu, bez būtiskām izmaiņām esošajās tehnoloģijās. Te uzmanība ir vērsta uz bezpildījuma kondensatoru izmantošanu latentā siltuma atgūšanai no dūmgāzēm. Cita gāzu apstrādes iespēja ir daudzkanālu ciklons, kas paredzēts cieta daļiņu (kuru izmērs ir lielāks par 2 mikroniem) atdalīšanai un sasniedz efektivitāti līdz 95 % [19]. Tomēr ciklons nenodrošina latentā siltuma atgūšanu, tādēļ kondensators šajā gadījumā ir labāka izvēle. Ir svarīgi izstrādāt un publicēt informāciju par siltuma atgūšanas tehnoloģijām, lai nodrošinātu risinājumus enerģijas efektivitātes uzlabošanai dažādās nozarēs. Tā kā ilgtspējīga attīstība kļūst arvien nozīmīgāka industriālajās zonās, enerģijas efektivitātei un atlikumu enerģijas atgūšanai būs veltīta papildu uzmanība nākotnē.

Metodoloģija

Darbā ir veikts tieša kontakta dūmgāzu kondensatoru KE novērtējums no emisiju samazinājuma viedokļa. Tieša kontakta kondensatori var būt ar pildījumu vai bez tā un ar papildu ūdens iesmidzināšanu dūmgāzu ievadā kondensatorā vai bez tās. Tieša kontakta kondensatora principiālā shēma redzama 8.1. attēlā.

8.1. att. KE un tā integrācija katlu mājas shēmā.



KE sistēma sastāv no ūdens tvertnes (1), kuras apakšējā daļa izveidota piltuves formā (2). Tvertnei (1) ir pievienoti cauruļvadi (3) tā, lai dūmgāzes ievadītu tangenciāli. Cauruļvadi savieno tvertni ar ūdens cirkulācijas sūkņiem (4), siltummaini (5) un ūdens izsmidzināšanas sprauslām (6). Tvertnes apakšējā piltuves daļā (2) ir uzstādīts sūknis (7) ūdens papildināšanai. Ūdens izsmidzināšanas sprauslas ir uzstādītas KE korpusā vairākos līmeņos, kā arī dūmgāzu ievadā. Pildījumu izvieto uz speciāliem vairākos slāņos.

KE pēc katliem veic vairākas funkcijas, un tās ir dūmgāzu siltuma utilizācija, paaugstinot siltuma ģenerējošās iekārtas kopējo energoefektivitāti un attīrot dūmgāzes no cietajām daļiņām un gāzveida emisijām [20]. Kā dūmgāzu attīrīšana, tā arī energoefektivitātes paaugstināšana samazina iekārtas darbības ietekmi uz vidi. Novērtējums ir komplicēts un ietver vairāku faktoru

KE novērtējuma kritēriji

Nr.	Kritērijs	Normalizēts svars	
1.	Efektivitāte	0,280	Inženiertehniskie
2.	Procesa sarežģītība	0,024	
3.	Elektroenerģijas patēriņš, kWh/MWh	0,071	
4.	Ūdens patēriņš, m ³ /MWh	0,020	
5.	Ūdens izmaksas, EUR/MWh	0,007	Ekonomiskie
6.	Elektroenerģijas izmaksas, EUR/MWh	0,051	
7.	Darba algas, EUR/MWh	0,001	
8.	Materiālu izmaksas, EUR/MWh	0,007	
9.	Pelnu apsaimniekošanas izmaksas, EUR/MWh	0,002	Vides un klimata
10.	Nepieciešamās investīcijas, EUR/MWh	0,081	
11.	Kurināmā ekonomija, EUR/MWh	0,176	
12.	PM emisijas, mg/nm ³	0,161	
13.	CO emisijas, mg/nm ³	0,057	
14.	NO _x emisijas, mg/nm ³	0,062	

grupu mijiedarbības analīzi. Faktori ir kvalitatīvi un kvantitatīvi vērtējami. Šādos gadījumos ir piemērota daudzkritēriju analīzes metode [21].

Analīzei izvēlētie kritēriji ir iedalāmi trīs grupās: inženiertehniskie, ekonomiskie un vides un klimata. Kritēriji, to grupas, kā arī novērtētais normalizētais svars redzami 8.1. tabulā.

Definēto kritēriju kopa ir izmantota dažādu KE alternatīvu novērtējumam. Aplūkotās alternatīvas un katra kritērija vērtība apkopotas 8.2. tabulā.

Vides un klimata parametri un to samazināšanas iespējas KE bez pildījuma un ar ūdens iesmidzināšanu vertikālajā daļā noteikti mērījumu ceļā "Ludzas Bioenerģijas" katlu mājā.

Rezultāti un to analīze

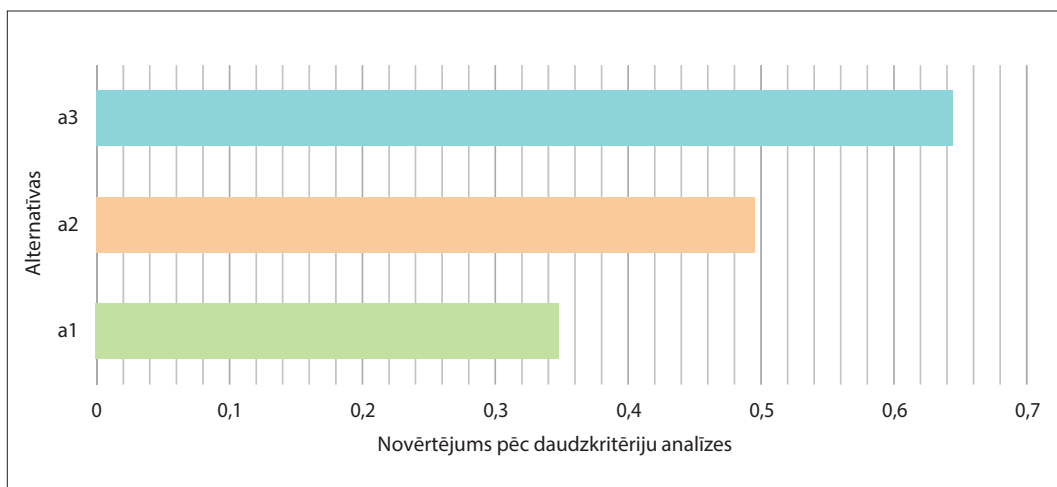
Dauzkritēriju analīzes rezultāti grafiskā veidā atspoguļoti 8.2. attēlā.

Trīs izvirzīto alternatīvu dauzkritēriju analīze rāda, ka vis-tuvāk ideālajam risinājumam ir KE ar pildījumu un ūdens iesmidzināšanu augšējā daļā un gāzu ievadā kondensatorā. Nākamā ir alternatīva ar KE bez pildījuma, bet ūdens iesmidzināšanu abās

Kritēriju novērtējums dažādām alternatīvām

DŪMGĀZU SKALOTNIS				
Alternatīvas	Bez pildījuma, ūdens izsmidzināšana vertikālajā daļā	Bez pildījuma, ūdens izsmidzināšana vertikālajā un horizontālajā daļā	Ar pildījumu, ūdens izsmidzināšana vertikālajā un horizontālajā daļā	
Nr.	Kritērijs	<i>a1</i>	<i>a2</i>	<i>a3</i>
1.	Efektivitāte	3	4	5
2.	Procesa sarežģītība	3	4	4
3.	Elektroenerģijas patēriņš, kWh/MWh	2	3	4
4.	Ūdens patēriņš, m ³ /MWh	2	2	1
5.	Ūdens izmaksas, EUR/MWh	2	2	2
6.	Elektroenerģijas izmaksas, EUR/MWh	3	4	5
7.	Darba algas, EUR/MWh	1	1	1
8.	Materiālu izmaksas, EUR/MWh	1	2	3
9.	Pelnu apsaimniekošanas izmaksas, EUR/MWh	2	2	2
10.	Nepieciešamās investīcijas, EUR/MWh	2	3	4
11.	Kurināmā ekonomija, EUR/MWh	3	4	5
12.	PM emisijas, mg/nm ³	4	5	5
13.	CO emisijas, mg/nm ³	4	4	4
14.	NO _x emisijas, mg/nm ³	3	3	3
	Līdzība iespējami labākajam risinājumam	<i>a1</i>	<i>a2</i>	<i>a3</i>
	Si(IDEAL)	0,0817	0,0464	0,0445
	Si(NEGATIVE)	0,0437	0,0458	0,0805
	Si(IDEAL) + Si(NEGATIVE)	0,1254	0,0922	0,1249
	Si(NEGATIVE)/(Si(IDEAL) + Si(NEGATIVE))	0,348	0,497	0,644

vietās. Pēdējā ir alternatīva ar KE bez pildījuma un ūdens iesmidzināšanu tikai vertikālajā daļā. Pildījums intensificē siltuma un masas apmaiņu, kā arī emisiju uztveršanu KE. Vienlaikus jāatzīmē, ka pildījums palielina iekārtas aerodinamisko pretestību un tādā veidā elektroenerģijas patēriņu dūmgāzu plūsmas nodrošināšanai. Kā būtisks trūkums jāatzīmē pildījuma piesārņošanās, ja rodas traucējumi katla vai ciklona darbībā. Minētie trūkumi skaidro KE bez pildījuma lietojumu.



