



RĪGAS TEHNISKĀ
UNIVERSITĀTE

Uģis Sarma

CENTRALIZĒTĀS SILTUMAPGĀDES TARIFU LĪMEŅATZĪMJU METODE

Promocijas darbs



RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Dabaszinātņu un tehnoloģiju fakultāte
Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūts

Uģis Sarma

Doktora studiju programmas "Vides inženierija" doktorants

**CENTRALIZĒTĀS SILTUMAPGĀDES TARIFU
LĪMEŅATZĪMJU METODE**

Promocijas darbs

Zinātniskais vadītājs
profesors *Dr. sc. ing.*
GĀTIS BAŽBAUERS

Rīga 2024

Sarma, U. Centralizētās siltumapgādes tarifu līmeņatzīmju metode. Promocijas darbs. Rīga: RTU Izdevniecība, 2024. 195 lpp.

Publicēts saskaņā ar promocijas padomes “RTU P-19” 2024. gada 1. marta lēmumu, protokols Nr. 190.

Vēlos izteikt pateicību visiem RTU mācībspēkiem manu studiju dažādos posmos, jo īpaši profesorei *Dr. habil. sc. ing.* Dagnijai Blumbergai par konsekventām ievirzēm un rosinājumiem. Augstu novērtēju arī siltumapgādes nozares kolēģu, tostarp Regulatorā strādājošo, sniegtos padomus un dalīšanos ar praktisko pieredzi daudzu gadu garumā. Noslēgumā – liela pateicība manai ģimenei par atbalstu un pamudinājumiem. Īpašu atzinību vēlos izteikt mana promocijas darba vadītājam profesoram *Dr. sc. ing.* Gatim Bažbaueram par līdzsvarotu, bet vienlaikus neatlaidīgu manis virzīšanu cauri ietilgušajam doktorantūras procesam.

ANOTĀCIJA

Promocijas darbā izstrādāta siltumenerģijas tarifu līmeņatzīmju metode un pamatprincipi tās praktiskai lietošanai. Metodes pamatā ir siltumapgādes virtuālu tirgus apstākļu ģenerēšana, izmantojot Montekarlo imitācijas modeli, kas balstīts CSA uzņēmumu reālo datu analīžu rezultātos.

Lietojot šo regulēšanas metodi, CSA nozari varētu tuvināt tirgus principiem, regulēšanu atsaistot no dažādām īstermiņa interesēm, tādējādi līdzsvarojot uzņēmumu intereses ar patērētāju vajadzībām un nozares transformāciju virzībai uz klimatneitralitāti.

Metodes lietotāji varētu būt regulatori un nozares politikas veidotāji valstīs, kur energoapgādē liela nozīme ir CSA.

ANNOTATION

In the Thesis, a thermal energy tariff benchmark method and principles for its practical use were developed. The method is based on the generation of a virtual DH market by using the Monte Carlo imitation model, which is based on the results of analyses of actual data of DH companies.

By using the method, the DH industry could be aligned with the market principles and its regulation could be decoupled from various short-term interests. Thus, it would balance the interests of DH companies with the needs of consumers and the transformation of the industry towards climate neutrality.

Users of the method could be Regulators and industry policymakers in countries where DH plays a key role in energy supply.

SATURS

IEVADS	5
1. LITERATŪRAS APSKATS	12
1.1. Pieejas regulēšanai.....	14
1.2. Cenu regulēšanas pamatmetodes.....	18
1.3. Regulēšanas pamatmetožu salīdzinājums	23
1.4. Regulēšana vs deregulēšana	30
2. METODOLOĢIJA	49
2.1. Datu apstrāde	49
2.2. Algoritms	56
2.3. Parametri un dati līmeņatzīmju aprēķinam	59
3. REZULTĀTI UN DISKUSIJA	72
3.1. Rezultātu raksturojums	72
3.2. Rezultātu adekvātuma novērtējums.....	77
3.3. Līmeņatzīmju modeļa pielāgojums izmantošanai jauktas kurināmā struktūras gadījumā	78
3.4. Siltumenerģijas pārvades un sadales tarifu novērtēšana	82
3.5. Līmeņatzīmju modeļa praktiskās lietošanas pamatprincipi	86
3.6. Līmeņatzīmju modelis kā Regulatora instruments enerģētikas politikas īstenošanai	88
4. SECINĀJUMI UN PRIEKŠLIKUMI	94
LITERATŪRAS SARAKSTS	97
PIELIKUMI	107

IEVADS

Tēmas aktualitāte

Ar Eiropas Komisijas ambiciozo mērķi līdz 2050. gadam panākt, ka Eiropa ir klimatneitrāls kontinents, un tā sasniegšanai noteiktajiem starprezultātiem, piemēram, *Fit for 55* pakotne, ir definēts grandiozs pārmaiņu process, kurā jāmainās visas ekonomikas un sabiedrības attīstības ciklam no lētos resursos un nepārtraukti augošā patēriņā balstītas attīstības uz resursu apritei un ilgtspējai pakārtotu izaugsmi. Šīs grandiozās sociālekonomisko ciklu maiņas sekmīgai norisei var nepietikt ar politiski noteiktiem mērķiem un šo mērķu sasniegšanai izstrādātām lineārām programmām. Pārmaiņu procesa vadībā jāreķinās ar daudzu procesu norisi vienlaikus, kas skars plašas ieinteresētās puses un radīs asas bijušo un jauno tehnoloģiju, biznesa modeļu, politisko viedokļu un interešu grupu sadursmes.

Iecerētajā grandiozajā transformācijā liela nozīme būs siltumapgādes nozarei, jo rūpniecības un mājokļu siltumapgādes vajadzībām, īpaši Eiropas Ziemeļaustrumu daļā, tiek izlietota gandrīz puse no kopējā energoresursu patēriņa apjoma. Tādēļ siltumapgādē ir ļoti nozīmīgs efektivitātes paaugstināšanas, fosilo resursu aizvietošanas un siltumīcefekta gāzu (SEG) emisiju samazināšanas potenciāls.

Klimatneitralitātes mērķu sasniegšanai nepieciešamā nozaru transformācija prasīs arī adekvāta mēroga investīcijas. Lai arī dažādos pētījumos transformācijai nepieciešamā kopējā investīciju apjoma vērtējumi ir atšķirīgi, ir skaidrs, ka kopējo finansējuma vajadzību dimensija ir triljoni EUR un to nebūs iespējams nofinansēt tikai ar grantiem un subsīdijām. Tas nozīmē, ka transformējamajām nozarēm, tostarp siltumapgādei ir jāklūst komerciāli pietiekami atraktīvām, lai trūkstošo finansējumu piesaistītu, balstoties tirgus principos. Ar tradicionālām metodēm stingri regulētajai centralizētajai siltumapgādei (CSA) tas var izrādīties kritisks izaicinājums, jo, lai arī līdzšinējās regulēšanas metodes investoriem šķietami garantē atdevi, tās nenodrošinās pietiekamas riska prēmijas jaunu tehnoloģiju ienākšanai dinamiskā vidē.

Vienlaikus CSA nozarē ir nobrieduši arī šaurāka tvēruma izaicinājumi, kas vairāk skar tieši iesaistītos nozares dalībniekus – siltumenerģijas patērētājus un CSA uzņēmumus. Siltumapgādes un energoefektivitātes tehnoloģiju attīstības rezultātā ir būtiski mainījušās patērētāju prasības un iespējas. Patērētāji prasa elastīgāku pakalpojumu, pieaug to patērētāju skaits, kas ne tikai daļu tiem nepieciešamās enerģijas var saņemt pašiem, bet arī vēlas pārpalikumu nodot CSA sistēmā, tādējādi kļūstot par **pašražojošajiem**, jeb t. s. **aktīvajiem patērētājiem**¹. Pieaug arī jaunu siltumenerģijas ražotāju vēlme ienākt siltumapgādes tirgū gan ar perspektīvām bezemisju, gan ar tradicionālajām tehnoloģijām, tajā skaitā dažādu industriju vēlme piedāvāt zema potenciāla **atlikumsiltumu**,² kas savukārt CSA uzņēmumiem liks virzīt infrastruktūras pielāgošanu zemākām siltumnesēja temperatūrām, pārejot uz ceturtās paaudzes CSA.

¹ Angļu val. *prosumers* – patērētājs, kurš pašražoto enerģiju izmanto pašpatēriņam un enerģijas pārpalikumu var nodot vai pārdot tirgotājam vai sistēmas operatoram vai citam patērētājam.

² Siltums, kas kā blakusprodukts nenovēršami radies rūpnieciskās iekārtās, elektrostacijās vai terciārajā sektorā, kas bez CSA sistēmas izmantošanas neizbēgami zustu apkārtnē vidē.

CSA regulatīvajai videi ir jāpielāgojas jaunajiem apstākļiem un nākotnes izaicinājumiem, jo jau pašlaik ilgtermiņa politiskie mērķi, tehnoloģiju attīstība, biznesa modeļi, siltumenerģijas patērētāju prasības un CSA uzņēmumu vajadzības to ir apsteiguši.

Tomēr neraugoties uz CSA aizvien pieaugošo nozīmi dekarbonizācijas mērķu kontekstā, CSA regulēšanas režīmu liberalizēšanas un līmeņatzīmju izveides un lietošanas jautājumi nav daudz pētīti. Šajā jomā atrodamo pētījumu liela daļa veltīta CSA pilnīgas liberalizācijas analīzei Ziemeļvalstīs. Tāpat pēdējā laikā samērā daudz ir modelēta elektrības tirgū praksē pārbaudītu metožu – trešās puses pieeja infrastruktūrai, nākamās dienas ikstundas vairumtirgus, izsoles u.tml. pārvešana uz CSA. Taču vairumā šo pētījumu kā modelēšanas lauks ir izmantotas lielu pilsētu CSA sistēmas – Stokholma, Helsinki, Viļņa. Tādēļ ir aktuāli meklēt risinājumus un metodes CSA regulēšanas un uzraudzības tuvināšanai tirgus principiem, kas būtu piemērotas lietošanai arī vidējās un mazās CSA.

Promocijas darba mērķis un uzdevumi

Promocijas darba mērķis bija izstrādāt regulēšanas metodes, kas CSA regulēšanas režīmu tuvinātu tirgus principiem, lai paaugstinātu CSA nozares spēju iekļauties klimatneitralitātes mērķu sasniegšanas procesā.

Lai sasniegtu mērķi, tika risināti šādi uzdevumi:

- 1) analizēt un izvērtēt vispārējās regulēšanas un valsts intervenču teorijas, regulēšanas metodes, CSA pārvaldības un deregulēšanas pieredzes citās valstīs ar attīstītu CSA nozari;
- 2) analizēt Latvijas CSA uzņēmumu reālos darbības un finanšu datus, lai meklētu potenciālas likumsakarības un korelācijas siltumenerģijas tarifu līmeņatzīmju modeļa izveidei;
- 3) izstrādāt algoritmu siltumenerģijas tarifa līmeņatzīmju metodei, kas nodrošinātu regulēšanas režīma būtisku tuvinājumu tirgus principiem, vienlaikus saglabājot CSA nozares pietiekamu uzraudzību;
- 4) izstrādāt priekšlikumus siltumenerģijas tarifa līmeņatzīmju metodes praktiskas lietošanas pamatprincipiem.

Izvirzītā hipotēze

Ir iespējams izveidot tarifu līmeņatzīmēs balstītu optimālu CSA regulēšanas metodi, kas aizvietotu pārmērīgi stingru *ex ante*³ regulēšanu ar investīcijas bezemisiju un efektivitāti paaugstināšās tehnoloģijās stimulējošu *ex post*⁴ uzraudzību, vienlaikus nodrošinot patērētāju pietiekamu aizsardzību.

³ Latīņu val. – pirms tam. Analīze, vērtējums par dokumenta vai lēmuma sagaidāmo ietekmi un rezultātiem pirms tā pieņemšanas.

⁴ Latīņu val. – pēc tam. Analīze, vērtējums par dokumenta vai lēmuma īstenošanas rezultātiem pēc tā darbības noteikta perioda.

Promocijas darba zinātniskā novitāte

Promocijas darbā izmantotas un savstarpēji integrētas vairākas zinātniskās pētniecības metodes:

1. Regulēšanas atšķirīgo skolu un pieeju evolūcijas, regulēšanas metožu un deregulēšanas rezultātu izpētei lietotas kvalitatīvās pētniecības satura analīzes un salīdzinošās metodes.
2. CSA uzņēmumu reālo datu analīzei un apstrādei lietotas statistiskās datu apstrādes, analīzes un hipotēžu pārbaudes metodes.
3. Rezultātu adekvātuma novērtējumam un interpretācijai lietotas statistiskās datu apstrādes metodes.
4. Promocijas darba nozīmīgākā zinātniskā novitāte ir siltumenerģijas tarifu līmeņatzīmju metodes izveide, tās pamatā ir siltumapgādes virtuālu tirgus apstākļu ģenerēšana, izmantojot Montekarlo imitācijas modeļi, kas savukārt balstīts CSA uzņēmumu reālo datu analīžu rezultātos.
5. Promocijas darbā izstrādātais algoritms un modelis paver arī tālākas pētniecības iespējas, jo to iespējams izmantot ne tikai praktiskai CSA regulēšanai, bet arī tarifu dinamikas pētīšanai dažādu ārējo faktoru izmaiņu ietekmē.

Praktiskā vērtība

Promocijas darbā ir izstrādāta siltumenerģijas tarifu līmeņatzīmju metode un pamatprincipi tās praktiskai lietošanai CSA regulēšanā.

Lietojot piedāvāto regulēšanas metodi, CSA nozari varētu tuvināt tirgus principiem un tās regulēšanu atsaistīt no dažādām īstermiņa interesēm. Tas sekmētu CSA uzņēmumu ilgtspējīgu komercdarbību un iespēju saņemt adekvātu peļņu par efektivitātes paaugstināšanu un gatavību riskēt ar jaunām tehnoloģijām. Vienlaikus, metodes lietojums līdzsvarotu šīs uzņēmumu intereses ar patērētāju vajadzībām, ar nozares transformāciju un virzību uz klimatneitralitāti.

Izstrādātā algoritma un metodes iespējamie lietotāji varētu būt ne tikai Regulatori, bet arī nozares politikas veidotāji un plānotāji.

Promocijas darba gaitā izstrādātie CSA regulēšanas pamatprincipi varētu būt lietojami arī citās valstīs, kur energoapgādē nozīmīga loma ir CSA.

Promocijas darba zinātniskā aprobācija

Zinātniskās konferences

1. Zigurs A., Sarma U., Ivanova P., Implementation of the energy efficiency directive and the impact on district heating regulation: European Energy Market (EEM), 2015 12th International Conference. 2015. gada 19.–22. maijs, Lisabona, Portugāle.
2. Bažbauers G., Sarma U. District Heating Regulation: Parameters for the Benchmarking Model: International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies ” CONECT 2015, 2015. gada 14.–16. oktobris, Rīga, Latvija.

3. Sarma, U., Zigurs, A., Bazbauers, G. Correlation analysis for district heating tariff benchmarking model: 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), Portugal, 2016. gada 6.–9.jūnijs, Porto, Portugāle.
4. Sarma, U., Bazbauers, G. District Heating Tariff Component Analysis for Tariff Benchmarking Model: International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”, CONECT 2016, 2016. gada 12.–14. oktobris, Rīga, Latvija.
5. Sarma, U., Bazbauers, G. Algorithm for calculation of district heating tariff benchmark: International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”, CONECT 2017, 2017. gada 10.–12. maijs, Rīga, Latvija.
6. Sarma, U. Towards a new regulatory model and market in district heating sector: The 6th WEC EU Baltic Sea Round Table 2019, 2019. gada 12.–13. augusts Rīga, Latvija.
7. Sarma, U., Bazbauers, G. District heating production tariff benchmark for energy regulation policy: International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”, CONECT 2022, 2022. gada 11.–13. maijs, Rīga Latvija.

Zinātniskās publikācijas par promocijas darba tēmu

1. Zigurs, A., Sarma, U., Ivanova, P. Implementation of the energy efficiency directive and the impact on district heating regulation International Conference on the European Energy Market, EEM, Lisbon, Portugal, 19.–22.may, 2015, 2015–August, art. no. 7216630, DOI: 10.1109/EEM.2015.7216630 (indeksēts SCOPUS).
2. Sarma, U., Bazbauers, G. District Heating Regulation: Parameters for the Benchmarking Model, Energy Procedia, 2016, Vol. 95, pp. 401–407. ISSN 1876-6102 DOI: 10.1016/j.egypro.2016.09.046 (indeksēts SCOPUS).
3. Sarma, U., Zigurs, A., Bazbauers, G. Correlation analysis for district heating tariff benchmarking model, 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), Porto, Portugal, 2016, pp. 1–5, doi: 10.1109/EEM.2016.7521208. (indeksēts SCOPUS).
4. Sarma, U., Bazbauers, G. District Heating Tariff Component Analysis for Tariff Benchmarking Model Energy Procedia, 2017, Vol. 113, pp. 104–110. ISSN 1876-6102 DOI: 10.1016/j.egypro.2017.04.029 (indeksēts SCOPUS).
5. Sarma, U., Bazbauers, G. Algorithm for calculation of district heating tariff benchmark, Energy Procedia, 2017, Vol. 128, pp. 445–452. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.09.029 (indeksēts SCOPUS).
6. Sarma, U., Karnitis, G., Karnitis, E., Bazbauers, G. Toward solutions for energy efficiency: Modeling of district heating costs. Energy Transformation Towards Sustainability, M.Tvaronavičienė, B.Ślusarczyk red. Amsterdam: Elsevier, 2019. pp. 219–237. ISBN 978-0-12-817688-7. DOI: 10.1016/B978-0-12-817688-7.00011-2 (indeksēts SCOPUS).
7. Karnitis, G., Bicevskis, J., Pukis, M., Sarma, U., Gendelis, S., Eihmanis, A., Virtmanis, A., Karnitis, E. Methodology for Mathematical Determining Key Performance Indicators of Socioeconomic Processes (2023) Baltic Journal of

Modern Computing, 11 (1), pp. 114–133. DOI: 10.22364/bjmc.2023.11.1.07 (indeksēts SCOPUS).

Citas zinātniskās publikācijas

8. Pūķis, M., Bičevskis, J., Gendelis, S., Karnītis, E., Karnītis, Ģ., Eihmanis, A., Sarma, U. Role of Local Governments in Green Deal Multilevel Governance: The Energy Context (2023) *Energies*, 16 (12), art. no. 4759, . DOI:10.3390/en16124759 (indeksēts SCOPUS).
9. Gendelis, S., Bičevskis, J., Eihmanis, A., Karnītis, E., Karnītis, Ģ., Pūķis, M., Sarma, U. METHODOLOGY OF SUSTAINABLE MANAGEMENT OF THE URBAN HEATING SYSTEM IN CASE OF MASSIVE BUILDING RENOVATION (2023) *International Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management, SGEM*, 23 (6.1), pp. 391–398. DOI: 10.5593/sgem2023/6.1/s27.49 (indeksēts SCOPUS).
10. Zīgurs, A., Balodis, M., Ivanova, P., Locmelis, K., Sarma, U. National Energy and Climate Plans: Importance of Synergy, *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 2019, 56 (6), pp. 3.–16. DOI:10.2478/lpts-2019-0031 (indeksēts SCOPUS).
11. Kunickis, M., Balodis, M., Sarma, U., Cers, A., Linkevics, O. Efficient Use of Cogeneration and Fuel Diversification (2015) *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 52 (6), pp. 38–48. ISSN 0868-8257 DOI: 10.1515/lpts-2015-0034 (indeksēts SCOPUS).
12. Zīgurs, A., Sarma, U. Implementation of the Energy Efficiency Directive: Opportunities and Challenges (2015) *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 52 (6), pp. 3–12. DOI: 10.1515/lpts-2015-0031 (indeksēts SCOPUS).
13. Vostrikovs, S., Turlajs, D., Kundzina, A., Sarma, U. Energy policy in the combined heat and power (CHP) sector of Latvia (2007) *Proceedings of the 3rd IASTED Asian Conference on Power and Energy Systems, AsiaPES 2007*, pp. 365–368 (indeksēts SCOPUS).
14. Kundziņa, A., Sarma, U. Efficient use of wood resources on the power industry of Latvia [Koksnes resursu efektīva izmantošana Latvijas enerģētikā] (2007) *Environment. Technology. Resources – Proceedings of the 6th International Scientific and Practical Conference*, pp. 11–15. DOI:10.17770/etr2007vol1.1726 (indeksēts SCOPUS).
15. Vostrikovs, S., Turlajs, D., Kundzina, A., Sarma, U. Modelling fuel and energy supply for central and regional levels of Latvia (2006) *WSEAS Transactions on Information Science and Applications*, 3 (5), pp. 927–933. ISSN 1709-0832 (indeksēts SCOPUS).
16. Sarma, U.; Karnītis, G.; Zutis, J.; Karnītis, E. 2019. District heating networks: enhancement of the efficiency, *Insights into Regional Development* 1 (3): 200–213. DOI: 10.9770/ird.2019.1.3(2).

17. Kuņickis, M., Balodis, M., Sarma, U., Cers, A. Efficient Utilisation of Cogeneration and Fuel Diversification. No: International Symposium, Dedicated to the 150 Anniversary of the Faculty of Transport and Mechanical Engineering: Scientific Program and Book of Abstracts, Latvija, Rīga, 16.–20. oktobris, 2014. Rīga: RTU, 2014, 35.–36. lpp. ISBN 978998499909-8.
18. Vostrikovs, S., Turlajs, D., Kundziņa, A., Sarma, U. Usage of Renewable Energy Resources for the Combined Heat and Power Generation in Latvia. No: Proceedings of the XIIth International Symposium on Heat Transfer and Renewable Sources of Energy (HTRSE 2008), Polija, Szczecin-Międzyzdroje, 11.–14. septembris, 2008. Szczecin: Wydawnictwo Uczelniane Politechniki Szczecińskiej, 2008, 1.–8. lpp. ISBN 978-83-7457-055-8.
19. Sarma, U., Kundziņa, A., Turlajs, D., Vostrikovs, S. Simulation of Energy Development Scenarios in Latvia on Regional Level. No: 6th EUROSIM Congress, Ljubljana. Vol. 1: Book of Abstracts; Vol. 2: DVD Volume with full papers and multimedia files, Slovēnija, Ljubljana, 9.–13. septembris, 2007. Ljubljana: EUROSIM, 2007, 1.–6. lpp.
20. Svetļicka, K., Sarma, U., Blumberga, D. External Costs of Electrical Power Generation from Renewable Resources = Ārējās izmaksas elektroenerģijas ražošanai ar atjaunojamajiem energoresursiem. Enerģētika un elektrotehnika. Nr. 21, 2007, 191.–199. lpp. ISSN 1407-7345.
21. Zosāre, I., Sarma, U., Blumberga, D. Vēja un saules elektroenerģijas ražošanas ārējo izmaksu analīze. Enerģētika un elektrotehnika. Nr. 17, 2006, 233.–239. lpp. ISSN 1407-7345.
22. Sarma, U., Kundziņa, A., Turlajs, D., Vostrikovs, S. Simulation of Fuel and Energy Supply in Latvia by Using MESAP Programming Model. No: Proceedings of the 8th WSEAS International Conference on Automatic Control, Modeling and Simulation, Čehija, Prague, 12.–14. marts, 2006. Prague: WSEAS, 2006, 226.–231. lpp.
23. Sarma, U., Kundziņa, A., Turlajs, D., Vostrikovs, S. Biomass Usage Potential in Power Industry of Latvia. No: Heat Transfer and Renewable Sources of Energy: Proceedings of the HTRSE-2006, Polija, Miedzyzdroje, 13.–16. septembris, 2006. Miedzyzdroje: HTRSE-2006, 2006, 141.–146. lpp.
24. Blumberga, A., Sarma, U. Ārējo izmaksu analīze Latvijas elektroenerģijas ražošanas sektorā. Enerģētika un elektrotehnika. Nr. 14, 2005, 241.–249. lpp. ISSN 1407-7345.
25. Sarma, U., Kundziņa, A., Turlajs, D., Vostrikovs, S. Planning of Fuel and Energy Supply in Latvia by Using MESAP Programming Model. No: Proceedings of the 45th Conference on Simulation and Modelling (SIMS-2004), Dānija, Copenhagen, 23.–24. septembris, 2004. Copenhagen: SIMS-2004, 2004, 223.–229. lpp.
26. Sarma, U., Kundziņa, A., Turlajs, D., Vostrikovs, S. Optimal Fuel Wood Modelling in Latvia Using MESAP Program. No: Proceedings of the Heat Transfer and

- Renewable Sources of Energy (HTRSE-2004), Polija, Miedzyzdroje, 8.–11. septembris, 2004. Miedzyzdroje: HTRSE-2004, 2004, 75.–80. lpp.
27. Bażbauers, G., Sarma, U., Kundziņa, A. Tarifu noteikšanas metodes ietekmes uz vidi samazinošam siltuma un elektroenerģijas ražošanas procesam koģenerācijas iekārtās. Enerģētika un elektrotehnika. Nr. 9, 2003, 242.–246. lpp. ISSN 1407-7345.
28. Bażbauers, G., Sarma, U. Bāzes slodzes elektrostaciju ražotās elektroenerģijas ilgtermiņa robežizmaksu prognozes. Enerģētika un elektrotehnika. Nr. 6, 2002, 236.–242. lpp. ISSN 1407-7345.

Promocijas darba struktūra

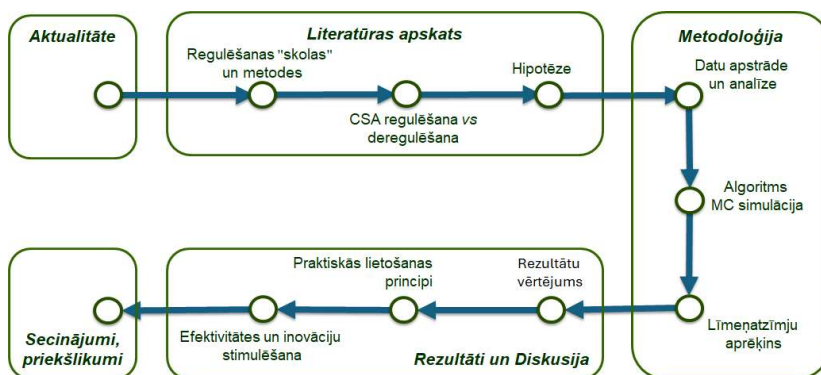
Promocijas darba struktūra veidota atbilstoši plaši izmantotam zinātniskās pētniecības darbu formātam jeb t. s. *IMRAD* struktūrai: ievads; metode; rezultāti; diskusija. Promocijas darbā ir ievads un četras nodaļas – literatūras apskats, metodoloģija, rezultāti un diskusija, secinājumi un priekšlikumi. Promocijas darba struktūra shematiski redzama 1. attēlā, parādot arī pētījumā veikto soļu secību.

Promocijas darba ievadā pamatota darba tēmas un pētāmo problēmu aktualitāte, definēti darba mērķi, uzdevumi un hipotēze, aprakstīta zinātniskā novitāte, praktiskā vērtība un darba aprobācija zinātniskajās konferencēs un publikācijās.

Literatūras apskatā aplūkota vispārīgā regulēšanas un valsts intervencu teorija, detalizētāk pievēršoties dažādām ekonomiskās regulēšanas skolām un metodēm, to priekšrocību un trūkumu salīdzinošai analīzei, jo īpaši attiecībā uz CSA regulatīvo vidi.

Metodoloģijas nodaļā aprakstītas veiktās datu analīzes un to rezultāti, kas ir pamatā tālāk aprakstītajai siltumenerģijas tarifu līmeņatzīmju noteikšanas algoritma izveidei.

Rezultātu un diskusijas nodaļā novērtēti ar izveidoto līmeņatzīmju aprēķina modeli iegūtie rezultāti, analizēta to atbilstība definētajiem mērķiem un izstrādāti principi līmeņatzīmju modeļa praktiskai lietošanai CSA nozares uzraudzībai un politikas veidošanai.



1. att. Promocijas darba struktūra.

1. LITERATŪRAS APSKATS

2019. gada decembrī Eiropas Komisija izdeva paziņojumu par jaunas izaugsmes stratēģijas, sauktas **Zaļais darījums**⁵, izveidošanu un īstenošanas uzsākšanu [1]. Šī stratēģija attiecinās Eiropas Savienības apņēmību risināt ar klimatu un vidi saistītās problēmas. **Zaļais darījums** ir politiska iniciatīva ar visplašāko stratēģiju un politikas virzienu kopumu, kas aptvers visas tautsaimniecības nozares ar galveno mērķi mazināt siltumnīcefekta gāzu (SEG) emisijas un līdz 2050. gadam panākt Eiropas klimata neitralitāti.

Lai arī diskusijas par atsevišķu mērķu noteikšanu vēl turpinās, redzams, ka līdz 2030. gadam izmaiņu politikas lielākais uzsvars ir likts uz enerģētikas sektoru. Eiropas SEG emisiju samazināšanas mērķis 2030. gadam ir paaugstināts līdz 55% no 1990. gada līmeņa, līdzšinējo 40 % vietā. Savukārt, lai sasniegtu SEG apjoma straujāku samazināšanu un noteiktu mērķus jau sīkākā sadalījumā, proti, dažādu tautsaimniecības nozaru griezumā, 2021. gada jūlijā Eiropas Komisija publicēja virkni normatīvo aktu grozījumu projektu (t. s. *Fit for 55* pakotne⁶), iezīmējot arī citu klimata mērķu 2030. gadam paaugstināšanu [2].

Zaļais darījums būtiski un dziļi ietekmēs visus ekonomikas sektorus un visai sabiedrībai liks mainīt paradumus. Tas nozīmē, ka ar **Zaļo darījumu** faktiski tiek noteikts ietvars sociotekhniskam pārejas procesam, kurā jāmainās ekonomikas un sabiedrības attīstības ciklam no uz lētiem resursiem un nepārtraukti augoša patēriņa balstītas attīstības uz resursu aprīti un ilgtspējai pakārtotu izaugsmi. Šī procesa ietvarā būs jāpārdefinē gan tehnoloģiju un enerģijas cenošanas principi, radīsies jauni risinājumi un produkti, atvērsies jauni tirgi, pazudīs virkne ierasto biznesa modeļu, tehnoloģiju un produktu [3].

Šajā ambiciozajā transformācijas procesā nozīmīgu piensumu varētu sasniegt siltumapgādes sektorā, jo īpaši reģionos ar samērā skarbu klimatu – Eiropas Ziemeļaustrumos, t. sk. arī Latvijā, kur gan uz iedzīvotāju dzīves kvalitāti, gan ekonomikas nozaru darbību liela ietekme ir kvalitatīvai un drošai siltumenerģijas pieejamībai par adekvātām cenām. Latvijā siltumenerģijas piegādei plaši tiek izmantota CSA un lielākajā daļā pilsētu ir labi attīstīta CSA infrastruktūra. Tas dod iespēju izmantot vispārzināmās CSA priekšrocības:

- materiālo resursu ietaupījumi mēroga efekta rezultātā;
- mazs skaits koncentrētu emisiju avotu pretēji lielam skaitam izkliedētu dod iespēju izmaksu efektīvi risināt vides aizsardzības jautājumus;
- iespējas plaši izmantot koģenerāciju un efektīvāk izmantot AER nekā daudzos mazos siltumavotos, kas dod nozīmīgu ieguldījumu siltumnīcefekta gāzu emisiju samazināšanai [4].

Minētās priekšrocības vairākas desmitgades bija pieņemts atzīt gandrīz kā aksiomas. Taču jaunākos pētījumos ieskanas šaubas par CSA viennozīmīgām priekšrocībām, ņemot vērā jaunu tehnoloģiju attīstību lokāliem siltumapgādes risinājumiem [5, 6].

Tajā pašā laikā samērā plašā Eiropas daļā – Ziemeļvalstīs un Austrumeiropā CSA sistēmas ieņem ļoti nozīmīgu vietu, tās ir evolucionējušas gadu desmitiem un tajās ir akumulēti lieli

⁵ Angļu val. *Green deal*.

⁶ Angļu val. *Gatavi mērķim 55* – EK politiska apņemšanās paaugstināt dekarbonizācijas mērķa vērtību.

investīciju apjomi. Līdz ar to nav arī iedomājam strauja to nozīmes mazināšanās un CSA sektora demontāža, kas nozīmētu grandiozu grīmušo investīciju slogu visai sabiedrībai.

CSA loma varētu būt īpaši nozīmīga ņemot vērā, ka centralizētā un strukturētā sistēmā veikt apjomīgas transformācijas, izvirzīt mērķus, vadīt aktivitātes to sasniegšanai teorētiski varētu būt vienkāršāk. Līdzīgas atziņas jau labu laiku pirms **Zaļā darījuma** bija paustas *Heat Roadmap Europe* [7]. CSA tiek atzīta par nozīmīgu klimata pārmaiņu ierobežošanas un dekarbonizācijas mērķu sasniegšanā, jo ēku un rūpniecības apsildei un dzesēšanai tiek tērēta aptuveni puse ES patērētās enerģijas un šajā segmentā vēl ir ļoti apjomīgs efektivitātes paaugstināšanas [8], fosilo resursu aizvietošanas un SEG emisiju samazināšanas potenciāls [9,4].