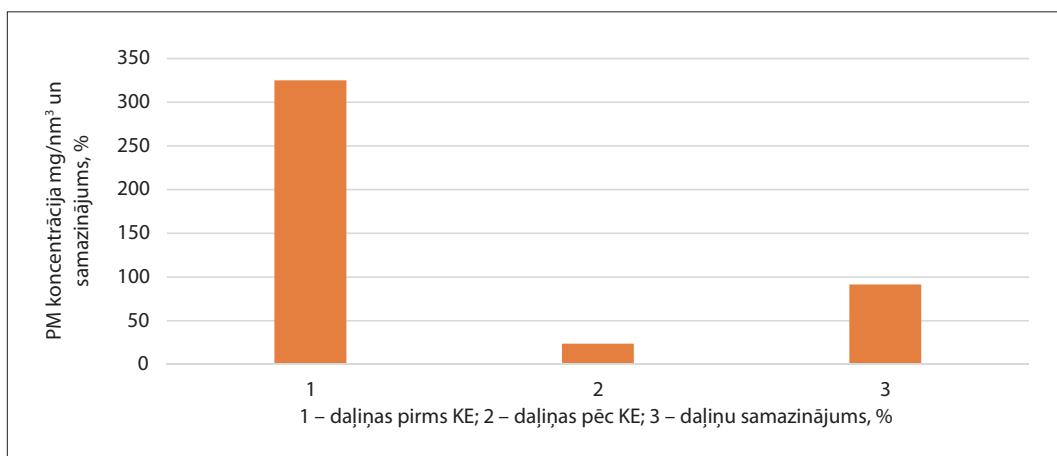
KE cieto daļiņu attīrīšanas pakāpi raksturo emisiju starpība starp KE dūmgāzu ievādi un izvādi. Darba gaitā tika veikti dūmgāzu cieto daļiņu mērījumi, kas raksturo KE darbības efektivitāti. Eksperimentāli noteiktās cieto daļiņu koncentrācijas izmaiņas KE bez pildījuma redzamas 8.3. attēlā.

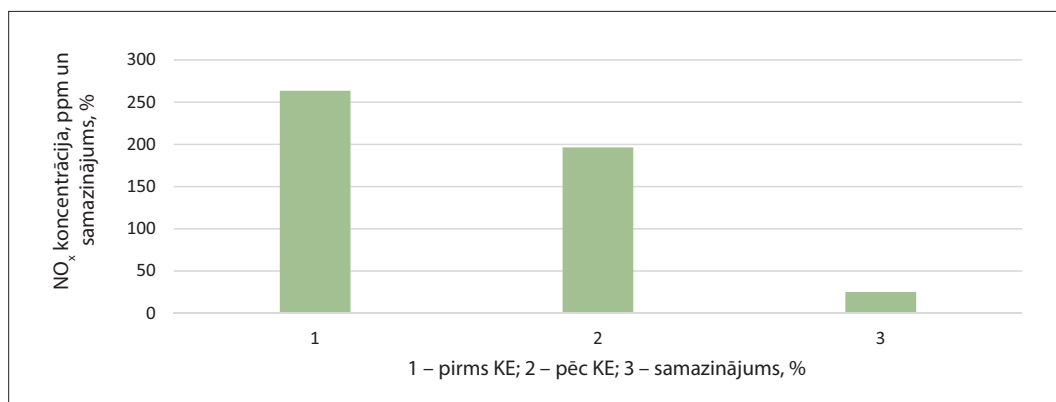
Veiktā izpēte liecina, ka KE gadījumā būtiski (91,5 %) samazinās cieto daļiņu daudzumu dūmgāzēs. Literatūrā atzīmē, ka mitro skruberu attīrīšanas pakāpe ir ap 80 % [22]. Mehānisma pamatā ir cieto daļiņu un pilienu mijiedarbība, kā arī ūdens tvaiku kondensācija uz cietajām daļiņām [23].

Vienlaikus ūdens pilieni un kondensāts absorbē gāzveida komponentus, šķīdinot tos un izvadot no dūmgāzu

8.2. att. Izvirzīto alternatīvu salīdzinājums.

8.3. att. Cieto daļiņu koncentrācijas izmaiņas KE bez pildījuma.





8.4. att. Slāpekļa oksīdu NO_x izmaiņas KE.

plūsmas. Slāpekļa oksīdu NO_x koncentrācijas izmaiņas parādītas 8.4. attēlā.

Mērījumu rezultāti rāda, ka, pateicoties KE, oksīdu daudzums samazinājies par 25 %. Izpētes pozitīvie rezultāti norāda, ka ir jāturpina KE izpēte.

Secinājumi

Ar daudzkritēriju metodi, balstoties uz 14 izvēlētu kvantitatīvu un kvalitatīvu kritēriju analīzi, noteikta labākā KE alternatīva. Konstrukcija ir ar pildījumu un ūdens iesmidzināšanu KE un pirms tā.

Veikti vides un klimata kritēriju mērījumi iekārtā bez pildījuma. Rezultāti liecina, ka iespējams samazināt cieta daļiņu koncentrāciju par 90 % un slāpekļa oksīdus par 25 %.

Rakstā iekļautās daļas pirmēji angļu valodā publicētas žurnālā *Energy Procedia* rakstā “*Flue Gas Treatment Multi-Criteria Analysis*” (doi:10.1016/j.egypro.2017.09.056). Autori pateicas VPP LATENERGI programmas projektam par iespēju attīstīt rakstu latviešu valodā.

Literatūras saraksts

- [1] F. Huang, J. Zheng, J. M. Baleynaud, and J. Lu, “Heat recovery potentials and technologies in industrial zones,” *J. Energy Inst.*, no. August, pp. 1–11, 2016.
- [2] T. Butcher and W. Litzke, “Condensing economizers for small coal-fired boilers and furnaces,” Project Report, BNL Informal. 1994.
- [3] K. Comakli, “Economic and environmental comparison of natural gas fired conventional and condensing combi boilers,” *J. Energy Inst.*, vol. 81, no. 4, pp. 242–246, 2008.

- [4] Q. Chen, K. Finney, H. Li, X. Zhang, J. Zhou, V. Sharifi, and J. Swithenbank, "Condensing boiler applications in the process industry," *Appl. Energy*, vol. 89, no. 1, pp. 30–36, 2012.
- [5] M. Terhan and K. Comakli, "Design and economic analysis of a flue gas condenser to recover latent heat from exhaust flue gas," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 100, no. March, pp. 1007–1015, 2016.
- [6] A. Gröhn, V. Suonmaa, A. Auvinen, K. E. J. Lehtinen, and J. Jokiniemi, "Reduction of fine particle emissions from wood combustion with optimized condensing heat exchangers," *Environ. Sci. Technol.*, vol. 43, no. 16, pp. 6269–6274, 2009.
- [7] K. Jeong, M. J. Kessen, H. Bilirgen, and E. K. Levy, "Analytical modeling of water condensation in condensing heat exchanger," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 53, no. 11–12, pp. 2361–2368, 2010.
- [8] O. S. Street, "A Market Assessment for Condensing Boilers in Commercial Heating Applications," p. 134, 2001.
- [9] TEMA, "Standards of the Tubular Exchanger, 8th Edition." 1999.
- [10] S. T. Energy, "The 1 st PRO-TEM Network Conference Sustainable Thermal Energy Management in Process Industry".
- [11] K. Jeong and E. K. Levy, "Theoretical prediction of sulfuric acid condensation rates in boiler flue gas," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 55, no. 25–26, pp. 8010–8019, 2012.
- [12] E. Levy, "Recovery of water from boiler flue gas," pp. 1–57, 2008.
- [13] D. Hazell, "Modeling and Optimization of Condensing Heat Exchangers for Cooling Boiler Flue Gas," no. April, 2011.
- [14] J. M. Hill, "Study of low-grade waste heat recovery and energy transportations systems in industrial applications," 2011.
- [15] J. De Li, M. Saraireh, and G. Thorpe, "Condensation of vapor in the presence of non-condensable gas in condensers," *Int. J. Heat Mass Transf.*, vol. 54, no. 17–18, pp. 4078–4089, 2011.
- [16] M. Osakabe, "Latent heat recovery from actual flue gas," pp. 1–6, 2009.
- [17] M. Osakabe, "Latent heat recovery from Oxygen-combustion flue gas," pp. 804–812, 2000.
- [18] X. Sun, S. Kotake, Y. Suzuki, and M. Senoo, "Condensation heat transfer on tubes in actual flue gas," *Heat Transf. – Asian Res.*, vol. 30, no. 2, pp. 139–151, 2001.
- [19] A. Chlebnikovas and P. Baltrenas, "Research and Analysis of Aggressive Conditions Formation into a Multi Channel Cyclone," *Energy Procedia*, vol. 113, pp. 69–76, 2017.
- [20] Singh R., Shukla A., "A review on methods of flue gas cleaning from combustion of biomass". *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 29, pp. 854–864, 2014.
- [21] Scott J.A., Ho W., Dey P.K., "A review of multi-criteria decision-making methods for bioenergy systems", *Energy*, vol. 42, pp. 146–156, 2012.
- [22] Dors M., "Towards clean energy production", *Transactions of the Institute of Fluid-Flow Machinery*, No. 127, pp. 91–116, 2015.
- [23] Shilyaev M. I., Khromova E. M., "Modeling of Heat and Mass Transfer and Absorption- Condensation Dust and Gas Cleaning in Jet Scrubbers", *Mass Transfer – Advances in Sustainable Energy and Environment Oriented Numerical Modeling*, Dr. Hironori Nakajima (Ed.), InTech, 2013, DOI: 10.5772/53094.

9. Emisiju tirdzniecības sistēmas izveides vēsture Latvijā

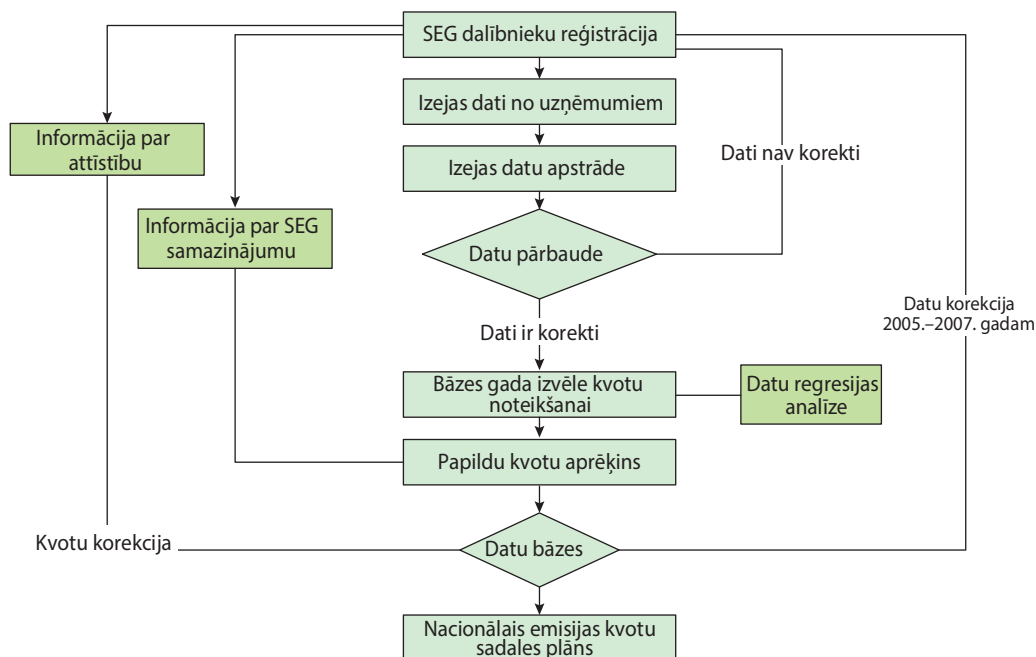
I. Veidenbergs, D. Blumberga, M. Rošā

Ievads

Eiropas Savienības (ES) emisiju tirdzniecības sistēmas (ETS) izveide līdz 2004. gada 31. decembrim bija obligāta katrai dalībvalstij, tajā skaitā arī Latvijai, kas tika uzņemta ES 2004. gada 1. maijā.

ETS izveides darbs tika sākts kā projekts sadarbībā ar Vides ministriju, un projekta zinātniskie rezultāti un metodikas ir apkopoti un analizēti promocijas darbā. ETS izveides darba rezultātā tika izveidots Latvijas Nacionālais emisijas kvotu sadales plāns (Plāns) 2005.–2007. gadam. Tā kā ES ETS tika veidota pirmoreiz, bija nepieciešama būtiska priekšizpēte un analīze, tajā skaitā par iespējamo emisijas kvotu noteikšanas un sadales iespējām. ES dalībvalstu emisijas kvotu sadales plānu ļoti īso izstrādes termiņu dēļ dalībvalstis zināmā mērā katra izvēlējās savu pieeju Plāna sagatavošanai, izstrādes starposmus koordinējot ar ES siltumnīcefekta gāzu emisiju monitoringa un

9.1. att. Kopējā emisijas kvotu daudzuma noteikšanas algoritms.



ziņošanas vadlīnijām (Monitoringa un ziņošanas vadlīnijas), kuras arī Plāna izstrādes gaitā tika papildinātas un labotas. Šajā rakstā ir aplūkota Latvijas pieeja un pieredze Plāna izstrādē, kā arī tika pamatota bāzes gada izvēle, papildu emisijas kvotu piešķiršana uzņēmumiem, kā arī aprēķinātas rezerves emisijas kvotas valsts līmenī.

Kopējā emisijas kvotu daudzuma noteikšanas algoritms parādīts 9.1. attēlā, un katra algoritmā norādītā aktivitāte ir detalizēti apskatīta un analizēta pētnieciskajā darbā.

CO₂ emisiju monitorings un mērījumu nenoteiktība

CO₂ emisiju monitorings

Lai novērtētu monitoringa sistēmas nepieciešamību, efektivitāti un turpmākās darbības, tika analizēti viena Latvijas siltumapgādes uzņēmuma dati, kurš piedalījās ES ETS.

Lai nodrošinātu precīzu un ticamu SEG emisiju kontroli un pilnvērtīgu ikgadējā pārskata sagatavošanu saskaņā ar Eiropas Komisijas lēmumu 2004/156/EK, ar kuru nosaka siltumnīcefekta gāzu emisiju monitoringa un ziņošanas vadlīnijas saskaņā ar Eiropas Parlamenta un Padomes Direktīvu 2003/87/EK (Monitoringa un ziņošanas vadlīnijas), monitoringa laikā ir jāievēro virkne principu, kas reglamentē mērāmos parametrus un to noteikšanas precizitāti.

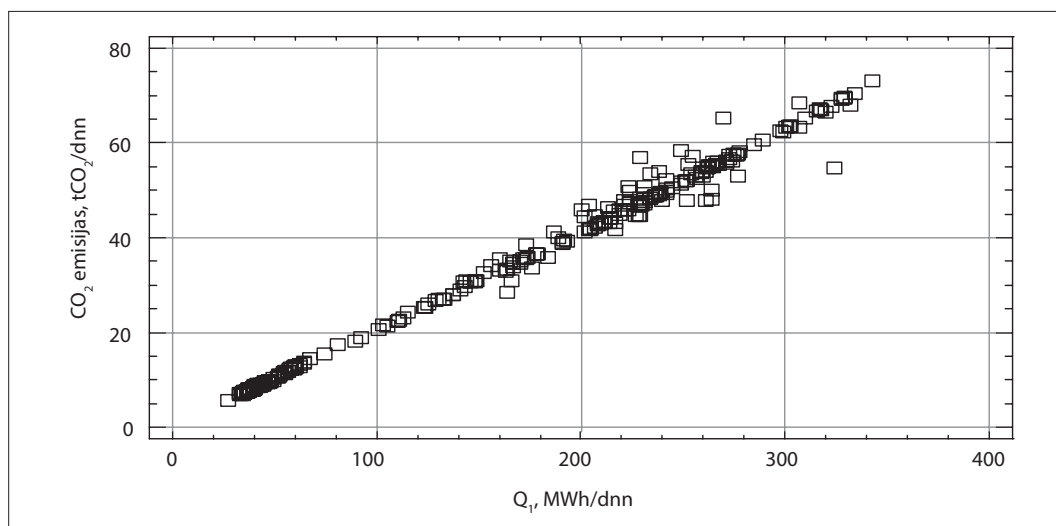
Saskaņā ar Monitoringa un ziņošanas vadlīnijām SEG emisiju monitoringu var veikt divējādi:

- izmantojot aprēķinu metodi;
- veicot parametru mērījumus.