Taču neraugoties uz minēto, Eiropas kopienā (EK) CSA segmenta tiesiskā regulējama pilnveidošanā vērojamas samērā niecīgas izmaiņas. Jāuzsver arī, ka EK ir noteikts vienots detalizēts un strikts juridiskais ietvars elektrības un gāzes sektoriem, kas ir attīstīts vairākas desmitgades. Tam veltītas gan vairākas direktīvas, gan regulas. Savukārt siltumapgādei vienots regulējums ir visai trūcīgs. Tikai 2012. gadā t. s. **pirmajā Energoefektivitātes direktīvā** [10] parādās daži panti, kas vērsti uz CSA attīstību. Iespējamais iemesls var būt fakts, ka šis energoapgādes veids klimata specifikas dēļ nav nozīmīgs un plaši attīstīts EK ietekmīgākajās valstīs, izņemot atsevišķas pašas lielākās pilsētas [11]. CSA ir ļoti fragmentēta pat vienas valsts ietvaros un acīmredzot tādēļ tai nav veltīts nozīmīgs EK līmeņa tiesiskais regulējums. Taču tas nemazina CSA nozīmi EK ambiciozo dekarbonizācijas mērķu sasniegšanai. Jo īpaši, ekonomiski mazāk attīstītajās kopienas valstīs ar skarbiem klimatiskajiem apstākļiem, kur siltumapgāde veido ļoti lielu daļu no kopējā enerģijas patēriņa.

Tādēļ EK ambiciozo dekarbonizācijas mērķu sasniegšanas kontekstā ir jātiecas apgūt CSA apjomīgais SEG samazināšanas potenciāls. Ir samērā daudz pētījumu, kas fokusēti uz CSA attīstību, jaunu sistēmu izveides un esošo sistēmu paplašināšanas modelēšanu, inovatīvu tehnoloģiju izmantošanu AER svārstīgu avotu integrēšanai sistēmās [12, 13, 14]. Enerģētikai transformējoties ar **Zaļo darījumu** nospraustajā virzienā notiks ciešāka CSA un elektrības sektora integrācija, jo elektrības cenu aizvien lielākais svārstīgums AER izmantošanas ietekmē veidos papildus stimulus elektrības izmantošanai siltumapgādē un CSA sistēmas varēs palīdzēt elektrības sistēmas balansēšanā [15]. Taču pat Ziemeļvalstīs joprojām CSA sistēmās tiek ekspluatēti aktīvi, kas veidoti laikā, kad dominēja fosila kurināmā izmantošana, un, kad patērētāju objektiem bija nepieciešams daudz vairāk enerģijas [16]. Tādēļ kopumā CSA segmentam priekšā ir komplicēts transformācijas un investīciju process, kas nepieciešams efektīvākai AER izmantošanai, atlikuma siltuma izmantošanai, siltuma uzkrāšanai, integrācijai ar citām enerģijas sistēmām, aktīvo patērētāju attīstībai un zemākam enerģijas pieprasījumam.

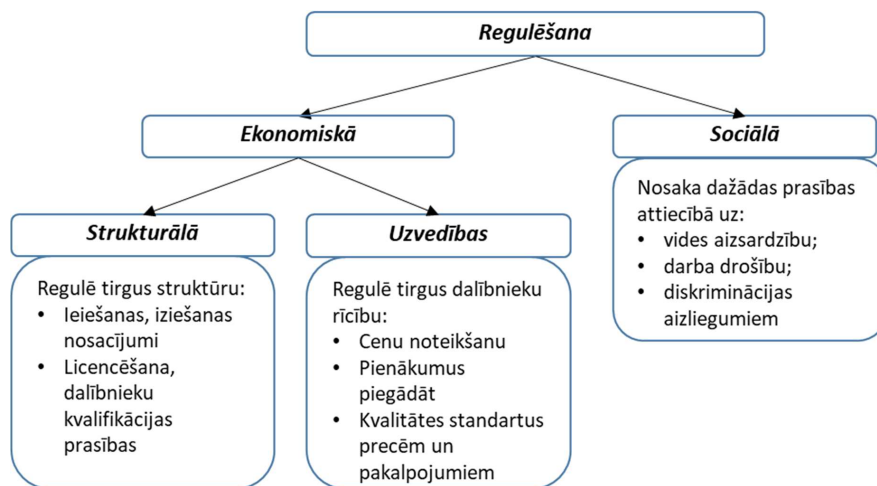
Taču CSA piemīt arī nozīmīgs trūkums – tai ir raksturīgi dabīgā monopola elementi un tādēļ siltumapgāde ir atzīta par sabiedrisko pakalpojumu un kā minimums par **lokālu dabīgo monopolu** [17], t. i. tādu, kur viens komersants sniedz ļoti nozīmīgu un vitāli nepieciešamu pakalpojumu lielam skaitam lietotāju, kuriem, tehnisku un ekonomisku faktoru dēļ ir ierobežotas iespējas izvēlēties citu pakalpojuma sniedzēju vai aizvietot nepieciešamo pakalpojumu ar citu līdzīgu. Tādēļ CSA pakalpojumi vairumā gadījumu ir pakļauti regulēšanai.

Regulēšanas nepieciešamība un tās gaidītie pozitīvie rezultāti parasti pirmām kārtām tiek pamatoti ar patērētāju aizsardzību apstākļos, kad tiem ir ļoti ierobežotas iespējas izvēlēties citu pakalpojuma sniedzēju vai atrast aizvietotāju pašam pakalpojumam. Taču no otras puses, kā regulēšanas galvenie trūkumi tiek kritizēta Regulatoru⁷ nespēja noteikt mērenu kapitāla atdeves likmi, novērst nelietderīgu investīciju ieguldīšanu un korekti novērtēt uzņēmumu ražošanas izmaksas, kā arī praksē bieži sastopamā t. s. **pārregulēšana**.

1.1. Pieejas regulēšanai

Terminam **regulēšana** pētījumos ir atrodamas dažādas gan precīzas, gan vispārinātas definīcijas, kas var būt pētnieku diskusiju objekts pašas par sevi. Taču pietiekami kodolīgi, bet vienlaikus precīzi regulēšanu ir definējis J.Hertogs: "Juridisku instrumentu pielietošana sociālekonomiskas politikas mērķu sasniegšanai"[18], jeb citiem vārdiem process, kurā valsts institūcijas ar tiesiskiem paņēmieniem piespiež regulējamus uzņēmumus darboties atbilstoši iepriekš noteiktam darbības režīmam. Aplūkojot plaši, praksē tas var izpausties kā dažādi uzstādījumi, piemēram, ievērot noteiktus cenu līmeņus, piegādāt konkrētas preces vai pakalpojumus, ieciet vai gluži pretēji – pamest noteiktus tirgus, ieviest noteiktas tehnoloģijas vai lietot noteiktas izejvielas.

Ņemot vērā, ka regulēšana var aptvert ļoti plašus uzņēmuma darbības aspektus, veicot pētījumus, regulēšanu pēc dažādām pazīmēm pārskatāmībai mēdz iedalīt noteiktos veidos. Regulēšanas iedalījums raksturīgākajos veidos un to raksturojums shematiski parādīts 1.1. attēlā.



1.1. att. Regulēšanas veidi. Sagatavots, izmantojot [18] apkopotos raksturojumus.

⁷ Termins Regulators promocijas darbā visos gadījumos tiek lietots valsts regulatīvās iestādes nozīmē. Latvijas gadījumā ar to jāsaprot Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija.

Šajā promocijas darbā uzsvars ir uz ekonomiskās regulēšanas, jo īpaši uzvedības regulēšanas izpēti, jo šī regulēšanas veida mērķis visbiežāk ir ietekmēt dominējošā vai dabīgā monopola stāvoklī esošu uzņēmumu uzvedību tirgū un ierobežot negatīvo ietekmi uz sabiedrisko labklājību. Taču tiek skarti arī atsevišķi strukturālās, sociālās un vides aizsardzības regulēšanas aspekti.

Pētījumos regulēšanas teorijas un prakses pieejas mēdz iedalīt divās plašās grupās vai tradicionālās skolās: sabiedrisko interešu regulēšanas teorijās un privāto interešu teorijās.

Sabiedrisko interešu regulēšanas teorijās tiek pieņemts, ka Regulatoriem ir pieejama pietiekama informācija un ietekmes instrumenti, kā arī, ka tie ir tendēti darboties labos nolūkos ar mērķi sekmēt sabiedrisko interešu ievērošanu. Šo teoriju pamatā ir koncepts par t. s. **tirgus nepilnību** un valdību spēju efektīvi iejaukties šīs nepilnības novēršanā, lai nodrošinātu sabiedrisko interešu ievērošanu. Ar sabiedriskajām interesēm tiek saprasta ierobežotu resursu iespējami labākā sadalīšana preču un pakalpojumu nodrošināšanai individuālām un kolektīvām vajadzībām. Atbilstoši tirgus ekonomikas pamatprincipiem ierobežotu resursu pārdali optimāli būtu jānodrošina tirgus mehānismiem. Taču praksē dažādu iemeslu dēļ to darbība var būt ierobežota un tādēļ tiek pieņemts, ka šo resursu pārdales procesu var un vajadzētu uzlabot ar regulēšanu.

Privāto interešu teorijās regulēšana tiek pēģināta izejot no diametrāli pretējiem pieņēmumiem: Regulatoram nav pieejama visa nepieciešamā informācija efektīvai regulēšanai, tāpat ir ierobežoti tā rīcībā esošie instrumenti. Taču nozīmīgākā atšķirība ir pieņēmums, ka visi ekonomiskās un sociālās sistēmas dalībnieki darbojas atbilstoši savām pašu interesēm, kas var ietvert, bet var arī neietvert sabiedrisko interešu elementus. Tādēļ privāto interešu teorijās regulēšana tiek pēģināta caur interešu grupu uzvedības aspektiem. Šīs interešu grupas var būt regulējami uzņēmumi un to interešu aizstāvēšanai veidotas nevalstiskas organizācijas, dažādas atšķirīgas patērētāju grupas, likumdevēji, arodbiedrības, finanšu institūcijas, paši Regulatori.

Šīs diametrāli pretējās pieejas būtu uzskatāmas par robežgadījumiem un, vērtējot reālu praksē iedibinātu regulēšanas procesu, tas būtu jāaplūko gan no sabiedrisko, gan privāto interešu regulēšanas teoriju skatu punktiem.

Ekonomiskās regulēšanas paveida – uzvedības regulēšanas pamanāmākais un biežāk diskutētais elements ir cenu un tarifu noteikšana dabīgo monopolu pārdotajām precēm un sniegtajiem pakalpojumiem. Vispārīgā gadījumā Regulatoram ir jānosaka tāda cena vai tarifs, kas sedz pamatotas izmaksas un nodrošina pietiekamu peļņu uzņēmuma attīstībai un atdevei no kapitāla, vienlaikus aizsargājot patērētājus no nesamērīgi augstām cenām. Tomēr par regulēšanas lietderību un pielietotajām metodēm jau vairākas desmitgades turpinās gan teorētiskas, gan praktiskas diskusijas.

Jau vairāk kā 60 gadus attīstās arī ekonomikas teorijas skola, kuras centrālā tēze ir – regulēšana nav lietderīga. Par šī virziena aizsācēju var uzskatīt Čikāgas ekonomikas skolas līderi Nobela prēmijas laureātu Džordžu Stigleru, kas jau 1962.gadā kopā ar Klēru Frīdlandu publicēja elektrības ražotāju regulēšanas prakses rezultātu analīzi, kurā secināja, ka regulēšana nav pazeminājusi atdeves likmes, tā nav vērā ņemami samazinājusi cenu diskrimināciju un tās ietekme uz uzņēmumu peļņu ir nenozīmīga [19]. Vairākas desmitgades šīs skolas pārstāvji ir

pētījuši dažādas regulēšanas teorijas un prakses, izvirzījuši tēzes par samērā pieticīgiem vai pat negatīviem regulēšanas rezultātiem, kā piemēram:

- regulējot sektorus, kuros tomēr ir zināms konkurences potenciāls, cenas pieaug, bet tirgus dalībnieku skaits saglabājas ierobežots;
- regulēšana var novest pie deformētām cenu struktūrām, kurās kādas noteiktas patērētāju grupas saņem šķērssubsīdijas;
- savukārt deregulācija bieži var rezultēties ieguvumos patērētājiem, bet dažos gadījumos arī ražotājiem, no jaunā līdzsvara pēc valsts intervences samazināšanas.

Taču, ja pat pieturas pie paradigmas, ka regulēšana ir lietderīga un pamatota, joprojām diskutabli ir divi jau pirms vairākām desmitgadēm formulēti pamatjautājumi [20]:

- Cik pamatotas ir regulējamā uzņēmuma Regulatoram iesniegtās izmaksas?
- Kāda ir **mērenā** vai **saprātīgā** atdeves likme no kapitāla un kā viskorektāk definēt pašu bāzi – kapitālu?

Kā regulēšanas galvenie trūkumi tiek kritizēta Regulatoru **nespēja** noteikt **mērenu** kapitāla atdeves likmi, novērst nelietderīgu investīciju ieguldīšanu un korekti novērtēt uzņēmumu ražošanas izmaksas.

Šai kritikai ir racionāls pamatojums, jo regulējamais un regulējais atrodas objektīvi nevienlīdzīgās pozīcijās. Praksē regulējamajam uzņēmumam ir pieejama visa informācija par savu saimniecisko darbību un tās plāniem, kamēr Regulators var analizēt un vērtēt tikai to informāciju, ko uzņēmums tam ir iesniedzis saskaņā ar tiesību aktos noteikto kārtību. Tāpat uzņēmumam vienmēr būs labākas izredzes pamatot savu iesniegto cenu projektu nekā Regulatoram to apšaubīt.

Vēl kā regulēšanas trūkumu jāatzīmē dažkārt sastopamā t. s. **pārregulēšana**. Šis process izpaužas kā Regulatora resursu nelietderīga izmantošana mazsvarīgu jautājumu un relatīvi nenozīmīgu izmaksu pamatojumu dziļai analīzei un ilgstošām diskusijām, kas attiecībā uz regulējamo uzņēmumu rezultējas tā attīstības dinamikas un efektivitātes iniciatīvu faktiskā bremsēšanā.

Latvijā līdzīgi kā citās Austrumeiropas valstīs CSA regulēšanai ir iedibināts maz elastīgs *ex ante stingrās* regulēšanas režīms un tiek pielietota *RoR*⁸ jeb t. s. **izmaksu+** metode, kas papildināta ar atsevišķiem elementiem no *RPI-x*⁹, jeb t. s. **cenu griestu** metodes [21]. Šīs regulēšanas metodes detalizēti analizētas 1.2. apakšnodaļā, bet to būtība vienkāršotā formā - CSA uzņēmums aprēķina un pamato visas siltumenerģijas ražošanas, pārvades un sadales un tirdzniecības izmaksas, kam pieskaita atļauto kapitāla atdeves lielumu, bet Regulators pārbauda izmaksu pamatojumu un pieņem lēmumu par tarifa apstiprināšanu vai noraidīšanu.

Taču pašreizējā regulēšanas modeļa pielietojumam praksē novērojami vairāki trūkumi:

- **nenodrošina optimālas investīcijas CSA tehnoloģijās**; ņemot vērā, ka veiktās investīcijas var atgūt caur apstiprināto tarifu, CSA sistēmās ir samērā augsti **pārinvestēšanas** un neefektīvi slogotu iekārtu riski; Regulatoram ir ļoti ierobežots instrumentu klāsts neatzīt veiktās investīcijas; tādēļ CSA uzņēmumam nav motivācijas investīcijas prioretizēt un veikt tās līdzsvaroti; rezultātā satopami

⁸ Angļu val. *Rate of Return* – Atdeves likme.

⁹ Angļu val. *Retail Prices Index* - Patēriņa cenu indekss.

gadījumi, kad tehnoloģiju jaudas dimensija pārsniedz pieprasījuma dimensiju, kas ne tikai rada paaugstinātas kapitāla izmaksas, bet arī pazemina tehnoloģiju darbības rādītājus, jo tās netiek pietiekami noslogotas;

- **zema motivācija paaugstināt efektivitāti un optimizēt izmaksas;** CSA uzņēmumam saskaņā ar tarifu aprēķināšanas metodiku [21] ir jāaprēķina siltumenerģijas piegādes izmaksas un jāpamato tās ar attaisnojošiem dokumentiem; pārbaudot CSA uzņēmuma iesniegtās izmaksas, Regulators daudziem izmaksu posteņiem var pārbaudīt tikai šo izmaksu pamatojuma dokumentu esamību, bet ne pamatojumu pēc būtības; rezultātā arī visai skrupulozā izmaksas pamatojošo dokumentu pārbaude neizslēdz iespēju, ka ne visi siltumenerģijas piegādes procesi ir izmaksu efektīvi;
- **regulatoram trūkst efektīvu ietekmes instrumentu;** Regulatora darbība ir reglamentēta likumā, kur strikti noteikta Regulatora darbības procedūra [22]; taču šī reglamentācija pamatā balstās uz administratīvā procesa un juridiskajiem aspektiem un būtiski sašaurina Regulatora iespējas apšaubīt CSA uzņēmuma iesniegtos dokumentus izmaksu pamatojumiem;
- **liels resursu patēriņš tarifu noteikšanas procesā;** tarifu noteikšanas process ir ļoti laikietilpīgs un paredz lielu apjomu dokumentāru pārbaužu; likumā [22] noteikts, ka tarifa projekta izskatīšanas laiks ir 90 dienas, bet šī termiņa tecējums apstājas, ja Regulators pieprasa iesniegt papildus informāciju vai pamatojošos dokumentus; praksē ir bijuši gadījumi, kad tarifs ir apstiprināts pēc gandrīz 12 mēnešiem no projekta iesniegšanas; tādējādi gan CSA uzņēmums, gan Regulators šajā procesā patērē lielus laika un cilvēkresursus.

Cits aspekts, kas pagaidām vēl CSA uzņēmumus Latvijā nav nozīmīgi ietekmējis, ir EK noteiktie energoefektivitātes mērķi un Energoefektivitātes direktīvā [23] paredzētais instruments energoefektivitātes paaugstināšanai pie gala patērētājiem - Energoefektivitātes pienākumu shēma (EPS), kas Latvijā ir pārņemta ar atbilstošu nacionālo tiesību aktu. Ieviešot šo shēmu enerģijas gala patēriņa samazinājumam būtu jāsamazina lietotāju maksājumi par enerģiju, bet no otras puses šie pasākumi prasīs noteiktus ieguldījumus. EPS paredz, ka šos ieguldījumus ir jāapmaksā energoapgādes komersantiem, bet faktiski tos apmaksās lietotāji, jo energoapgādes komersantu vienīgais ienākumu avots ir lietotāju maksājumi par enerģiju un tāpat izdevumi par pasākumiem tiks iekļauti enerģijas cenās un pakalpojumu tarifos.

Ja enerģija tiek pārdota tirgū, kā tas ir gan elektroenerģijas, gan dabasgāzes apgādē, tad komersants ir motivēts ar EPS uzlikto pienākumu izpildīt pēc iespējas izmaksu efektīvi. Atšķirīga situācija ir CSA, kur enerģija tiek piedāvāta par regulētiem tarifiem.

Jau minētie **izmaksu+** metodes pielietošanas trūkumi novedīs pie tā, ka CSA uzņēmumi no vienas puses būs spiesti pieprasīt, lai tarifu aprēķināšanas metodikā tiek iekļauta jauna speciāla izdevumu pozīcija EPS izpildē radušos izmaksu atgūšanai, taču no otras puses – pēc šādas pozīcijas iekļaušanas, tā nebūs komersantam motivējoša meklēt izmaksu ziņā efektīvākos risinājumus [24].

Jāuzsver, ka minēto trūkumu cēloņi nav kādi specifiski tikai Latvijai raksturīgi apstākļi vai Latvijas Regulatora prakses īpatnības, ne arī izvēlēta cenu regulēšanas metode pati par sevi. Ir

pieejams daudz pētījumu par sabiedrisko pakalpojumu uzņēmumu regulēšanas teoriju un praksi, kā arī par dažādu regulēšanas metožu vai to kombināciju praktisko pielietojumu, kuros atrodami līdzīgi secinājumi.

1.2. Cenu regulēšanas pamatmetodes

Cenu regulēšanā vispirms jānošķir divas pieejas: *ex ante* un *ex post* regulēšana. Pielietojot *ex ante* pieeju, cenas vai tarifus nosaka vai arī pēc regulējumā uzņēmuma priekšlikuma apstiprina Regulators un tie tiek piemēroti uzņēmuma darbībai nākotnē pēc to apstiprināšanas brīža. Savukārt *ex post* pieeju var vērtēt vairāk kā tirgus uzraudzību, mazāk kā cenas regulēšanu, jo pielietojot *ex post*, Regulators vērtē uzņēmumu darbības rezultātus jau pagājušā laika posmā, iejaucoties un uzdodot uzņēmumam veikt korektīvas darbības tikai gadījumā, ja uzņēmuma darbības rādītāji nozīmīgi atšķiras no kādiem iepriekš definētiem parametriem. Tādēļ ar cenu regulēšanu vispārīgā gadījumā parasti tiek saprasta *ex ante* regulēšana, kurai ir attīstītas 3 pamatmetodes [25]:

- *RoR* metode jeb **atdeves likmes** vai dažkārt arī dēvēta par **izmaksu+** metodi.
- *RPI-x* metode, tiek dēvēta arī par **stimulēšanā balstīto** vai arī **cenu griestu** metodi
- *LRAIC BU*¹⁰ metode. Šo metodi mēdz dēvēt arī par **hipotētisko modeli**.

RoR pilnībā balstās uz regulējamā uzņēmuma faktiskajiem aktīviem un faktiskajām šo aktīvu operēšanas izmaksām. Savukārt *LRAIC BU* ir otrs galējais regulēšanas pieejas variants, jo tiek balstīts uz hipotētisku ideālu regulējamo uzņēmumu, t. i. hipotētiskiem aktīviem un šo aktīvu operēšanas izmaksām.

RPI-x nosacīti var uzskatīt par zināmu vidusceļu, jo no vienas puses tā balstīta uz vēsturiskajiem faktiskajiem aktīviem, bet liek regulējamajam uzņēmumam efektīvizēt savu darbību un tādējādi virzīties nosacīta **ideāla** virzienā.

Praksē biežāk tiek pielietotas *RoR* un *RPI-x* pamatmetodes un tās plaši un detalizēti tiek analizētas daudzos pētījumos. Šo pamatmetožu raksturojumus un daudzo pētījumu secinājumus pārskatāmi ir strukturējuši un interpretējuši Armstrongs un Sappingtons [26] un Netzs [27].

***RoR* metode**

Metodi var uzskatīt par senāko pieeju regulēšanā un tās attīstības pirmsākumi meklējami ASV jau pagājušā gadsimta vidū. Metodei ir daudz dažādu modifikāciju, bet tās būtība ir ļoti vienkārša – regulējamais uzņēmums var piemērot cenas un tarifus, kas pilnībā nosedz operacionālās izmaksas un kapitāla izmaksas, kas iekļauj **taisnīgu** atdevi no kapitāla **patiesās** vērtības. Gadījumos, ja pieaug regulējamā uzņēmuma nekontrolējamās izmaksas, uzņēmums var sniegt Regulatoram jauna tarifa projektu. Tarifu var apstiprināt uz noteiktu periodu, vai arī nenoteiktu termiņu un tādā gadījumā tarifs tiek pārskatīts, ja to rosina regulējamais uzņēmums vai Regulators.

Metodes priekšrocība ir tās vienkāršums un teorētiski tarifa projekta izskatīšanas un tarifa apstiprināšanas procesam vajadzētu būt raitam. Tāpat pie priekšrocībām jāatzīmē, ka,

¹⁰ Angļu val. *Long run average incremental costs, Bttom up* – No **apakšas uz augšu** aprēķinātas ilgtermiņa vidējās inkrementālās izmaksas.

pielietojot šo metodi, regulējamais uzņēmums teorētiski nav pakļauts būtiskiem riskiem, jo tarifu aprēķins tiek balstīts uz uzņēmuma faktiskajiem vēsturiskajiem datiem. Taču praksē mēdz ietilgt regulējamā uzņēmuma un Regulatora diskusijas gan par kapitāla **patieso** vērtību, gan **taisnīgu** atdeves likmi, gan par izmaksu pamatotību, gan par regulējamā uzņēmuma piegādātās preces vai sniegtā pakalpojuma apjomu. Šīs diskusijas ir jo īpaši būtiskas attiecībā uz preces vai pakalpojuma apjoma izmaiņu prognozēm, izmaksu klasifikāciju kontrolējamās un nekontrolējamās un nekontrolējamo izmaksu izmaiņu tendencēm.

Rezultātā regulējamais uzņēmums tiek pakļauts riskiem, kas izriet no regulēšanas procedūrām un visbiežāk ir saistīti ar t. s. **regulēšanas nobīdi**¹¹, t. i. izmaksu vai preču vai pakalpojuma izmaiņas jaunā tarifā tiek iekļautas ar zināmu nobīdi laikā un šajā periodā regulējamais uzņēmums ir spiests absorbēt zaudējumus [27]. Regulēšanas nobīdes var būt divu veidu. Neizbēgama ir objektīvā nobīde – tā izriet no pašas regulēšanas procesa, jo tas prasa laiku gan regulējamajam uzņēmumam, gan Regulatoram. Kā jau iepriekš minēts, piemēram, atbilstoši Latvijā noteiktajām procedūrām šī nobīde ir vismaz 3 – 6 mēneši, kas nepieciešami tarifā projekta sagatavošanai, iesniegšanai, publiskajām apspriešanām, tarifa projekta pārbaudei, lēmuma pieņemšanai un publicēšanai. Taču nereti var sastapt arī subjektīvo Regulatora nobīdi, jo nevar izslēgt, ka Regulators, neraugoties uz savu institucionālo neatkarību, izmantojot birokrātiskas procedūras savu lēmumu var novilcināt, ja tas ir nepopulārs un pieskaņot attiecīgā brīža politiskajai vai sabiedriskās domas dienaskārtībai.

Regulēšanas nobīde parasti ir regulējamā uzņēmuma risks, jo izmaksu pieauguma gadījumā, neļauj uzņēmumam savlaicīgi attiecīgi pielāgot tarifu. Taču tā var būt arī risks patērētājiem – gadījumos, kad tarifus objektīvi būtu jāpazemina.

Tomēr *RoR* metodes pats būtiskākais trūkums ir daudzu pētnieku pieminētais *Averha–Džonsona* efekts, ko ASV ekonomisti Harvejs Averhs un Leilands Džonsons definēja un pierādīja pirms vairāk kā 50 gadiem, pētot telekomunikāciju monopoluzņēmumu regulēšanu ASV. Viņi modelēja peļņas maksimizēšanas uzdevumu pie nosacījuma, ka uzņēmums var variēt ar kapitāla un citu resursu, piemēram, darbaspēka patēriņa attiecību. Brīvā tirgū strādājošs uzņēmums šo attiecību centīsies optimizēt tā, lai minimizētu gan darbaspēka, gan kapitāla izmaksas. Taču regulēts uzņēmums, kā to pierādīja Averhs un Džonsons, ņemot vērā, ka tā peļņa faktiski ir atkarīga tikai no atļautās atdeves likmes, centīsies maksimāli palielināt kapitāla izmantošanu, ja atļautā atdeves likme ir lielāka nekā faktiskā kapitāla cena [28]. Turklāt atļautās atdeves likmei ir jābūt lielākai vai vismaz vienādei ar faktisko kapitāla cenu, jo pretējā gadījumā nebūtu vērts vispār investēt šajā regulētajā nozarē.

Tādējādi *RoR* metodes pielietošana neizbēgami noved pie pārinvestēšanas vai pārkapitalizācijas riska un Regulatoru lielākais izaicinājums ir novērst vai vismaz mazināt šo risku. Visbiežāk Regulatori ievieš dažādus nosacījumus un procedūras, kas regulējamajiem uzņēmumiem jāievēro veicot investīcijas. Piemēram Lietuvā uzņēmumiem jau pirms investēšanas projekts ir jāaskaņo ar Regulatoru [29], pretējā gadījumā projekta rezultātā izveidotie aktīvi netiks iekļauti tarifū aprēķinos. Savukārt Latvijā tarifū aprēķinos var iekļaut

¹¹ Angļu val. *Regulatory lag*.

tikai jau izveidotus aktīvus, taču Regulatoram ir instrumenti diskusijai ar uzņēmumiem par šo aktīvu apjomu un vērtības atzīšanu atdeves aprēķiniem.

Virknē regulēšanas teorijas un prakses pētījumos secināts, ka ideāla instrumenta pārinvestēšanas riska novēršanai nav un sastopamākais instruments ir investīciju administratīva ierobežošana – neatļaušana, neatzīšana u.tml. Taču šāds regulēšanas režīms, ja to pielietoto pārāk strikti, var novest pie pretēja efekta – nepietiekamas investēšanas, kas agrāk vai vēlāk rezultējas pakalpojuma kvalitātes līmeņa kritumā, bet ilgtermiņā, uzkrājoties atlikto investīciju masai, var novest pie pakalpojuma sniegšanai nepieciešamās infrastruktūras degradācijas. Diemžēl praksē Regulatori nereti labāk dod priekšroku **sliktiem ex post iznākumiem**, t. i. negatīviem notikumiem kaut kad tālākā nākotnē, nekā **sliktiem ex ante lēmumiem**, t. i. tādiem, kas, lai arī šobrīd tie būtu nepopulāri, ir nepieciešami pozitīviem rezultātiem nākotnē [27].

RPI-x metode

RPI-x metode tiek dēvēta par **stimulējošās regulēšanas metodi**, jo tās sākotnējais mērķis bija radīt sistēmu, kas stimulētu regulējamo uzņēmumu paaugstināt savas darbības efektivitāti. Metodes pamatprincips ir tarifa fiksēšana uz noteiktu periodu atbilstoši 1.1. formulai.

$$T_1 = T_0 \times (1 + RPI \pm x), \quad (1.1.)$$

kur T_1 – tarifs nākamajam regulēšanas periodam, EUR/MWh;

T_0 – tarifs iepriekšējā regulēšanas periodā, EUR/MWh;

RPI – patēriņa cenu indekss (inflācijas rādītājs), %;

x – efektivitātes mērķis, ko nosaka Regulators, %.

Metodes būtība ir nodrošināt, ka tarifs pieaug mazāk nekā inflācija un tādēļ x vērtība gandrīz vienmēr ir negatīva. Atsevišķos izņēmuma gadījumos, piemēram, ja uzņēmumam, lai nodrošinātu tā sniegtā pakalpojuma ilgtspēju, nepieciešams investēt vairāk nekā aktīvu nolietojums, x vērtība var būt arī pozitīva.

Vērtējot vispārīgi, RPI-x metodes pielietošana nepašaubāmi sniedz acīmredzamu ieguvumu – regulējamais uzņēmums vienlaikus tiek gan spiests, gan stimulēts darboties efektīvāk, bet labuma guvēji ideālā gadījumā ir gan patērētāji, gan regulējumā uzņēmuma īpašnieki:

- Regulatora noteiktais efektivitātes mērķis x uzņēmumam ir jāsasniedz un labuma guvējs no atbilstošā izmaksu samazinājuma ir regulētā pakalpojuma vai preces patērētāji;
- ja uzņēmums efektivitātes paaugstināšanas rezultātā sasniedz vēl lielākus izmaksu samazinājumus nekā noteiktais mērķis x , uzņēmums var paturēt papildus gūto peļņu.

Taču metodes praktiskā pielietošana ir visai komplicēta. Vissarežģītākais un zināmā mērā svarīgākais jautājums ir aprēķināt un noteikt faktoru x . Uzdevuma sarežģītība slēpjas divos apstākļos.

Pirmkārt, tīri matemātiski x faktora aprēķinam parasti izmanto NPV¹² jeb **tīrās pašreizējās vērtības** aprēķina formulu, kas nav sarežģīti. Taču sarežģīti ir izveidot prognozes aprēķinā izmantojamajiem lielumiem un to izmaiņām pa gadiem izvēlētajā tarifa fiksēšanas periodā, jo

¹² Angļu val. *Net present value*.

ir jāņem vērā gan pārdošanas apjoma izmaiņas, gan darbības izmaksu izmaiņas, gan regulējamā uzņēmuma investīciju programma un atbilstoši tai – regulējamo aktīvu bāzes (RAB^{13}) izmaiņas.