Būtībā direktīva uzņēmumiem ļauj izmantot visvienkāršāko metodi – aprēķinus, bet vienlaikus uzņēmumam ir obligāti jānodrošina, ka mērāparāti darbības datu uzskaitē atbilst visiem standartiem un ir pārbaudīti un kalibrēti. Katram uzņēmumam, kas piedalās ES ETS, ir jāizstrādā CO₂ monitoringa metodika.

CO₂ monitoringa metodikas testēšana

Lai pārbaudītu metodiku, tika apstrādāti un analizēti viena uzņēmuma monitoringa laikā veikto mērījumu dati. Analizējamo datu kopa ir $n=365$, un tie reprezentē dienas vidējos lielumus. Variācijas analīzes rezultātā tika noskaidrots, ka statistiski būtiska ir avota slodze Q_1 (sk. 9.1. attēlu), kurināmā sadegšanas siltums un avota lietderības koeficients η . Šos lielumus saista regresijas vienādojums:



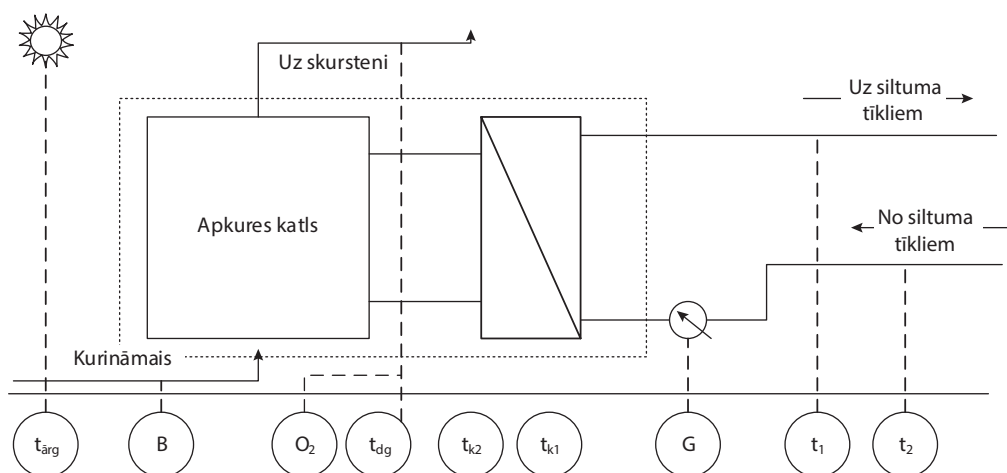
9.2. att. CO₂ emisiju izmaiņas atkarībā no avota diennakts slodzes.

$$CO_2 = -25,76 - 9,47\eta^2 + 0,21Q_1 + 1,03Q_z^d, \text{ tCO}_2/\text{dn}. \quad (9.1.)$$

Vienādojumam $R^2 = 0,99$ Durbina-Vatsona statistika ir $DW=1,51$, un nav vērojama būtiska korelācija starp neatkarīgiem mainīgajiem lielumiem. Aplūkojot neatkarīgos mainīgos, ir redzams, ka Q_1 nosaka patērētāja enerģijas pieprasījums, Q_z^d atbilst AS "Latvijas Gāze" piegādātās dabasgāzes sadegšanas siltuma mēneša vidējai vērtībai un ietekmējama ir tikai lietderības koeficienta vērtība. Atkarībā no slodzes enerģijas izstrādi nodrošina viens vai vairāki katli, un aplūkojamais lietderības koeficients ir atsevišķā gadījumā katla efektivitātes rādītājs, piemēram, vasarā, vai divu katlu vidējās efektivitātes rādītājs, piemēram, ziemā. Taču katlu energoefektivitātes paaugstināšana ir iespējama galvenokārt konkrētā iekārtā, tāpēc ir nepieciešama sīkāka informācija par iekārtas energoefektivitāti.

Lai rastu atbildes uz šiem jautājumiem, ar esošo monitoringa sistēmu nepietiek, tāpēc tika veikti papildu mērījumi katlu mājā. Papildu eksperimenta laikā strādāja vasaras slodzei paredzētais 3,2 MW katls. Kopā tika veikti 35 mērījumi ik pa stundai, un noteikti 11 dažādi parametri (sk. 9.3. attēlu). Datu statistiskā apstrāde un daudzfaktoru empīriskā modeļa izveide tika veikta ar datorprogrammas *STATGRAPHICS Plus* palīdzību.

Izpētes rezultātā, balstoties uz eksperimentā realizētajiem režīmiem, iegūts vienādojums, kurš nosaka avota lietderības koeficienta izmaiņas.



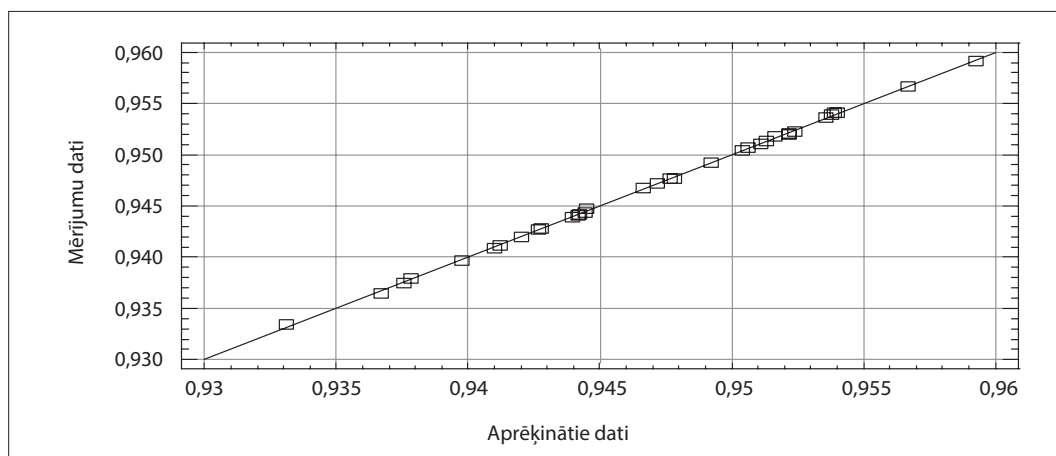
$$\eta = 1,048 - 0,0385\alpha - 0,516 \cdot 10^{-3} t_g - 0,0247 \cdot 10^{-3} t_{k2} \quad (9.2.)$$

Izveidotā empīriskā modeļa datu statistiskās apstrādes rezultātā noteiktā R^2 vērtība ir 0,99. Tas nozīmē, ka izveidotais modelis (9.2.) izskaidro 99 % no analizējamo režīmu lietderības koeficienta izmaiņām.

Regresijas analīzes gaitā katrā tās posmā izdarītas pārbaudes par veiktā soļa pareizību un iespēju pāriet pie analīzes nākamā posma. Ir izvērtēts regresijas analīzes rezultāts – lietderības koeficientu aprakstošs empīriskais modelis regresijas vienādojuma (9.2.) veidā. Veiktā analīze ļauj izdarīt šādus secinājumus:

- datu regresijas analīzes lietojums ir korekts, jo atkarīgie mainīgie lielumi pakļaujas normālam sadalījuma likumam;
- empīriskais modelis regresijas vienādojuma (9.2.) veidā ietver galvenos lietderības koeficientu nosakošus faktorus, to zīmes vienādojumā ir loģiskas un atbilst procesu fizikālajam skaidrojumam;
- mazāko kvadrātu metodes lietojums lielumu noteikšanā ir pamatots un šo lielumu vērtības nav izkropļotas, jo noteiktais DW kritērijs ir lielāks par robežvērtību 1,4;
- regresijas vienādojuma koeficientu novērtējums ir korekts, jo starp tiem nav vērojama korelācija;
- datu novērtējuma standarta kļūda ir novērtēta korekti, jo atlikumu sadalījums atkarībā no atkarīgiem un neatkarīgiem mainīgajiem ir vienmērīgs.

9.3. att. CO₂ emisiju monitoringa eksperimentālā shēma.



9.4. att. Lietderības koeficienta eksperimentālo un ar regresijas vienādojumu veikto aprēķinu datu salīdzinājums.

Empīriskā modeļa adekvātuma pārbaudei ir salīdzināti empīriskie un aprēķinātie dati (sk. 9.4. attēlu). Kā redzams 9.4. attēlā, vērojama ļoti laba korelācija starp abām datu kopām. Tas nozīmē, ka:

- empīriskais modelis ir lietojams lietderības koeficienta aprēķiniem, kā arī tā izmaiņu prognozēm;
- vienādojums lietojams katlu iekārtu darbināšanas režīmu izvērtēšanai.

Iegūtais empīriskais vienādojums (9.1.) ir modelis CO_2 emisiju aprēķiniem. Tas saista monitoringa laikā mērītos un aplūkotajam procesam būtiskus parametrus: avota slodzi Q_1 , kurināmā sadegšanas siltumu Q_z^d un avota lietderības koeficientu η .

Regresijas vienādojums aplūkotajā energoavotā lietojams analizējamo datu aprakstam to izmaiņu robežās:

- lietderības koeficients η no 0,91 līdz 0,99;
- diennakts siltumenerģijas izstrāde Q_1 no 30 MWh līdz 350 MWh;
- dabasgāzes zemākais sadegšanas siltums Q_z^d no 33,54 MJ/m³ līdz 33,67 MJ/m³.

Katlu lietderības koeficientu izmaiņas ir pētītas papildu eksperimentu laikā. Izpētes rezultātā ir iegūts regresijas vienādojums (9.1.), kas saista lietderības koeficienta izmaiņas ar tās ietekmējošiem faktoriem.

Regresijas vienādojums pārbaudāmajā energoavotā lietojams analizējamo datu aprakstam to izmaiņu robežās:

- dūmgāzu temperatūra t_g no 80 °C līdz 135 °C;
- gaisa patēriņa koeficients α no 1,16 līdz 1,26;
- katla ūdens temperatūra izvadā t_{k2} no 70 °C līdz 85 °C.

Līdzīga empīriskā modeļa veidošanu ir iespējams veikt katrā ETS dalībnieka uzņēmumā, izmantojot tiem raksturīgo datu kopu.

CO₂ emisiju mērījumu nenoteiktība

Saskaņā ar ES Monitoringa un ziņošanas vadlīnijām viens no būtiskākajiem monitoringa īstenošanas principiem ir iegūto datu pareizība un precizitāte. Ir nepieciešams, lai mērījumu un SEG emisiju aprēķinu ceļā noteikto lielumu neprecizitāte būtu iespējami mazāka. Šim nolūkam emisiju tirdzniecības dalībniekiem bija jāizvēlas tādas kontroles metodikas, kas ietver mērīšanas un aprēķinu metožu izvēli, kā arī darbības datu, emisijas un oksidācijas koeficientu noteikšanas specifisku līmeņu izvēli. Konkrētā līmeņa izvēli iekārtām nosaka, balstoties uz to kopējā gada CO₂ emisiju apjoma un izmantojot apjomu lieluma principu: jo lielāks emisiju apjoms, jo augstāks līmenis. Tas nozīmē, ka iekārtām ar lielāku emisiju apjomu bija jānodrošina augstāka datu ieguves precizitāte un tātad zemāka nenoteiktības vērtība.

Emisiju mērījumu nenoteiktības noteikšanai tiek izmantoti dati no augstāk aprakstītās katlu mājas, kurā siltumenerģijas izstrādei izmanto dabasgāzi, piedalās CO₂ kvotu tirdzniecībā un emisiju monitoringu sāka ar 2005. gada 1. janvāri. Monitoringa gaitā uzņēmumā reģistrēja dabasgāzes un siltuma skaitītāju diennakts rādījumus, un diennakts dati tika izmantoti turpmākajā analizē. Spriežot pēc pieteiktā emisiju apjoma, uzņēmumam piemērojamas otrajam vai augstākam līmenim atbilstošas monitoringa metodes.

Galvenie nenoteiktību avoti aplūkojamajā uzņēmumā, kas SEG emisiju monitoringa rezultātā tiek aprēķināti, ir:

- dabasgāzes patēriņa mērījumi;
- faktiskā kurināmā sadegšanas siltuma izmaiņas;
- emisiju faktora novērtējuma precizitāte.

CO₂ emisiju standartnenoteiktības kvadrātu aprēķiniem tika izmantots vienādojums:

$$u_c^2(M) = \left(\frac{\partial M}{\partial B} u(B) \right)^2 + \left(\frac{\partial M}{\partial Q_z^d} u(Q_z^d) \right)^2 + \left(\frac{\partial M}{\partial R} u(R) \right)^2, \quad (9.3.)$$

kur

$$\frac{\partial M}{\partial B}; \frac{\partial M}{\partial Q_z^d}; \frac{\partial M}{\partial R} - \text{attiecīgo parametru jutības koeficienti } c_i;$$

$$u(B); u(Q_z^d); u(R) - \text{attiecīgo parametru standartnenoteiktības.}$$

9.1. tabula

Nenoteiktību analizē izmantotie lielumi un to raksturojumi

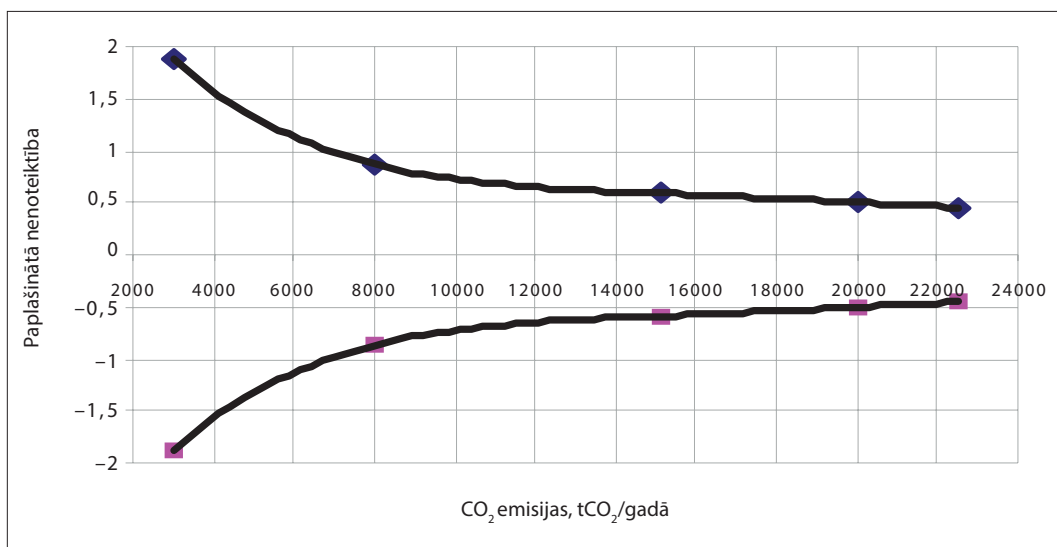
Lielums X_i	Novērtējums x_i	Standarta nenoteiktība $u(x_i)$	Jutības koeficients c_i	Standarta nenoteiktības komponents $u_i(y)$	leguldījuma indekss, %
Dabāsgāzes patēriņš, m^3/h	185,1	1,74	0,045	0,078	98,7
Zemākais sadegšanas siltums, $TJ/milj. m^3$	33,62	0,011	0,248	0,0027	0,1
Emisijas faktors, tCO_2/TJ	56,1	0,058	0,149	0,0086	1,2
CO_2 emisijas diennaktī, tCO_2/dn	8,43			0,0785	

CO_2 emisiju standartnenoteiktība tika aprēķināta dažādām slodzēm – 40 MWh/dn; 200 MWh/dn; 300 MWh/dn. Dabāsgāzes patēriņa, kurināmā zemākā sadegšanas siltuma un emisijas faktora novērtējumi, standartnenoteiktības, jutības koeficienti, kā arī atsevišķu lielumu nenoteiktību komponenti CO_2 emisiju nenoteiktībā aprēķinu rezultāti doti 9.1. tabulā.

Kā rāda 9.1. tabulā apkopotie dati, izvēlētā uzņēmuma darbības režīmā (40 MWh/dn) diennakts emisiju daudzums ir $8,43 \pm 0,16 tCO_2$.

Šajā rakstā analizētā metodika ir izmantojama arī, lai izvērtētu aplūkoto lielumu izmaiņas uzņēmuma darbībai mēneša un gada griezumā. Faktisko nenoteiktību var noteikt, veicot detalizētus diennakts, mēneša un gada uzņēmuma darbināšanas režīmu aprēķinus, izmantojot monitoringa gada datus līdzīgi iepriekš aplūkotajam. Tas ir darbietilpīgs process, jo jāveic gada laikā īstenoto režīmu analīze un aprēķins. Ātrāk nenoteiktības novērtējumu var iegūt interpolācijas ceļā, izmantojot uz režīmu aprēķinu pamata veidotus grafikus. Aprēķinātās paplašinātās nenoteiktības relatīvās vērtības izmaiņas atkarībā no gada emisiju vērtībām analizējamajam uzņēmumam grafiski parādītas 9.5. attēlā.