Otrkārt, lai sagatavotu minētās prognozes, Regulatoram vispirms ir jāizvēlas kāda no *cenu griestu* piemērošanas stratēģijām. Tās mēdz iedalīt četrās pamatgrupās pēc divām izvēles iespējām diviem faktoriem:

- izteikta un tieša x faktora sasaiste ar Regulatora noteiktiem visiem regulējamiem uzņēmumiem vienādiem izmaksu un investīciju efektivitātes etaloniem vai arī netieša saistība starp x faktoru ar efektivitātes etaloniem, kad katram konkrētam uzņēmumam tiek ņemtas vērā tā īpatnības;
- x faktora noteikšanas brīdis – uzsākot tarifa ciklu vai arī tā beigās.

Optimālas **cenu griestu** piemērošanas stratēģijas izvēle ir Regulatora lielākais izaicinājums, jo neviena no tām nav bez trūkumiem, bet katrai ir savas priekšrocības. Stratēģiju viens robežgadījums ir maksimāla efektivitātes prasība, neņemot vērā katra konkrētā uzņēmuma īpatnības, bet ar augstu risku regulējamo uzņēmumu finanšu stabilitātei. Savukārt otrā robežgadījumā tiek nodrošināta minimālā atdeve regulējamam uzņēmumam, bet efektivitātes stimuli nav lieli – uzņēmums var paturēt daļu papildus peļņas, ja ir īstenojis efektivitātes paaugstināšanas pasākumus. Šis robežgadījums jau kļūst visai līdzīgs *RoR* metodes pielietošanai.

Tādējādi Regulatora uzdevums, izvēloties **cenu griestu** piemērošanas stratēģiju un aprēķinot x faktoru, ir atrast kompromisu starp efektivitātes mērķa ambīciju un regulējamā uzņēmuma darbības ilgtspēju un kvalitāti, kam nepieciešama pietiekami stabila atdeve [30].

Aprēķinot x faktoru, nosacīti vienkāršāks uzdevums ir Regulatoram un regulējamajiem uzņēmumiem izdiskutēt un vienoties par regulējamā pakalpojuma apjoma un darbības izmaksu prognozēm, jo to sākuma punkts ir fiksējams balstoties uz iepriekšējo periodu atskaitēm. Taču daudz komplicētāks ir jautājums par *RAB*, jeb faktiski - regulējamā uzņēmuma investīciju programmu tarifa darbības periodā.

No vienas puses, apstiprinot tarifu un faktoru x uz noteiktu periodu, Regulators netieši fiksē uzņēmuma investīciju programmu. Tomēr no otras puses šajā procesā izteikti paradīsies iepriekš minētie privāto interešu regulēšanas teorijas elementi – Regulatoram jādarbojas pamatojoties uz ierobežotu informācijas apjomu, bet regulējamajam uzņēmumam vienmēr būs pieejama pilna un detalizēta iekšējā informācija investīciju programmas sagatavošanai. No privāto interešu regulēšanas teorijas viedokļa, regulējamam uzņēmumam var būt stimulēti investīciju programmu veidot ar zināmu rezervi, ko fiksētā tarifa cikla laikā iespējams samērā vienkārši *ietaupīt*. Savukārt Regulatoriem no šīs teoriju viedokļa var piemist *RoR* metodes vērtējumā minētā vēlme pieņemt populārus lēmumus šodien, neraugoties uz riskiem nākotnē. Tādēļ Regulatori katram nākamajam tarifu ciklam tiekots noteikt aizvien jaunus ambiciozus x faktoros.

Rezultātā pieaug risks, ka uzņēmumiem risinājums kā izpildīt efektivitātes uzdevumus un vienlaikus saglabāt noteiktu peļņu ir atlikt investīcijas, kas vidējā termiņā noved pie regulējamā

¹³ Angļu val. *The regulatory asset base*.

pakalpojuma kvalitātes pazemināšanās, bet ilgtermiņā var apdraudēt arī regulējamās infrastruktūras un uzņēmuma ilgtspēju.

Regulēšanas teorijas un prakses pētījumos par metodes pielietošanu praksē uzsvērti arī komplikēti jautājumi un negatīvi aspekti, kas izriet no tā, ka tarifs tiek fiksēts uz noteiktu pietiekami ilgu periodu [27]:

- metodes svarīgs elements, kam teorētiski vajadzētu regulējamo uzņēmumu īpaši stimulēt, ir Regulatora apsolījums, ka visā tarifa periodā daļu no efektivitātes pasākumos gūtā izmaksu samazinājuma uzņēmums varēs paturēt kā papildus peļņu; taču praksē darbojas jau iepriekšminētie privāto regulēšanas teoriju elementi un tādēļ Regulatori neizbēgami tiek pakļauti dažādu interešu grupu spiedieniem; diemžēl praksē nav reti gadījumi, kad Regulatori šādu spiedienu rezultātā atver un pārskata tarifu arī fiksētā regulēšanas perioda laikā; šādi precedenti mazina uzņēmumu pašāvēību un attur no iniciatīvām pārsniegt Regulatora noteiktos minimālos efektivitātes mērķus;
- diskutabls jautājums regulēšanas perioda beigās ir par izejas punktu nākamajam periodam; nav viennozīmīgu vērtējumu vai nākamajam periodam par sākuma tarifu būtu pareizi izvēlēties to tarifa līmeni, kas iepriekšējā perioda sākumā pirms vairākiem gadiem tika fiksēts kā mērķis, vai arī faktiski sasniegto, kas praksē gandrīz vienmēr būs augstāks vai zemāks nekā fiksētais mērķis.

Kopumā vērtējot, *RPI-x* metodes pielietošana salīdzinot ar *RoR*, prasa no Regulatoriem ļoti augstu un specifisku kompetenci un lielāku darba apjomu, kas rezultējas arī lielākās regulēšanas procesa izmaksās.

LRAIC Bottom Up metode

Atšķirībā no abām iepriekš aplūkotajām metodēm, *LRAIC* metodes pielietošana nekādi nav saistīta ar regulējamā uzņēmuma faktiskajām vēsturiskajām izmaksām un reālajiem aktīviem. Metodes pamatā ir pieņēmums, ka var izveidot hipotētisku regulējamā pakalpojuma sniegšanas infrastruktūras un uzņēmuma modeli, kurā paredzēts, ka tiek izmantoti labākie pieejamie tehniskie risinājumi un šī teorētiskā sistēma tiek operēta optimālā režīmā, tādējādi nodrošinot visiem patērētājiem pakalpojumu nepieciešamajā apjomā un kvalitātē, par iespējami zemākajām cenām.

LRAIC metodi praksē sāka pielietot telekomunikāciju sektora regulēšanā ap gadsimtu miju, jo īpaši attiecībā uz starpsavienojumu tarifiem [31], [32].

Vēlāk metodi sāka pilnveidot un izmantot arī citu tīklu uzņēmumu regulēšanai. Veidojot hipotētisko tīklu modeli reālam regulējam uzņēmumam, kā izejas dati tiek lietots reālo patērētāju pieprasījums un to reālais ģeogrāfiskais izvietojums. Taču pakalpojuma sniegšanai nepieciešamā infrastruktūra tiek uzmodelēta vai nu pieņemot, ka infrastruktūra it kā tiks izveidota pilnīgi no jauna ar ideālu konfigurāciju, vai arī ar realitātei nedaudz tuvāku pieeju – izmantojot reālās infrastruktūras topoloģiju, bet pieņemot, ka tās konfigurācija un elementi tiek optimizēti.

Acīmredzami *LRAIC* metodes galvenā priekšrocība ir gandrīz pilnībā izslēgta grīmušo investīciju un neefektīvu darbības izmaksu iespējamība. Taču tās ieviešana un lietošana pilnā

apjomā ir visai sarežģīta, jo ir visai dārga un var nenodrošināt metodes ieviešanai izvirzītā mērķa sasniegšanu. Ja mērķis ir bijis panākt infrastruktūras lietošanas tarifa pazemināšanu, praksē var izrādīties, ka ideālas sistēmas izveide un operēšana prasītu augstākas izmaksas nekā vēsturiski izveidojušās reālam uzņēmumam operējot reālus aktīvus. Vienlīdz varbūtīgs ir risks, ka regulējamam uzņēmumam objektīvi nav iespējams pārskatāmā laika posmā sasniegt hipotētiski ideālās sistēmas rādītājus un ievērojami zemāku tarifu. Šādā gadījumā atkal tiktu eskalēta pakalpojuma kvalitātes pazemināšanās, investīciju atlikšanas un aktīvu novecošanas process. Turklāt šī riska iestāšanās var izpausties ar lielu nobīdi laikā – pat pēc 10 gadiem tādās pakalpojumu jomās, kur raksturīgs ļoti lēns kapitāla aprites ātrums un ilgs aktīvu kalpošanas laiks kā tas ir dažādiem inženiertīkliem.

Praksē šo metodi lieto pasta pakalpojumu regulēšanai Lielbritānijā, atsevišķi tās elementi tiek lietoti Somijā nosakot RAB elektrības tīklu operatoriem. Igaunijā Regulators ir mēģinājis to pielietot CSA regulēšanā. Taču secināts, ka metodes pielietošana ir pārāk dārgs un komplikēts uzdevums, ņemot vērā, ka katras CSA sistēmas topoloģija ir individuāla [25].

Aktuālākais Baltijas reģionā zināmais *LRAIC* metodes pielietojums tīklu pakalpojumu regulēšanā ir Lietuvā 2015.gadā pieņemtais Regulatora lēmums ieviest *LRAIC* metodi elektrības pārvades un sadales regulēšanai. Atbilstoši šai metodei tika apstiprināti elektrības pārvades un sadales tarifi periodam no 2016. līdz 2020.gadam [33]. Pietiekami izvērsti novērtējumi par metodes ieviešanas rezultātiem pagaidām nav pieejami.

1.3. Regulēšanas pamatmetožu salīdzinājums

Lai novērtētu vai CSA regulēšanas praksē vērojamos trūkums nevar novērst ar vienkāršu metodes maiņu, ir jāsalīdzina aplūkotās trīs klasiskās regulēšanas metodes. Salīdzinājumam vispirms jāmēģina aprakstīt kā varētu izpausties **ideāla** tarifu regulēšana un jāizvēlas kritēriju kopums pēc kuriem aplūkotās metodes varētu salīdzināt ar šo **ideālo** regulēšanu.

Tarifu regulēšanu varētu uzskatīt par ideālu, ja šis process pilnībā līdzsvarotu patērētāju un regulējamā uzņēmuma intereses attiecībā uz tarifu, bet pats regulēšanas process neradītu pārmērīgu administratīvo slogu – būtu pietiekami ātrs un ne pārāk dārgs.

Patērētāju intereses var definēt kā – saņemt vajadzīgo precī vai pakalpojumu nepieciešamajā apjomā un labā kvalitātē šobrīd un ar garantiju arī pārskatāmā nākotnē, bet nepārmaksāt par to. Savukārt regulējamā uzņēmuma intereses būtu – piegādāt patērētājiem to pieprasītajā apjomā precī vai pakalpojumu par cenu, kas nosedz gan darbības izmaksas, gan ļauj investēt apjomā, kas nepieciešamas lai nodrošinātu preces vai pakalpojuma pieprasīto kvalitāti ilgtermiņā un vienlaikus saņemtu atdevi, kas motivē nodarboties ar šo komercdarbības veidu.

Tādējādi, regulēšanas metožu efektivitāti varētu vērtēt pēc to ietekmes uz patērētāju un uzņēmumu interešu definējumos minētajiem elementiem:

- izmaksas;
- investīcijas un atdeve;
- pakalpojuma vai preces kvalitāte un ilgtspēja;
- regulēšanas procesa efektivitāte.

Jāpiezīmē, ka visi šie elementi ir savstarpēji saistīti un arī viens no otra atkarīgi, bet labākai pārskatāmībai tie aplūkoti atsevišķi un arī strukturēti sīkāk.

Izmaksas

Izmaksas vispārīgā gadījumā parasti iedala darbības izmaksās (*OPEX*¹⁴) un kapitāla izmaksās (*CAPEX*¹⁵). Kapitāla izmaksas ir tieši atkarīgas no regulējamā uzņēmuma investīcijām aktīvos un tādēļ šajā vērtējumā aplūkotās pie investīcijām. Savukārt *OPEX* mēdz iedalīt nekontrolējamās un kontrolējamās izmaksas.

OPEX

Regulēšanas procesā *OPEX* ietekme uz tarifu un, attiecīgi, arī uz patērētāju un uzņēmuma interesēm var izpausties kā nepietiekamu vai arī lielāku nekā nepieciešams izmaksu iekļaušana tarifā. Neatbilstošu *OPEX* iekļaušanai tarifā var būt divi no regulēšanas procesa izrietoši iemesli:

- 1) Jau iepriekš pieminētā **regulēšanas nobīde** – gan objektīvā, gan subjektīvā. Jauna tarifa projekts pielietojot *RoR* un arī *RPI-x* metodes tiek veidots sagatavojot izmaksu prognozes, bet to izejas punkts ir vēsturiskās faktiskās izmaksas. Kā minēts iepriekš, tarifa izskatīšanas process var ilgt pat gadu, bet ja ņem vērā, ka par vēsturisko izmaksu avotu ir jālieto pārskati par iepriekšējo pilnu kalendāro gadu, tad iesniedzot tarifa projektu kalendārā gada otrajā pusē, faktiski **regulēšanas nobīde** attiecībā uz izmaksu prognozēm var sasniegt pat 3 gadus. Ja rezultātā izmaksas ir augušas straujāk nekā prognozēts, tad tas ir uzņēmuma risks, ka tarifs nesegs *OPEX*. Var būt arī pretēja situācija – izmaksu pieaugums ir mazāk straujš, vai tās pat samazinās salīdzinot ar prognozi. Šādā gadījumā zaudētāji ir patērētāji, turklāt uzņēmumam var nebūt liela motivācija *RoR* metodes gadījumā gatavot jaunu – zemāka tarifa projektu, bet *RPI-x* metodes gadījumā regulēšanas cikla beigās nav vienkārši novērtēt, kāds ieguldījums efektivitātes mērķa sasniegšanā ir bijis uzņēmuma aktivitātēm un cik liela bijusi ietekme no izmaksu izmaiņām ārējos tirgos.
Tieši tāpat **regulēšanas nobīde** ietekmē tarifu aprēķinam tik pat nozīmīgu faktoru – piegādājamās preces vai pakalpojuma apjomu. CSA regulēšanas gadījumā diskusija starp Regulatoru un regulējamo uzņēmumu par apjoma prognozi faktiski būs par energoefektivitātes paaugstināšanas tempu pie patērētājiem. Var pieņemt, ka Regulatori, biežāk centīsies prioritāti piešķirt patērētāju interesēm. Tādēļ tie drīzāk prognozēs, ka energoefektivitātes pasākumu īstenošanas temps būs lēns, bet regulējamie uzņēmumi, jādama, pretēji – ka regulējamā pakalpojuma apjomi var kristies strauji. Tāpat kā attiecībā uz izmaksu prognozēm, arī apjoma prognozēšana būs sarežģītāks uzdevums lietojot *RPI-x* metodi.
- 2) Otrs iemesls var būt arī jau iepriekš nedaudz pieminētā informācijas un kompetences asimetrija. Asimetrija starp Regulatoru un regulējamiem uzņēmumiem var izpausties vairākos aspektos:

¹⁴ Angļu val. *Operational costs*.

¹⁵ Angļu val. *Capital costs*.

- absolūti objektīvs ir fakts, ka regulējamā uzņēmuma rīcībā ir pilnīgi visa detalizēta informācija par uzņēmuma lietoto tehnoloģiju, izmaksām, investīciju vajadzībām, efektivitātes potenciālu utt.; savukārt Regulatoru rīcībā ir tikai tāds informācijas apjoms kādu uzņēmumiem saskaņā ar likumu ir jāiesniedz Regulatoriem un vēl specifiska informācija, kuru Regulators ir atzinis par nepieciešamu izprasīt no uzņēmuma vēl papildus;
- uzņēmumiem veidojas apjomīga uzkrātā korporatīvā zinātība; tā personāls un vadītāji bieži vien noteiktā nozarē vai pat vienā uzņēmumā veido noturīgas karjeras dažkārt vairāk kā 10 un nereti pat 20 gadu garumā, kas ļauj uzkrāt milzīgu pieredzi un izpratni ne tikai par konkrēto uzņēmumu, bet visas nozares kopsakarībām; savukārt Regulatoros darbinieku mainība mēdz būt straujāka, attiecībā uz padomi nereti mēdz būt likumā noteikti ierobežojumi pilnvaru termiņiem – līdz ar to pieredzes uzkrājums un pārmantojamība Regulators mēdz būt salīdzinoši zemāka;
- gatavojot tarifu projektu un tajā iekļauto izmaksu pamatojumu, argumentējot to diskusijās ar Regulatoru, regulējamajam uzņēmumam ir savi augsti kvalificēti un kompetenti darbinieki visās konkrētā uzņēmuma darbības jomās – biznesa plānošana, finanses, tehnoloģijas, juridiskie jautājumi; Regulatora speciālistu komanda, protams, arī nosedz šīs jomas, taču parasti vispārīgākā līmenī, jo Regulatoram striktos laika, cilvēku un finanšu resursu limita apstākļos ir vienlaikus jāvērtē vairāki tarifu projekti un jāuzrauga daudzi, lai arī līdzīgi, uzņēmumi; turklāt regulējamajiem uzņēmumiem savu pozīciju nostiprināšanai ir arī ievērojami plašākas iespējas piesaistīt augsta līmeņa atzītus ārējos ekspertus nekā Regulatoriem;
- tas pats attiecas arī uz publicitāti un sava tēla veidošanu medijos – ja nepieciešams, uzņēmumi šādam mērķim ir gatavi vēltīt lielākus resursus nekā Regulators.

Ja pirmais minētais aspekts ir neapstrīdams, tad tālākie, iespējams, ir vairāk subjektīvi secinājumi. Taču tos ir novērojuši un pieminējuši daudzi atzīti regulēšanas teoriju un praksi pētnieki [27, 34].

Praksē asimetrijas ietekme parasti izpaudīsies tā, ka regulējamais uzņēmums centīsies izmaksu un citas prognozes veidot ar zināmu rezervi, ko spēs arī argumentēti pamatot. Īpaši komplicēti asimetrija ietekmē regulēšanas procesu pielietojot *RPI-x* metodi. Šajā gadījumā uzņēmums neapšaubāmi var precīzi zināt savu izmaksu un tehnoloģiskās efektivitātes potenciālu. Savukārt Regulatoram savu pozīciju jācenšas pamatot ar vispārīgu pētījumu rezultātiem, ar dažādām metodēm un dažādos specifiskos apstākļos iegūtām līmeņatzīmēm. Regulatori visbiežāk centīsies pielietot t. s. **mērlatas**¹⁶ jeb līmeņatzīmju metodes, kas pirmsšķietami ir vienkārši pielietojamas, tomēr to priekšrocības tiek arī pamatoti kritizētas [18].

Kritikas pamatā ir fakts, ka **mērlatas** skaitliskās vērtības iegūšanai būtu jālieto reālie dati no pietiekami liela skaita līdzīgu un līdzīgos apstākļos strādājošu uzņēmumu. Tomēr praksē tas

¹⁶ Angļu val. *Yardstick*.

nav iespējams un tādēļ gan uzņēmumu, gan to darbības vides dati tiek dažādi koriģēti un pielāgoti, lai tie kļūtu pēc iespējas labāk salīdzināmi. Taču tieši datu pielāgošanas un korekcijas process dod uzņēmumiem pamatu un argumentus apstrīdēt *mērlatas* vērtības un pamatot, ka katram uzņēmuma ir sava specifika, darbības vides ir būtiski atšķirīgas, katram uzņēmumam ir atšķirīga investīciju vēsture, un ka tādēļ līdzīgo uzņēmumu grupa ir pārāk maza, lai nodrošinātu metodes korektu pielietošanu.

Vēl jo vairāk šis uzdevums ir sarežģīts pielietojot *LRAIC* metodi – Regulatoram ir jāspēj pamatot **ideālās** infrastruktūras **ideālie** *OPEX* indikatori.

CAPEX

Tarifa iekļaujamo *CAPEX* būtu jāuzskata pat par sarežģītāko, ja ne svarīgāko tarifu regulēšanas jautājumu, jo *OPEX* tomēr var smērā vienkārši novērtēt, salīdzināt, izanalizēt to vēsturisko tendenci un izveidot prognozi. Turklāt attiecībā uz *OPEX* gan uzņēmumam, gan Regulatoram ir samērā vienkārši nonākt pie īstermiņā un vidējā termiņā gan uzņēmumu, gan patērētāju apmierinoša risinājuma, jo ir viegli saprotams, ka, ja tarifs nesegs *OPEX*, vai vēl jo vairāk – *OPEX* ietvertās nekontrolējamās izmaksas, uzņēmuma darbība un attiecīgi, regulējamā pakalpojuma vai preces piegāde nav iespējama vispār.

Tāpat praksē ir pierādīts [26, 27], ka Regulatoram izdarot pastiprinātu spiedienu uz *OPEX* efektivitātes paaugstināšanu, patērētāji jau īstermiņā sagaidīs servisa līmeņa pazemināšanu no uzņēmuma puses. Piemēram, nozīmīgā Latvijas energoapgādes uzņēmumā ambiciozas *OPEX* efektivitātes programmas plānošanas un īstenošanas ietvaros secināts, ka visātrākie izmaksu samazinājuma rezultāti panākami mainot servisa līmeni klientu apkalpošanā - klientu klātienē apkalpošanas punktu slēgšana attiecīgi samazinot personālu, tālākais solis – maksas par zvanu ieviešana, lai pārvirzītu komunikāciju uz virtuālo vidi un tālāk jau **botu** ieviešana [35]. Sākotnēji šis pārmaiņas klientos izsauc neapmierinātību, taču tā ātri pierimst, jo jāsecina, ka mūsdienās iespēja klientam komunicēt klātienē ar cilvēku jau varētu būt pieskaitāma elitārai apkalpošanai.

Taču tālāk *OPEX* efektivitātes pasākumi jau neizbēgami skar infrastruktūras apkalpošanas un atteikumu novēršanas personālu un ar to saistītās izmaksas. Šiem efektivitātes pasākumiem jau seko jūtāmāki negatīvie blakus efekti – pakalpojuma sniegšanas pārtraukumu rādītāju pasliktināšanās un tehnisko atteikumu novēršanas laika pieaugums.

Savukārt *CAPEX* ierobežošanas sekas nebūs novērojamas uzreiz, bet tās būs ar daudz lielāku ietekmi, kas izriet no *CAPEX* būtības.

CAPEX lielumu pamatā nosaka divi faktori, kas katrs būtu jāaplūko atsevišķi:

- investīciju programma, kas rezultējas *RAB* lielumā;
- Regulatora atļautā atdeves likme, ko visbiežāk izsaka ar kapitāla vidējo svērto cenu *wacc*¹⁷.

RAB

Savu nepieciešamo investīciju programmu neapšaubāmi veido pats regulējamais uzņēmums, bet Regulators *de facto* atzīst šīs investīcijas, lemjot par tarifa aprēķinā iekļaujamo *RAB* lielumu. Turklāt nav nozīmes vai šis lēmums tiek pieņemts pirms vai pēc investīciju

¹⁷ Angļu val. *Weighted average cost of capital*.

veikšanas. Netiešs lēmums var tikt pieņemts pirms investēšanas, piemēram izskatot un saskaņojot CSA uzņēmumu attīstības programmas kā tas tiek praktizēts atsevišķās Austrumeiropas valstīs [36]. Arī tad, ja regulēšanas procedūra paredz, ka Regulators izskata tikai jau veiktas investīcijas, uzņēmumi mēdz censties jau pirms projekta uzsākšanas saņemt kādu indikāciju no Regulatora, ka Regulators plānotās investīcijas varētu atzīt par pamatotām. Regulēšanas politikas eksperti pat ir secinājuši, ka regulējamie uzņēmumi mēdz kļūt neizlēmīgi un atliek investīcijas [34]. Tomēr šāda brīvprātīga rīcība var būt pat pretrunā likumam, jo rada riskus uzņēmuma ilgtermiņai darbībai. Uzņēmumi nedrīkstētu atlikt investīcijas tādēļ, ka tie šaubās vai Regulators tās atzīs.

Tātad, attiecībā uz *RAB* uzņēmumam un Regulatoram būtu jāvienojas par investīciju programmu, kas nepieciešama, lai uzņēmuma aktīvu kopums spētu ilgtermiņā nodrošināt regulējamā pakalpojuma vai preces piegādi nepieciešamajā apjomā un kvalitātē. Šo procesu gluži objektīvi sarežģa *OPEX* būtiskās atšķirības no *CAPEX*:

- Investīciju programma ir vērsta uz ilgtermiņu. Piemēram, investīcijas siltumenerģijas ražošanā ir jāplāno ar redzējumu uz aptuveni 10 –15 gadiem, bet siltumapgādes tīklos – pat uz 25 un vairāk gadiem. Tas nozīmē, ka gan uzņēmumam, gan Regulatoram lēmumi ir jāpieņem balstoties uz pieņēmumiem un prognozēm, kas pakļautas ļoti daudzām nenoteiktībām.
- Salīdzinot ar *OPEX*, investīciju plānošanai un izvērtēšanai ir arī daudz grūtāk pielietot vienkāršas un drošas procedūras: reti var izmatot konkrētā uzņēmuma vēsturiskos datus, jo uzņēmumi parasti neinvestē vienādā apjomā katru gadu viena veida projektos.

Wacc

Šo otro faktoru, kas nosaka *CAPEX*, ir jāaplūko no diviem aspektiem.

No vienas puses šo faktoru tīri matemātiski var šauri aplūkot kā reininātāju ar kuru reininot *RAB* tiek noteikta viena no *CAPEX* sastāvdaļām - tarifā iekļaujama atdeves apjoms naudas izteiksmē. Šādā skatījumā *wacc* noteikšanu līdzīgi kā *OPEX* veidojošos elementus arī var ietekmēt **regulēšanas nobīde**. Ja finanšu tirgos kapitāla cena un to veidojošie faktori (bezriskā vērtspapīru likmes, konkrētās valsts kredītreitings, nozares riska prēmijas) ilgstoši ir stabili, **regulēšanas nobīdes** ietekme uz *wacc* ir niecīga. Taču, kad mainās ekonomikas dabīgie cikli no izaugsmes uz recesiju un otrādi, tad šie lielumi var mainīties diezgan strauji un šādos gadījumos realitātē *wacc* var būt būtiski zemāks nekā faktiskā naudas cena tirgū. Vai arī otrādi – ja tarifā ir iestrādāta augstāka *wacc*, bet tirgū likmēm ir krītoša tendence, uzņēmuma faktiskās finanšu izmaksas samazinās salīdzinot ar tarifā atļautajām.

Taču no otras puses *wacc* nozīme ir daudz būtiskāka nekā tikai ietekme uz pašlaik spēkā esoša tarifa lielumu, jo jāņem vērā, ka *wacc* ne tikai piedalās *CAPEX* aprēķinā kā reininātājs, bet ir regulējamajam uzņēmumam svarīgs kritērijs investīciju lēmumu pieņemšanā. Tādējādi, *wacc* faktiski atstāj ilgtermiņa ietekmi uz *RAB* lielumu. Ja *wacc* ilgstoši būs zemāks nekā kapitāla cena tirgū, uzņēmums apsvērs jaunu investīciju atlikšanu, kas jau vidējā termiņā sāks negatīvi ietekmēt pakalpojuma kvalitātes, tehnoloģiju efektivitātes un aktīvu ilgtermiņa rādītājus. Savukārt paaugstināts *wacc* stimulēs iepriekš minētā *Averha–Džonsona* efekta [28] iestāšanās risku.

Tādēļ CAPEX regulēšanas procesā, kas faktiski nozīmē RAB un wacc noteikšanu, lielākais izaicinājums ir nonākt pie rezultāta, kas būtu optimums starp pārinvestēšanu un nepietiekamu investēšanu.

Regulatora ieskatā parasti vislielākais risks šajā procesā ir pārinvestēšana un **grimušo aktīvu**¹⁸ rašanās iespēja, jo, kā minēts, Regulatori biežāk orientējoties uz patērētāju interesēm īstermiņā. No patērētāju viedokļa nebūtu jāmaksā par aktīviem, kas vairs nav nepieciešami pakalpojuma sniegšanai, vai izbūvēti pamatojoties uz kļūdainiem investīciju lēmumiem. Turklāt **grimušie aktīvi** var parādīties vidējā termiņā, bet nepietiekamas investēšanas efekts visdrīzāk – ilgtermiņā.

Taču no otras puses, aizvien paaugstinot jebkāda procesa efektivitāti, neizbēgami kāda daļa aktīvu tiks noslogota mazāk vai vispār kļūs lieka. Piemēram CSA gadījumā, patērētājiem būtiski paaugstinot energoefektivitāti vai vēl jo vairāk – kļūstot par aktīvajiem patērētājiem, tīklu un centrālo siltuma avotu noslodze būtiski samazināsies. Turklāt siltumapgādē, tāpat kā citos enerģētikas segmentos uzņēmumiem ir jānodrošina pietiekami augsts jaudas pieejamības rādītājs arī maksimāla pieprasījuma brīžos un tādēļ aktīvu jaudas vēsturiski ir attīstītas orientējoties uz pieprasījuma pīķu noseigšanu. Siltumapgādē diskusijai par **grimušajiem aktīviem** bez energoefektivitātes un patērētāju uzvedības maiņas procesiem vēl uzslāņosies arī klimata pārmaiņu ietekme – aizvien retāk ir novērojamas apkures perioda minimālās āra gaisa temperatūras ar kurām rēķinoties savulaik ir izvēlētas projektētas siltumavotu jaudas.

Tādēļ Regulatoram pieņem optimālu lēmumu par aktīvu iekļaušanu vai izslēgšanu no RAB ir eksakti neatrisināms uzdevums. Regulatoram faktiski ir jāizvēlas kādu investēšanas stratēģiju stimulēt, kur robežgadījumus var raksturot sekojoši:

- izvirzīt par prioritāti efektivitātes paaugstināšanu, tarifa līmeņa pazemināšanu, un, paļaujoties uz infrastruktūras ilgspējas inerci, ar striktiem lēmumiem virzīt uzņēmumu uz investīciju atlikšanu un aktīvu daļēju norakstīšanu;
- gadījumos, kad investīcijas ilgstoši ir bijušas nepietiekamas kā rezultātā pieaug sabiedriskā pakalpojuma kvalitātes un nepārtrauktības rādītāju pazemināšanās risks, stimulēt to palielināšanu ar pievilcīgām atdeves likmēm.

Pakalpojuma kvalitāte un nepārtrauktība

Šie pakalpojumu raksturojošie kritēriji jau tika aplūkoti iepriekš, raksturojot izmaksu aspektus, jo ir cieši saistīti un atkarīgi no tām. Tādēļ pirms regulēšanas metožu salīdzinājuma tikai īsi raksturotas regulējamo pakalpojumu procesā iesaistīto pušu intereses un pienākumi attiecībā pret regulējamās preces un pakalpojuma kvalitāti un tā piegādes nepārtrauktību:

- patērētāju intereses neapšaubāmi ir saņemt precī vai pakalpojumu ar iespējami augstu kvalitāti un garantēti jebkurā laika brīdī;
- regulējamā uzņēmuma pienākums ir nodrošināt kvalitātes un nepārtrauktības rādītājus ne zemākus kā noteikts nozari reglamentējošos dokumentos; vairumā gadījumu regulējamiem uzņēmumiem nav tiešu finansiālu stimulu uzrādīt labākus rezultātus, tomēr praksē aizvien biežāk tie ir ieinteresēti nodrošināt šos rādītājus

¹⁸ Angļu val. *Stranded assets* – aktīvi (investīcijas), kuru izmantošanas intensitāte un nepieciešamība samazinās tiktāl, ka tie nespēj nodrošināt sākotnēji plānoto atdevi un ir priekšlaicīgi jānoraksta un jāatzīst kā zaudējumi.

augstākus nekā noteiktajās minimālajās prasībās, cenšas mērīt klientu apmierinātību un panākt to atzīstamā līmenī; tas izskaidrojams ar to, ka arī regulējamie uzņēmumi pievērš uzmanību reputācijas riskiem, cenšas veidot savu publisko tēlu un izvairīties no diskomforta, ka rada negatīva publicitāte, patērētāju sūdzības Regulatoram un strīdu izskatīšana, mediju, sabiedrības un politiķu spiediens; tādēļ, ja izmaksas kvalitātes un nepārtrauktības rādītāju saprātīgai paaugstināšanai ir samērojamas ar novērstiem reputācijas riskiem, uzņēmumi centīsies šos rādītājus uzlabot.

Regulatoru vienkāršākais pienākums ir tikai definēt kvalitātes un nepārtrauktības rādītājus un uzraudzīt to izpildi. Daudz sarežģītāks uzdevums ir paredzēt kā šodienas lēmumi ietekmēs minētos rādītājus nākotnē un uzņemties par tiem atbildību.