Piemēram, ja uzņēmuma monitoringā ir noteikts, ka CO_2 emisijas ir 10000 $tCO_2/gadā$, tad paplašinātā nenoteiktība ir $\pm 0,75\%$. Atbilstoši prasībām par nenoteiktību ziņošanu gada emisijas jāuzrāda kā lielums un tā paplašinātā nenoteiktība, kura atbilst 95% varbūtības intervālam: $10000 \pm 75 tCO_2/gadā$. Pieraksts ir jāsaprot kā apgalvojums, ka uzņēmuma gada emisijas ir robežās no 9925 $tCO_2/gadā$ līdz 10075 $tCO_2/gadā$. Teiktajam ir



praktiska nozīme kvotu tirdzniecībā. Ja uzņēmumam ir izsniegta atļauja emisijām 10000 tCO₂/gadā, tad, pārsniedzot šo vērtību ne vairāk kā 75 tCO₂/gadā, uzņēmumam kvotas nebūtu jāpērk. Arī emisiju samazinājuma gadījumā līdz 9925 tCO₂/gadā nav pamata kvotu pārdošanai.

9.5. att. Paplašināto relatīvo nenoteiktību izmaiņas atkarībā no uzņēmuma ikgadējām CO₂ emisijām.

Līmeņatzīmju noteikšana nākamajiem ETS periodiem

Līmeņatzīmju metode ir atzīta par vienu no labākajām emisijas kvotu aprēķinu metodēm, jo tā ļauj salīdzināt līdzīga tipa uzņēmumu rādītājus dažādās valstīs ar standartiem vai labākajām pieejamajām tehnoloģijām, kā arī veicina uzņēmumus ar mazāk energoefektīvām iekārtām īstenot energoefektivitātes pasākumus, lai sasniegtu noteikto līmeņatzīmes rādītāju. Savukārt viens no galvenajiem šīs metodes trūkumiem ir tas, ka līmeņatzīmes lieluma noteikšanai ir nepieciešami precīzi statistikas dati. Šajā rakstā tiek apskatītas līmeņatzīmes katlu mājām, kuras saražoto siltumenerģiju nodod centralizētajā siltumapgādes sistēmā un piedalās ETS pirmajā periodā no 2005. gada līdz 2008. gadam. Analīzei tiek izmantoti šādi 35 katlu māju darbības dati:

- kurināmā patēriņš, t/gadā vai tūkst. m³/gadā dabasgāzes gadījumā;
- saražotais siltumenerģijas daudzums, MWh/gadā;
- lietderības koeficients.

Katlu mājās uzstādīto katlu jaudas variē no 2,8 MW līdz 144,9 MW. Līmeņatzīmju aprēķinā un analizē ir izmantoti arī

2000.–2004. gada darbības dati pirms pirmā emisiju tirdzniecības perioda. Lai noteiktu līmeņatzīmes sadedzināšanas iekārtām, sākotnēji ir jāraksturo galvenie parametri, no kuriem ir atkarīgi līmeņatzīmju lielumi. Tie ir:

- darbības vienība (tCO_2/MWh (vai MW)):
 - ♦ ievadītā enerģija (tonnas vai m^3 kurināmā; MWh kurināmā),
 - ♦ uzstādītā jauda (MW),
 - ♦ saražotā enerģija (MWh):
 - ♦ MWh elektroenerģijas,
 - ♦ MWh siltumenerģijas,
 - ♦ MWh elektroenerģijas un siltumenerģijas (koģenerācijas ciklā);
- no kurināmā atkarīga/neatkarīga.

Visbiežāk līmeņatzīmes tiek izvēlētas uz saražoto enerģiju un aprēķinātas katrai katlu mājai neatkarīgi no kurināmā veidā, jo tās ietver arī katlu māju lietderības koeficientus. Apkopojošais līmeņatzīmju sadalījums starp visām katlu mājām, izņemot koksnes, 2005. gadā ir redzams arī 9.6. attēlā.

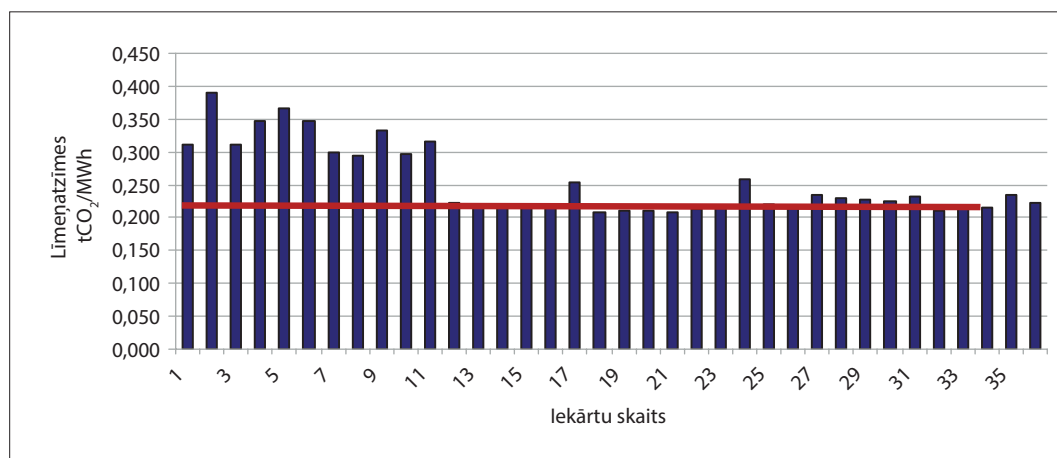
Balstoties uz augstāk aprakstītajiem aprēķiniem un to rezultātiem, kā arī citu valstu veiktajām izpētēm, Latvijā katlu māju līmeņatzīmes vērtību var izvēlēties no zemāk minētajām piecām alternatīvām (sk. 9.6. attēlu).

1. alternatīva. Izvēlēties līmeņatzīmes atkarībā no kurināmā

1.1. apakšalternatīva. Izvēlēties vidējās līmeņatzīmju vērtības noteikta kurināmā robežās:

- mazuta gadījumā – $0,345 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$;

9.6. att. Aprēķinātās katlu māju līmeņatzīmes.

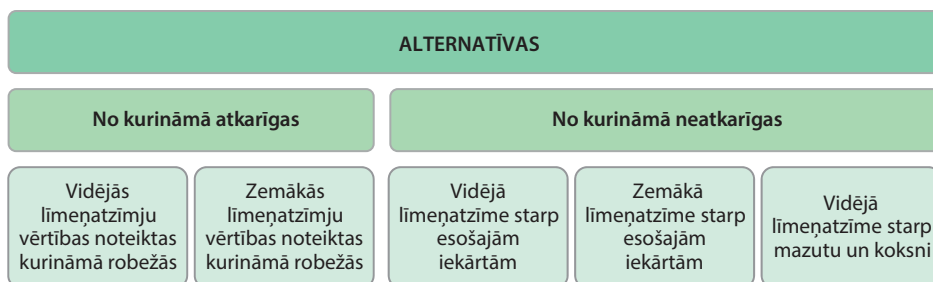


- dīzeļdegvielas gadījumā – 0,314 tCO₂/MWh;
- dabasgāzes gadījumā – 0,223 tCO₂/MWh;
- koksnes gadījumā – 0 tCO₂/MWh.

1.2. apakšalternatīva. Izvēlēties zemākās līmeņatzīmju vērtības noteikta kurināmā robežās:

- mazuta gadījumā – 0,311 tCO₂/MWh;
- dīzeļdegvielas gadījumā – 0,295 tCO₂/MWh;
- dabasgāzes gadījumā – 0,208 tCO₂/MWh;
- koksnes gadījumā – 0 tCO₂/MWh.

9.7. att. Līmeņatzīmju noteikšanas alternatīvas.



2. alternatīva. Izvēlēties no kurināmā neatkarīgu līmeņatzīmi

2.1. apakšalternatīva. Izvēlēties vidējo līmeņatzīmi starp esošajām iekārtām – 0,254 tCO₂/MWh.