Regulēšanas procesa efektivitāte

Par ideāli efektīvu regulēšanas procesu varētu uzskatīt tādu, kas:

- ir pietiekami ātrs;
- neprasa daudz resursu ne paša Regulatora funkciju veikšanai, ne arī regulējamā uzņēmuma ar regulēšanu saistīto aktivitāšu veikšanai, jo jāņem vērā, ka visu regulēšanas procesu jebkurā gadījumā apmaksā regulējamā pakalpojuma patērētāji;
- process nodrošina, ka konkrētajos apstākļos tiek pieņemti iespējami labākie lēmumi sabiedrības kopējās interesēs ar minimālu kļūdu varbūtību.

Vispārīgā gadījumā tarifu regulēšanas metodes izvēle ietekmē regulēšanas procesa efektivitāti – jo sarežģītāka ir izvēlēta metode, jo tā prasa iegūt vairāk informācijas un datu, dziļāku analīzi un plašākas jomas ekspertīzi. Rezultātā neizbēgami pieaugs **regulēšanas nobīde** un regulēšanas process kļūs dārgāks. Taču no otras puses mazinātos negatīvie aspekti – Regulatora un uzņēmumu informācijas un kompetences asimetrija un neveiksmīgu lēmumu varbūtība.

Regulēšanas metožu salīdzinājuma kopsavilkums

No tarifu regulēšanas metožu salīdzinājuma (1.1. tab.) nolasāms skaidrs secinājums, ka nav universālas un ideālas cenu un tarifu regulēšanas metodes. Katrai no metodēm ir gan priekšrocības, gan trūkumi. Praksē metodes mēdz kombinēt, cenšoties tādā veidā padarīt regulēšanas režīmu efektīvāku. Piemēram, *RoR* mēdz papildināt ar *RPI-x* elementiem kā tas ir ieviests Latvijā siltumapgādes regulēšanā. Diemžēl praksē mērķis nav sasniegts, jo vairāku gadu laikā izmaksu efektivitātes stimuli nav izrādījušies pietiekami, lai uzņēmumi veiktu nozīmīgs investīcijas efektivitātes paaugstināšanā. Tāpat par 1.2. apakšnodaļā aplūkotajām *RPI-x* četrām modifikācijām secināms, ka modifikācijai, kurā būtu minimizēti klasiskās *RPI-x* trūkumi vienlaikus jau parādās *RoR* negatīvās iezīmes.

Tādējādi, no tarifu regulēšanas metožu analīzes secināms, ka regulēšanas procesa trūkumus nevar novērst mainot regulēšanas metodi. Attiecīgi, var pieņemt, ka visus regulēšanas trūkumus varētu novērst atsakoties no tās vispār.

Tarifu regulēšanas metožu salīdzinājums

	<i>RoR</i>	<i>RPI-x</i>	<i>LRAIC BU</i>
Tarifa kopējais līmenis	pārāk augsta tarifa risks	pārāk zema tarifa risks	pārāk zema vai pārāk augsta tarifa risks
<i>OPEX</i> efektivitāte	zema	augsta	augsta
<i>CAPEX</i> efektivitāte	zema	augsta	augsta
Stimuli efektivitātei	zemi	augsti	augsti
Atdeve uzņēmumam	pietiekama un droša	zema un riskanta	vidēja un riskanta
Investīcijas	pārinvestēšanas un grīmušo aktīvu risks	nepietiekamu investīciju risks	nepietiekamu investīciju risks
Pakalpojuma kvalitāte un ilgtspēja	augsta	zema	zema
Regulēšanas nobīde	nozīmīgs negatīvas ietekmes risks	neliels negatīvas ietekmes risks	nav ietekmes
Informācijas un kompetences asimetrija	vidēja ietekme uz procesu	liela ietekme uz procesu	nav ietekmes
Regulēšanas procesa izmaksas	zemas	augstas	ļoti augstas
Administratīvais slogs uzņēmumiem	vidējs	augsts	zems

1.4. Regulēšana vs deregulēšana

Neatkarīgi no tā, kādas tieši regulēšanas metodes un instrumenti tiek pielietotas katrā konkrētā gadījumā, regulēšanai pašai par sevi kā noteiktu procedūru kopumam noteiktu mērķu sasniegšanai piemīt virkne neizbēgamu trūkumu.

Kā nozīmīgu trūkumu vispirms jāatzīmē, ka ir sarežģīti definēt visa regulēšanas procesa mērķi, kam šķietami vajadzētu būt acīmredzamam. Analizējot gan praksi, gan teoriju daudzi pētnieki nonāk pie secinājumiem, ka tas ir šķietami skaidrs, kamēr tiek definēts vispārīgi. Taču tas kļūst neskaidrs tiklīdz to mēģina analizēt detalizēti.

Piemēram, visai bieži tiek lietots vispārīgs sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas mērķis: līdzsvarot patērētāju un sabiedrisko pakalpojumu uzņēmumu īpašnieku intereses. Taču šis šķietami nepārprotami skaidrais mērķis kļūst dažādi interpretējams, ja to mēģina analizēt, meklējot atbildes jau uz konkretizējošiem un pirmsšķietami vienkāršiem jautājumiem [34].

1. **Kādu patērētāju?** Patērētāji nav homogēnu vienumu kopums – vai mājsaimniecību, mazo–vidējo uzņēmumu, lielo uzņēmumu intereses vienmēr sakrītīs, vai arī starp tām pastāv objektīvas pretrunas? Vai patērētāju intereses var būt atkarīgas no to ģeogrāfiskā izvietojuma, piemēram, vai patērētājiem blīvi apbūvētos slodžu centros, un ģeogrāfiski attālinātos reģionos intereses sakrītīs?

2. **Kādas intereses?** Vienam un tam pašam patērētājam intereses īstermiņā un ilgtermiņā var būtiski atšķirties. Kas patērētājam šķiet nozīmīgāks – zems tarifs īstermiņā vai uzticams un drošs piegādātājs ilgtermiņā?
3. **Kādu īpašnieku?** Uzņēmuma īpašnieki var būt gan stratēģiskie, gan finanšu. Tie var būt valsts, pašvaldība vai privāti, kuriem objektīvi intereses var nebūt vienādas. Pat vienam konkrētam īpašniekam var atšķirties intereses nākamajam finanšu gadam un nākamajā desmitgadei.

Regulēšanas mērķi mēdz skatīt arī vēl plašāk – kā sabiedrisko un privāto interešu līdzsvarošanu [18]. Taču definēt un viennozīmīgi interpretēt tik daudzus aspektus iekļaujošo jēdzienu **sabiedriskās intereses** ir visai sarežģīti. Tādēļ šī jēdziena interpretācijas praksē parasti ievērojami sašaurinās un diemžēl bieži noved pie tā, ka regulēšanas aktivitātes fokusējas gandrīz vai tikai uz cenu regulēšanu.

Gan teorētiskos, gan empīriskos pētījumos par sabiedrības izvēlēm un ekonomisko regulēšanu tiek secināts, ka valdībām un Regulatoriem pārāk bieži ir vēlme fokusēties uz cenu regulēšanu. Pētījumā par asiem diskusiju procesiem Lielbritānijā, kas sākās pēc objektīva cenu pieauguma elektrības tirgū un kas pārauga visaugstākā līmeņa politiskajās diskusijās par Regulatoru un konkurences uzraudzības institūciju pakļautību un atbildību, secināts, ka pārāk populārs ir viedoklis: "valdībai un Regulatoram nepieciešams kaut ko darīt, ja parādās bažas par cenām", kas diemžēl var rezultēties pārsteidzīgos lēmumos un politiskā spiedienā [37].

Jāsecina, ka diemžēl ir piemirstas galvenās atziņas, ko Regulatori un enerģētikas politikas veidotāji guva pirms jau vairāk kā 20 gadiem pēc t. s. "Kalifornijas elektrības krīzes", par kuras vienu no veicinātājiem vēlāk veiktajās analizēs tika atzīti politiski lēmumi neļaut reālajām tirgus cenām **sasniegt** gala patērētājus [38].

Iespējams, ka cēlonis minētajām negatīvajām parādībām ir Regulatoru praktiskajā rīcībā nereti izplūdušī robeža starp divām alternatīvajām regulēšanas teorijām - sabiedrisko interešu un privāto interešu, kas dažkārt tiek dēvēta arī par Regulatoru **sasaistīšanas teoriju**¹⁹.

Regulēšanas teoriju un politikas veidošanas pētnieku starpā diskusija par šīm teorijām noris jau desmitiem gadu - sākot jau ar Stiglera hipotēzi, ka Regulatori, lai arī veidoti ar mērķi darboties sabiedrisko interešu aizsardzībai, diemžēl praksē to īsteno nepietiekami, jo pakāpeniski nonāk privāto interešu ietekmē [39].

Parasti pamanāmāks un vairāk kritizēts ir process, kad Regulatori pārāk nosliecas par labu regulējamo nozaru pozīcijām. Taču pilnībā šo parādību izskaust nav iespējams un pat ļoti kritiski noskaņoti pētnieki ir spiesti atzīt, ka padarīt regulēšanu pilnībā imūnu pret dažādu interešu ietekmēm nav iespējams, bet ir jātiecas paaugstināt Regulatoru rezistenci pret **sasaistīšanu** [40].

Taču no otras puses, Regulatorus var **sasaistīt** arī citu grupu un pašu Regulatoru intereses. Var pieņemt, ka iepriekšminētajos piemēros par pārmērīgo koncentrēšanos uz elektrības cenām Lielbritānijā un Kalifornijā, Regulatorus faktiski bija **sasaistījuši** it kā patērētāji, lai gan drīzāk tie bija politiķi, kam attiecīgajā brīdī bija ļoti svarīgi pozicionēties kā patērētāju interešu aizstāvjiem. Visai ticams, ka sava nozīme šajā notikumā attīstībā bija arī pašu Regulatoru

¹⁹ Angļu val. *Capture theory*.

darbinieku un vadītāju subjektīvajām interesēm, jo viņu darba un karjeras iespējas ir atkarīgas no politiķiem.

Tādējādi jāsecina, ka reālā regulēšanas procesā neizbēgami būs atrodamas sabiedrisko interešu regulēšanas teorijas un vienlaikus arī privāto interešu regulēšanas teorijas elementu lielāka vai mazāka ietekme un savstarpēja mijiedarbība. Ne viena, ne otra no šīm teorijām nespēj pilnībā atspoguļot un izskaidrot realitāti. Šādam pieņēmumam apstiprinājumu var rast pētījumos. Piemēram, izmantojot empīrisku matemātisku modeli ir analizēta regulēšana prakse Japānā ar mērķi noteikt cik daudz no reālā regulēšanas procesa var izskaidrot ar sabiedrisko interešu regulēšanas teoriju un cik ar – privāto. Iegūtie rezultāti liecināja, ka reālais regulēšanas režīms ir iedibināts ar nelielu pārsvaru par labu sabiedriskajām interesēm, jo ar sabiedrisko interešu teoriju varēja izskaidrot 46–78 % no regulēšanas notikumiem, bet ar privāto – 22–45 % [41].

Līdzīgā virzienā ir veikts pētījums ar mērķi pabaudīt sabiedrisko interešu regulēšanas teorijas un Regulatora **sasaistes** hipotēzes attiecībā uz elektrības tirgus regulēšanu Zviedrijā [42]. Arī šajā pētījumā secināts, ka Regulators ir bijis pakļauts dažādu interešu grupu dažādām ietekmēm, taču Regulatora **sasaistes** pazīmes ir samērā vāji izteiktas un noteicošāka ietekme uz Regulatora darbību ir bijusi sabiedriskajām interesēm.

Taču pārāk koncentrējoties uz patērētāju interešu aizsardzību un sabiedriskā **vispārējā labuma** sekmēšanu pieaug tendence aizvien vairāk **aizsargāt patērētājus no tirgus**, kas izpaužas kā aizvien jaunu regulējumu, pārbažu, ierobežojumu uzlikšana regulējamajām nozarēm. Šādā procesā regulēšanas politikas veidotāji un pašas regulēšanas institūcijas ievieš aizvien komplicētākas regulēšanas procedūras un aizvien vairāk birokratizējas. Rezultātā notiek t. s. **pārregulēšana** - Regulatori savā rīcībā esošos instrumentus pielieto pārmērīgi stingri un rada procedūras un procesus, kas pēc ieguldīto resursu un laika patēriņa ir nesamērīgi pret šo procesu un procedūru rezultātā sasniegto rezultātu.

Pētot Regulatoru rīcības aspektus un to vēsturi, sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas kļūdas un pārregulēšanas negatīvās sekas var novērot jau pat pirms vairāk kā 150 gadiem, ja pie sabiedriskiem pakalpojumiem mēs pieskaitām tramvaju kompāniju pakalpojumus Britu impērijā. Valsts iejaukšanās komercdarbībā seku hrestomātisks piemērs ir 1870.gadā Britu tramvaju likumā noteiktās tiesības pašvaldībām izpirkt tramvaju kompānijas no to privātajiem īpašniekiem par atlikušo vērtību pēc 21 gada franšīzes termiņa. Sekas bija tehniskā progresa aizkavēšanās – pēc 1890.gada būtu jāsākas tramvaju elektrifikācijai, bet pie šādas regulatīvās vides privātie investori nolēma apjomīgus ieguldījumus neveikt [43].

Turklāt pārregulēšana un tās negatīvās sekas var izpausties gan tad, kad Regulatori patērētāju interešu vārdā pārāk ierobežo sabiedrisko pakalpojumu uzņēmumus tādējādi aizkavējot investīcijas un, iespējams, tehnisko progresu, gan tad, ja Regulatori pārāk fokusējas uz sabiedrisko pakalpojumu biznesa un investīciju aizsardzību.

Vienlaikus gan politikas veidotāji, gan Regulatori dažkārt, iespējams, neņem vērā to, ka reālajā ekonomikā monopola stāvoklis nemēdz būt ilglaicīgs un monopola **tirgus spēks** ir samērā trausls [44]. Jebkurā nozarē uzņēmumi tiecoties pēc peļņas centīsies ieņemt monopolam tuvu stāvokli. Taču vienlaikus iespēja gūt peļņu ierobežotas konkurences apstākļos stimulē citus uzņēmumus mēģināt lauzt ieiešanas barjeras šķietami noslēgtajā un ar regulēšanu

aizsargātajā nozarē. Turklāt regulējamās nozares attīstās dinamiski gan biznesa modeļu, gan tehnoloģiju ziņā un parasti apsteidz Regulatorus. Tehnoloģiju attīstība aizvien biežāk ļauj regulēto uzņēmumu sāncensiem attīstīt un piedāvāt patērētājiem, lai arī dažkārt ne perfektus, bet sniegtā labuma un funkcionalitātes ziņā pietiekami tuvus aizvietotājproduktus un pakalpojumus.

Var šķist, ka tehnoloģiju attīstības ietekme uz līdz šim strikti regulētām nozarēm ir XXI gs. pēdējo gadu fenomēns: finanšu tehnoloģiju uzņēmumi pret bankām, koplietošanas auto un mazās elektromobilitātes ierīces pret sabiedrisko transportu un tradicionālajiem taksometriem, informācijas apmaiņas platformas pret sabiedriskajiem pamatstraumes mēdijiem. Taču šādi procesi ir risinājušies jau desmitiem gadu.

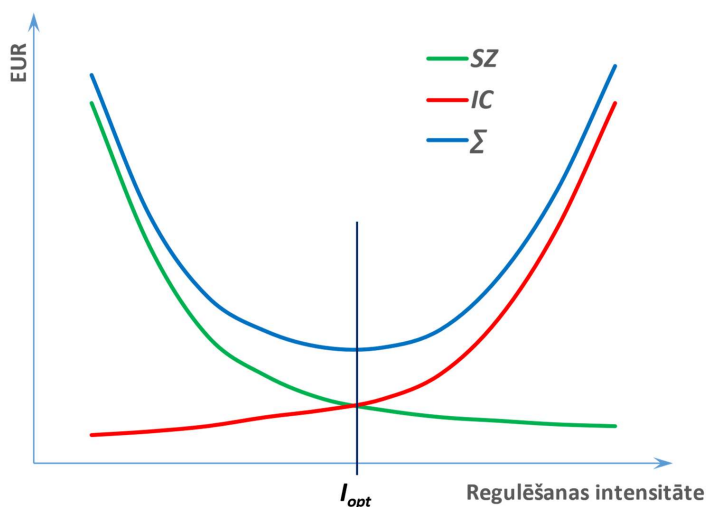
Ļoti apjomīgi pētījumi ir veikti ASV par to kā pagājušajā gadsimtā ir notikusi regulējamo nozaru attīstība, kas likusi radikāli pārskatīt regulēšanas režīmus līdz pat deregulācijai [45].