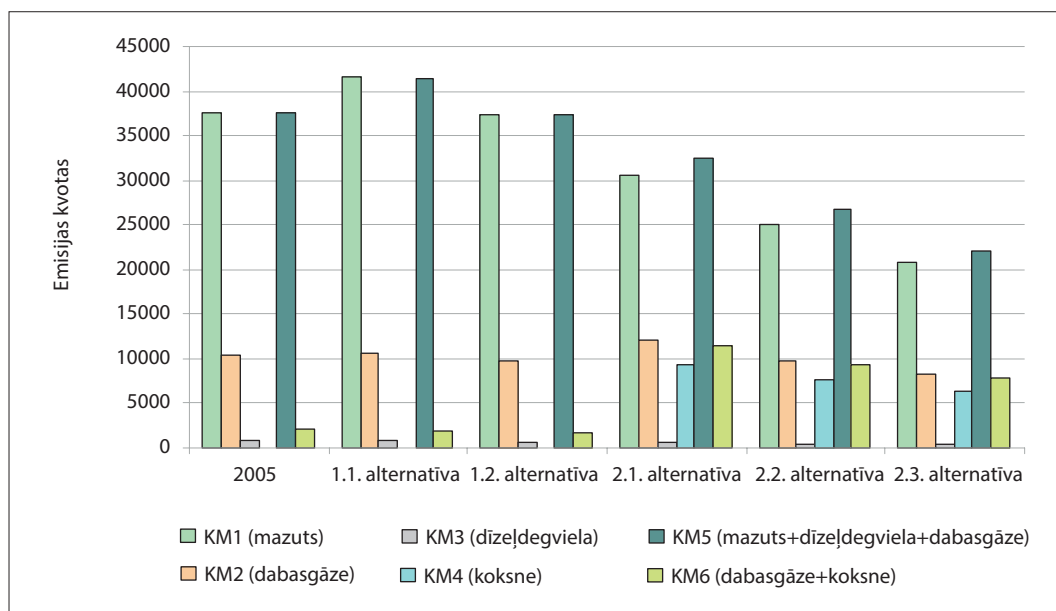
2.2. apakšalternatīva. Izvēlēties zemāko līmeņatzīmi starp esošajām iekārtām – 0,208 tCO₂/MWh.

2.3. apakšalternatīva. Izvēlēties vidējo līmeņatzīmi starp mazutu (0,345 tCO₂/MWh) un koksni (0 tCO₂/MWh) – 0,173 tCO₂/MWh.

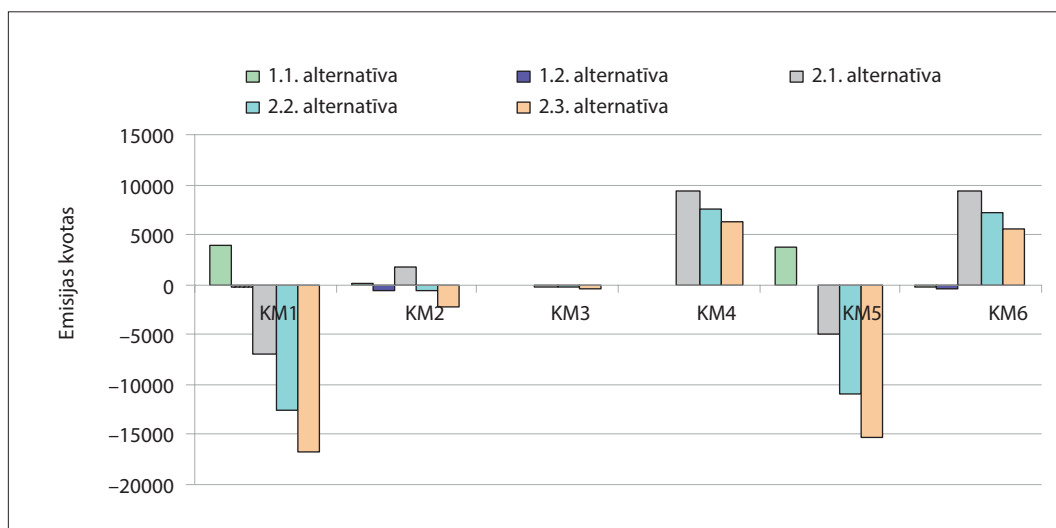
Lai izvērtētu, kura no augstāk piedāvātajām alternatīvām būtu piemērotākā Latvijas siltumapgādes uzņēmumiem, pētījumā piemēra veidā ir doti emisiju līmeņatzīmju aprēķini 6 dažādu jaudu katlu mājām ar dažādiem izmantoto kurināmo veidiem. Summārais rezultāts ir parādīts 9.8. attēlā un 9.9. attēlā.

9.8. attēlā ir parādītas aprēķinātās emisijas kvotas katrai katlu mājai, izmantojot esošo aprēķinu metodiku (2005) un augstāk aprakstītās līmeņatzīmju alternatīvas.

9.9. attēlā dotās pozitīvās vērtības nozīmē, ka šajā gadījumā katlu mājai, izmantojot attiecīgās alternatīvas līmeņatzīmi, CO₂ emisijas paliek pāri, salīdzinot ar 2005. gadu, un pretēji notiek negatīvu vērtību gadījumā. Piemēram, katlu mājai Nr. 4, kurā kā kurināmais tiek izmantota tikai koksne, 1.1. un 1.2. alternatīvas gadījumā CO₂ emisijas saglabājas 2005. gada apjomā – 0,



9.8. att. Katlu mājām piešķiramās emisijas kvotas, kas aprēķinātas, izmantojot dažādās līmeņatzīmju alternatīvas.



9.9. att. Starpība starp emisijas kvotām, kas aprēķinātas, izmantojot esošo metodiku, un emisijas kvotām, kas aprēķinātas, izmantojot līmeņatzīmju alternatīvas.

izmantojot tagadējo CO₂ emisiju aprēķinu metodiku. Situācija mainās, ja tiek piemērota kāda no 2.1.–2.3. alternatīvām, jo šajā gadījumā katlu mājas Nr. 4 emisijām tiek piemērota no kurināmā neatkarīga līmeņatzīme.

Izvērtējot līmeņatzīmju alternatīvas, apkopotie dati rāda, ka:

- vissliktākie katlu māji rādītāji ir 1.2. alternatīvas gadījumā;
- gan 1.1., gan 1.2. alternatīvas gadījumā katlu mājas netiktu stimulētas izmantot atjaunojamus energoresursus, ko, savukārt, var panākt, piemērojot jebkuru no 2.1.–2.3. alternatīvām;
- 2.1. alternatīvas gadījumā, ņemot vērā katlu māju, kurās tiek izmantota dabasgāze, lielo īpatsvaru, katlu mājas ar rādītājiem, kas labāki par 0,254 tCO₂/MWh, netiktu motivētas uzlabot savus tehniskos rādītājus un sasniegt labāko patlaban iespējamo – 0,208 tCO₂/MWh;
- 2.3. alternatīvas piemērošanai būtu vislielākais virzītājspēks atjaunojamo energoresursu izmantošanai, bet tas var arī vienlaikus novest pie tā, ka uzņēmumi šo slogu uzliek patērētājiem, jo gadījumos, kad tiek izmantots jebkurš no šķidrājiem kurināmajiem, emisiju samazinājums ir vairāk nekā 50 %. Tādējādi šo līmeņatzīmju alternatīvu varētu piemērot ilgtermiņā;
- vislabākā no alternatīvām ir 2.2. alternatīva, kad katlu mājām neatkarīgi no kurināmā veida tiek piemērota viena līmeņatzīme – 0,208 tCO₂/MWh.

Secinājumi

1. Balstoties uz viena gada laikā apkopotajiem katlu mājas empīriskajiem datiem par CO₂ emisijām, kas savākti katlu mājā, ir izstrādāta un pārbaudīta metodoloģija statistikas analīzes veikšanai. CO₂ izmešu aprēķiniem tika izmantoti dati no katlu mājas. Dažu uzņēmumu metodoloģiju var izmantot, lai prognozētu CO₂ emisijas, kas atkarīgas no saražotās enerģijas daudzuma un īstenotajiem energoefektivitātes mērījumiem.
2. Ir izstrādāta metodoloģija emisijas līmeņatzīmes aprēķināšanai siltumapgādes uzņēmumiem. Ir izstrādāts algoritms uzņēmumu homogēnās grupās klasificēšanai un emisiju līmeņu indeksu aprēķināšanai. Emisijas kritēriju aprēķināšanai tika apkopoti un izmantoti dati par 35 siltumapgādes uzņēmumiem, kas piedalās nākamajā ES ETS periodā. Papildu monitoringa dati par 2005. gadu ir izmantoti. Visdažādāko degvielu viszemākie emisiju līmeņi ir aprēķināti šādi:
 - dabasgāzes 0,258 tCO₂/MWh līdz 0,208 tCO₂/MWh;

- dīzeļdegvielas 0,348 tCO₂/MWh līdz 0,295 tCO₂/MWh;
 - mazuta 0,39 tCO₂/MWh līdz 0,311 tCO₂/MWh.
3. Ir ierosinātas dažādas kritēriju alternatīvas (visaugstākā, viszemākā, vidējā, atkarībā no degvielas un neatkarīgi no degvielas), ko katrā gadījumā piemēro un aprēķina dažādiem siltumapgādes uzņēmumiem, kas izmanto dažādus kurināmos. Lai veicinātu uzņēmumus, kas samazinātu CO₂ emisijas, neatkarīgi no degvielas emisijas, līmeņatzīmes jāpiemēro visu veidu degvielām, tas palīdzētu arī plašāk izmantot atjaunojamos enerģijas avotus.
 4. Metodika, kura tika izveidota ES emisiju tirdzniecības pirmajā periodā, ir aktuāla vēl šobrīd, kad siltumnīcefekta gāzu emisiju vērtēšanas ietekmes uz klimata pārmaiņām dimensija ir papildināta ar atjaunojamo energoresursu īpatsvara palielināšanas un energoefektivitātes paaugstināšanas problēmām, kuras noteiktas ES klimata un enerģijas paketē.

Rakstā iekļautās daļas pirmēji angļu valodā publicētas monogrāfijā *Climate Change in Latvia – “Benchmarking for Energy Climate Technologies in Latvia”* (ISBN 9984802701) Autori pateicas VPP LATENERGI programmas projektam par iespēju attīstīt rakstu latviešu valodā.

Literatūras saraksts

- [1] Anonymus (2006) Fuel-independent Benchmarks in the Energy Sector, Calculation of Benchmarks and Assessment of the Consequences of Using Fuel-independent Benchmarks as a Basis for Allocation of Allowances for the 2008–2012 Trading Period. Report: STEM Stockholm.
- [2] Åhman M., Burtraw D., Kruger J. A., Zetterberg L. (2005) The Ten-Year Rule: Allocation of Emission Allowances in the EU Emission Trading System. Resources for the Future, Discussion paper 05–30, Washington, D.C.
- [3] Betz R., Eichhammer W., Schleich J. (2004) Designing National Allocation Plans for EU Emissions' Trading – a First Analysis of the Outcome. *Energy and Environment*, 15(3), 375–425.
- [4] Flint J., Helgerud H. E., Mydske, H. J., Fjeld R. (2005) Redefining Energy Efficiency Programs for Industry Based on Monitoring Results. ECEEE 2005 Summer Study – What Works & Who Delivers?, Proceedings Volume 2, France, 1055–1063.
- [5] Rochas M. (2006) Analysis of Mechanisms for CO₂ Emission Reduction in Latvian Energy Installations. Summary of PhD Thesis, RTU.
- [6] Veidenbergs I., Blumberga A., Blumberga M. (2003) Koģenerācijas ietekme uz vidi un klimatu. *RTU Zinātniskie raksti*, Enerģētika un elektrotehnika, 9(4), 179–184.

Kopsavilkums

Enerģētikas sektora attīstība gadu desmitiem ir bijusi aktuāla gan iepriekšējām paaudzēm, gan arī ir aktuāla šodien un būs aktuāla nākamajām paaudzēm. Lai runātu par enerģētikas sektora ilgtspējīgu attīstību, risinājumi tiek meklēti dažādos darbības un pakalpojuma sniegšanas posmos. Enerģētikā ir trīs svarīgi elementi. Pirmais ir enerģijas ražošana, otrs – pārvade un trešais – lietotājs, šie elementi veido trīs atsevišķas grupas. Pēdējos gados viedā enerģētika pamazām ienāk ikdienā, un tā veido tiešu saikni starp lietotāju ar ražotāju, un enerģijas pārvadei agri vai vēl jāpielāgojas šai jaunajai saiknei. Taču galvenais “spēlētājs” un noteicējs ir enerģijas lietotājs.

Zinātniskā monogrāfija ir veltīta energosistēmu pētījumiem, to darbības analīzei un modelēšanai ne tikai vienotas sistēmas, bet arī siltumapgādes un elektroapgādes sistēmu elementu līmenī. Tajā ilustrētas enerģētikas sektora attīstības iespējas, virzoties uz viedo enerģētiku. Monogrāfijas saturs ir sadalīts trīs daļās, kurās ir apkopotas vērtēšanas un simulēšanas metodes energosistēmu izveides un darbības analīzei. Pirmajā daļā ir parādīts sistēmdinamikas modeļa lietojuma diapazons. Otrajā daļā, izmantojot ilgtspējības, vērtēšanas modeļus, tiek vērtēta energosistēmu ilgtspējība gan no resursu, gan energolietotāja puses. Trešajā daļā, lietojot inženiertehniskos modeļus, tiek analizēta un vērtēta enerģētikas sektora darbība.

Monogrāfijā ir apkopoti RTU EEF Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta veiktās izpētes rezultāti, lai vērtētu un modelētu energosistēmu darbību. Monogrāfijā ir iekļauti deviņu zinātniskās izpētes darbu rezultāti.

Pirmajā daļā ir parādīts sistēmdinamikas modeļu lietojuma diapazons. Izmantojot sistēmdinamikas modeļus, var analizēt Latvijas elektroenerģijas tirgus attīstību, vērtēt un pētīt esošās centralizētās siltumapgādes sistēmas, piemēram, to pāreju uz 4. paaudzes centralizēto siltumapgādes (4PCSA) sistēmu un saules energosistēmu izmantošanas iespējas vērtēšanai un siltumnīcefekta gāzu emisiju samazināšanas modelēšanai energosistēmās.

Otrajā daļā iekļauti pētījumu rezultāti, kas ir saistīti ar energosistēmu ilgtspējas novērtēšanu. Energosistēmu ilgtspējas novērtēšana, lietojot ilgtspējības vērtēšanas modeļus, tiek novērtēta gan no sektora, gan no resursu lietošanas puses.

Trešā daļa ilustrē daudzveidīgo inženiertehnisko modeļu lietojumu enerģētikas sektora darbības analīzei. Izmantojot

atšķirīgos inženiertehniskos modeļus, daudzkritēriju analīzi un regresijas analīzi, tiek analizētas emisiju samazināšanas iespējas un izvērtētas vislabāko pieejamo tehnoloģiju ieviešanas iespējas enerģētikas sektorā, kā rezultātā notiek sektora ilgtspējīga attīstība un samazināta ietekme uz vidi.

Monogrāfija būs noderīga ne tikai zinātniekiem un nozares profesionāļiem, bet arī tautsaimniecības sektora attīstībā iesaistītajiem cilvēkiem.

Summary

Through the times the development of the energy sector has been actual for previous, today's and future generations. To talk about the energy sector sustainable development, the solutions are being found in various operational and service stages. In the energy sector there are three important elements. The first is energy production, the second – transmission and the third – user, which are three separate groups. In recent years, smart energy is gradually entering in everyday life. It must be brought together user with the manufacturer and the sooner or later it is necessary to adapt to the energy transfer. However, the main player and setter is the energy end user. The scientific monograph is devoted to energy system researches, analysis and modeling of their activity is not only at the level of the common system but also at the elements of the heat and power supply systems. It illustrates the opportunities for developing the energy sector on the road to smart energetics. The monograph includes three main chapters summarizing the evaluation and simulation methods for analyzing energy systems development and operation. The first chapter shows the range use of the system dynamics model. In the second chapter, using sustainability, assessment models, the sustainability of energy systems is assessed from both – the resources and the energy user side. In the third chapter, applying engineering models, activity of the energy sector is analyzed and evaluated.

The monograph summarizes the results of the research carried out by the RTU FPEE Institute of Energy systems and Environment in order to evaluate and simulate the operation of energy systems. The monograph includes the results of nine research papers.

The first chapter shows a wide range of applications for system dynamics model. Using system dynamics models, it is possible to analyze the development of the Latvian electricity market, to evaluate and investigate existing centralized heat supply systems, for example, their transition to the 4th grade generation district heating system, and to use solar energy system evaluation and greenhouse gas emission modeling in energy systems.

The second chapter includes studies related to the assessment of the sustainability of energy systems. Assessing the sustainability of energy systems using sustainability assessment models is evaluated from the both sides – sector and the use of resources.

The third chapter illustrates the use of various engineering models for analysis of the energy sector. Using different engineering models, multi-criteria analysis and regression analysis, emission reduction options are analyzed, and evaluated possibilities of implementing best available technologies in energy sector, as result, the sector's sustainable development and reduced environmental impact are realized.

Monograph is relevant not only among scientists and industry professionals, but also people involved in the development of the national economy.

Izdevējs

RTU Izdevniecība
Kaļķu iela 1, Rīga, LV-1658
Tālrunis 67089123
E-pasts: izdevnieciba@rtu.lv

Tiražētājs

RTU Digitālās drukas centrs



AIGA BARISA



JŪLIJA GUČA



INDRA
MUIŽNIECE



IVARS
VEIDENBERGS



ANDRA
BLUMBERGA



DACE LAUKA



IEVA PAKERE



MARIKA ROŠĀ



EDGARS
VĪGANTS



DAGNIJA
BLUMBERGA



IEVA KĀRKLĪŅA



VIVITA
PRIEDNIECE



JEVGĒNIJS
SEĻIVANOVS



ĢIRTS VĪGANTS



ARMANDS
GRĀVELSIŅŠ



IEVA KĀRKLĪŅA



FRANCESCO
ROMAGNOLI



RAIMONDA
SOLOHA



JEĻENA ZIEMELE

ISBN 978-9934-22-037-1



9 789934 220371 >