1. **Īpaši uzskatāms pārregulēšanas piemērs ir dzelzceļa pārvadājumi ASV**, kas kopš 1920.gada ilgstoši bija strikti regulēta nozare ar augstiem tarifiem, lai nodrošinātu apjomīgo investīciju atmaksāšanos, iziešanas barjerām, lai garantētu šī transporta veida nodrošināšanu, un noteiktu šķērssubsīdiju sistēmu. Taču šīs pārregulēšanas efekts bija ļoti krass autopārvadājumu piedāvājuma pieaugums, kas strauji samazināja dzelzceļa pārvadājumu pieprasījumu un atdevi no šī biznesa. Teorētiski dzelzceļa kompānijām būtu bijis jālemj par iziešanu no šī biznesa, taču bija noteiktas striktas iziešanas barjeras un vairākas desmitgades turpinājās dzelzceļa kompāniju ienākumu erozija un vienlaikus nozares aizsargāšana ar arvien jauniem regulatīviem instrumentiem. Rezultātā pēc 1970.gada sākās dzelzceļa kompāniju bankroti un ASV valdībai bija jāizvēlas: dzelzceļu nacionalizācija vai deregulācija. Tika pieņemts lēmums no 1980.gada deregulēt iziešanu un tarifus. No aplūkotā piemēra secināms, ka deregulēšanas rosinātājs šajā gadījumā bija biznesa modeļa maiņa nozarē un regulēšanā ieinteresēto pušu izzušana – regulēšana vairs nebija vajadzīga ne patērētājiem, ne regulējamajiem uzņēmumiem.
2. **Otrs raksturīgs piemērs, kur deregulēšana, savukārt, notika tehnoloģiju attīstības spiediena rezultātā ir telekomunikācijas.** Tradicionālo tālo distanču telekomunikāciju tehnoloģiju ekonomika bija ļoti atkarīga no sakaru attālumiem un pakalpojuma pieprasījuma blīvuma. Tādēļ bija ieviestas komplicētas šķērssubsīdiju shēmas starp dažādu distanču pakalpojumiem. Taču pēc otrā pasaules kara mikroviļņu tehnoloģijas ienāca arī civilajās nozarēs, sākās to strauja attīstība un tās kļuva aizvien lētākas. Turklāt to ekonomikai nebija svarīgs pieprasījuma blīvums. Augstie regulētie tarifi un jauno tehnoloģiju pieejamība rosināja lielākos sakaru lietotājus sākt izbūvēt savas sakaru sistēmas savām vajadzībām, līdz 1969.gadā privātas mikroviļņu sakaru sistēmas īpašniekam izdevās iegūt atļauju sniegt tālo distanču sakaru pakalpojumus plašākai sabiedrībai. Šis lēmums ir uzskatāms par regulēšanas beigu sākumu šajā nozarē.

Regulēšanas izmaksas

Regulēšanas sabiedrisko interešu teoriju dažkārt mēdz interpretēt samērā vienkāršoti. Tiek pieņemts, ka Regulatora darbības rezultātā tiek ierobežota monopoluzņēmumu pārmērīga peļņa, kas savādāk būtu rezultējusies sabiedrības labklājības samazinājumā neefektīvu un nelietderīgu izmaksu sloga formā.

Taču nedrīkst aizmirst, ka arī pats regulēšanas process rada jaunas izmaksas, kas pirmsšķietami gulstas uz regulējamiem uzņēmumiem, taču faktiski tās vienmēr apmaksā regulējamā pakalpojuma saņēmēji, bet dažkārt arī visa sabiedrība. Tādēļ regulēšanas intensitāte būtu jāvērtē arī no regulēšanas izmaksu, jeb regulēšanas procesa izmaksu-ieguvumu analīzes viedokļa. Teorētiska pieeja šādam vērtējumam uzskatāmi ilustrēta 1.2. attēlā.



1.2. att. Izmaksu-ieguvumu optimālie līmeņi regulēšanā [18].

1.2. attēlā līkne *SZ* attēlo sabiedrības labklājības zaudējumus nelietderīgi pārmaksājot par sabiedriskā pakalpojuma sniedzēja pārmērīgu peļņu. Līknes kreisajā pusē pakalpojuma sniedzējs praktiski netiek regulēts un gūst neierobežotu peļņu. Virzoties pa labi pieaug valsts intervence pastiprinot regulēšanas režīmu. Rezultātā zaudējumi sabiedrības labklājībai samazinās, taču sāk pieaugt regulēšanas izmaksas.

Turklāt regulēšanas tiešās izmaksas ir tikai viena komponente no kopējām valsts intervences izmaksām, ko attēlo līkne *IC*. Regulēšanas tiešās izmaksas ir samērā vienkārši identificējamas un vairumā gadījumu var pieņemt, ka tās atbilst Regulatora budžetam. Taču ir virkne izmaksu, kas šajā procesā nav vienkārši identificējamas un izmērāmas. Tās var aptuveni iedalīt divās nosacītās izmaksu papildus grupās.

1. **Atbilstības izmaksas.** Regulējamiem uzņēmumiem ir jāveic dažādi iekšēji organizatoriski procesi, jāievieš un jāuztur procedūras un informācijas sistēmas, kas

nepieciešamas tikai lai nodrošinātu Regulatoram iespēju veikt monitoringus, analīzes un uzņēmuma uzraudzību. Šie pienākumi prasa laiku un resursus, kas neizbēgami pārvēršas papildus izmaksās ko regulējamais uzņēmums cenšas iecenot pakalpojuma vai preces cenā.

2. **Netiešās izmaksas.** Šīs grupas izmaksas ir vēl sarežģītāk identificēt, jo to rašanās cēloņsakarības ir netiešas, to efekti mēdz būt dinamiski un nobīdīti laikā. Piemēram, jo intensīvāk uzņēmums tiek regulēts un vairāk pazeminās tā peļņa, jo tas kļūst mazāk ieinteresēts paaugstināt izmaksu efektivitāti, uzņemties riskus attīstīt jaunus produktus, ieguldīt izpētē un attīstībā, investēt jaunās tehnoloģijās un inovācijās. Pastiprinoties regulēšanas intervencei negatīvi efekti parādās arī ārpus regulējamā uzņēmuma – investīcijas kļūst mazāk drošas un tādēļ finanšu tirgi paaugstina riska prēmijas. Turklāt tas var skart ne tikai regulējamās nozares, bet arī valsts riska vērtējumu.

1.2. attēlā shematiski attēlotais optimizācijas uzdevums teorētiski šķiet vienkāršs – ir jāatrod intervences līmenis I_{opt} , pie kura SZ un IC summa ir vismazākā. Taču praksē šo punktu precīzi noteikt analītiski ir ļoti sarežģīti, ja ne neiespējami, pat izmantojot ļoti komplicētas izmaksu-ieguvumu analīzes metodoloģijas. Iemesls tam ir ļoti daudzie faktori un mainīgie parametri, kā arī to savstarpējās korelācijas un dinamiskie efekti.

Jau pats aplūkots regulēšanas intervences izmaksu iedalījums trīs grupās ir ļoti vienkāršots. Ir veikti pētījumi tieši regulēšanas izmaksu tipoloģijas analīzei, kur autori ne tikai ir secinājuši, ka samērā bieži regulēšanas politikas izvērtējumos regulēšanas izmaksas netiek ņemtas vērā vai arī tiek interpretētas nekorekti, kas noved pie izmaksu pārāk zema novērtējuma un neoptimālām izvēlēm, bet arī identificējuši 16 tiešo un 2 netiešo regulēšanas izmaksu veidus [46].

Pētījumu par regulēšanas izmaksām ar kvantitatīviem to novērtējumiem nav daudz. Turklāt tie vairumā gadījumu ir orientēti uz visu valsts regulēšanas procesu kopējo izmaksu novērtējumu, neizdalot specifikas regulēšanas jomas – ekonomisko regulēšanu vai vēl vairāk sašaurinot – sabiedrisko pakalpojumu regulēšanu. Nozīmīgākā atziņa šādos pētījumos ir – kopējās regulēšanas izmaksas ir iespaidīgā un turklāt, neraugoties uz valdību deklarētajiem plāniem mazināt administratīvos slogus, regulēšana lielā daļā ekonomikas jomu aizvien turpina pieaugt [47].

Nav šaubu, ka regulēšanas sloga izmaksas tāpat kā jebkurš nodoklis neizbēgami tiek pārņemts uz produktu un pakalpojumu gala cenām. Empīriskā pētījumā [48], kas aptvēra visbūtiskāk regulētās nozares ASV, tika atrasta statistiski pietiekami nozīmīga sakarība starp valsts regulēšanas aktivitāšu pieaugumu un patēriņa cenu izmaiņām un secināts, ka vidēji regulēšanas sloga pieaugums par 10 %, rada patēriņa gala cenu pieaugumu par 0,687 %.

Turklāt pētījumā secināts, ka attiecībā uz īpaši stingri regulētām precēm un pakalpojumiem vērojams regulācijas izmaksu sloga regresīvs efekts – regulatīvo aktivitāšu izsauktais cenu pieaugums vairāk skar tieši mazāk pārtikušās mājsaimniecības. Iemesls tam ir augstāks izdevumu īpatsvars trūcīgāko mājsaimniecību izdevumu grozā par vitāli svarīgām precēm, kas vienlaikus ir arī stingrāk regulētās no valsts puses. Piemēram, izmaksu par elektrību īpatsvars kopējā izmaksu grozā ASV trūcīgāko mājsaimniecību kvintilē veido 4,19 %, bet turīgāko mājsaimniecību kvintilē gandrīz divreiz mazāk – 2,27 %.

Pārregulēšana

Viens no visas regulēšanas teorijas stūrakmeņiem ir gandrīz par aksiomu pieņemtā teorija par t. s. **tirgus kļūdu**, kuras pamatpostulāts ir, ka tirgus ne vienmēr spēj nodrošināt efektīvu līdzekļu izlietojumu. Savukārt šī nespēja rezultētos divos negatīvos veidos:

- 1) Ja kādā komercdarbības jomā izveidojies monopols vai ierobežotas konkurences situācija, tad dominējošie uzņēmumi izmantojot savu spēku gūst nesamērīgu peļņu;
- 2) Deformēta preču vai pakalpojumu pieejamība; vispārīgā gadījumā noteiktām precēm un pakalpojumiem vajadzētu būt pieejamiem visiem patērētājiem un visās vietās, kur tās šiem patērētājiem ir nepieciešamas; taču komersantiem nav intereses piegādāt šīs preces vai pakalpojumus visām patērētāju grupām un visās vietās, ja pieprasījuma apjoms vai apmaksas gatavība nav pietiekama lai nodrošinātu komersantiem viņu iecerēto peļņas apjomu un gaidīto atdevi.

Tādēļ atbilstoši regulēšanas teorijai, lai novērstu minētās negatīvās izpausmes, attiecīgās tirgus jomas ir jāregulē vai jāīsteno kāda cita veida valsts intervence. Piemēram, cenas tiek ierobežotas ar cenu regulēšanu. Savukārt, lai novērstu produkta vai pakalpojuma pieejamības deformāciju, Regulators slēdz komersantiem brīvu pieeju tirgus **interesantajai** daļai ieviešot licencēšanu vai citas ieciešanas barjeras un ļaujot piegādāt šai tirgus daļai preces vai pakalpojumus par augstāku cenu, bet vienlaikus liek šķērssubsidēt piegādi tirgus **neinteresantajā** mērķa segmentā [49].

Vadoties no **tirgus kļūdas** teorijas, iepriekš aplūkotās regulēšanas izmaksas un to samērīgums ir nozīmīgs aspekts, kas būtu jāņem vērā vērtējot kādas jomas regulēšanas lietderību. Vienkārši būtu secināms, ka, ja regulēšanas process izmaksā vairāk nekā ieguvumi no šī procesa, tad tā ir acīmredzama tā saucamās pārregulēšanas pazīme.

Taču regulēšanas tiešo izmaksu un tiešo ieguvumu samērojamība nav vienīgais un viennozīmīgais kritērijs, ja uz regulēšanas problemātiku palūkojas no mazāk pazīstamās pretējās teorijas par **ne-tirgus kļūdu**²⁰ skatupunkta. **Ne-tirgus kļūdas** teorijā samērā pārliecinoši tiek pierādīts, ka izvēle starp brīvā tirgus spēkiem un valsts regulējumu drīzāk nav binārs, bet komplekss uzdevums. Tādēļ reālās pasaules apstākļos faktiski ir jāmeklē šo divu spēku kombinācijas optimālā proporcija [50, 51].

Ja netiek rasts optimāls līdzsvars starp abiem spēkiem, regulēšana agri vai vēlu pāraugs pārregulēšanā, kas izpaužas tādos negatīvos **ne-tirgus kļūdas** efektos kā [52]:

- pamatotas informācijas trūkums par Regulatoru darbības sniegto robežieguvumu, kā rezultātā nav iniciatīvas un arī iespēju samērot šo ieguvumu ar regulēšanas procesa robežizmaksām;
- nav indikatoru kā novērtēt Regulatoru darbības rezultātus un līdz ar to nav stimulu mazināt regulēšanas izmaksas, pārskatīt regulēšanas lietderību vai lemt par kādas jomas regulēšanas pārtraukšanu;
- ieguvumi no regulēšanas netiek sadalīti taisnīgi starp ieinteresētajām pusēm – piemēram, ir ļoti sarežģīti piemērojot *RPI - x* tarifu regulēšanas metodi, sadalīt efektivitātes paaugstināšanas ieguvumus starp patērētājiem kā tarifu samazinājumu

²⁰ Angļu val. *Nonmarket failure*.

un regulējamiem uzņēmumiem kā papildus peļņu, kas būtu kā prēmija par iniciatīvām investēt efektivitātes paaugstināšanā.

Mūsdienās lielākajās daļā pasaules attīto valstu sabiedrības labklājības, vides un patēriņa drošības un citu sabiedrisko interešu vārdā aizvien ir pieaugusi valsts regulēšanas intensitāte visdažādākajās tās intervences formās. Tādēļ, jau vairākas desmitgades dažādu ekonomisko skolu pētnieki diskutē ciktāl tomēr regulēšanas intensitāte ir optimāla meklējot atbildes uz jautājumiem: vai regulēšana pati par sevi ir laba ideja un vai tās intensitātes palielināšana dos arī sabiedrības labklājības pieaugumu. Vai arī gluži pretēji – tā neizbēgami pāraug pārregulēšanā un kļūst par šķērslī ekonomikas izaugsmei, inovācijām, sabiedrības labklājības pieaugumam.

Ne–tirgus kļūdas teorijas aizstāvji savu sabiedrisko interešu teorijas kritiku mēdz veidot ap trīs hipotēzēm [53]:

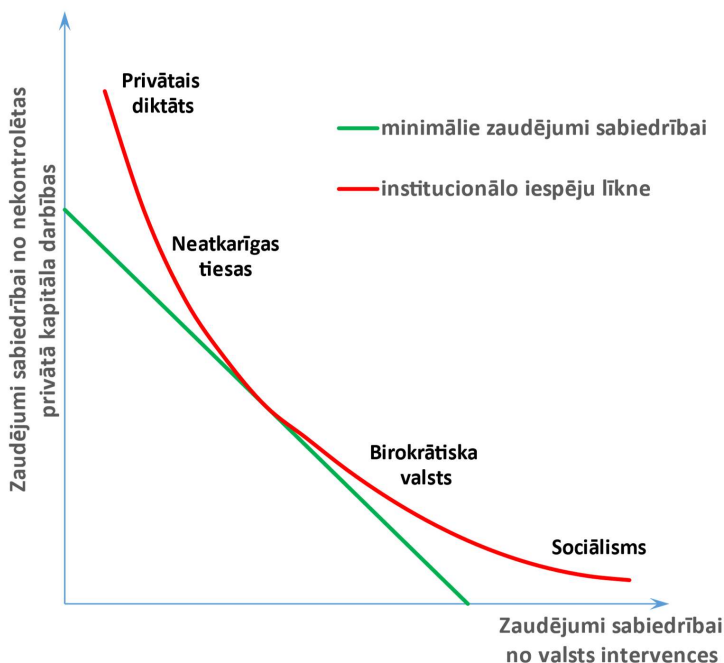
- tirgus spēki un privātās saimnieciskās attiecības agrāk vai vēlāk novērsīs jebkuru tirgus kļūdu bez valsts iejaukšanās un regulēšanas;
- tajos retajos gadījumos, kad tirgus mehānismi nespēs darboties perfekti, tirgus dalībnieku konflikti būtu risināmi šķīrējtiesās civilprocesu kārtībā;
- ja problēmas nespēj atrisināt ne tirgus spēki, ne tiesas, tad valsts iejaukšanās un regulēšana ilgākā termiņā situāciju padarīs vēl sliktāku, jo regulēšanai būs tendence aizvien vairāk birokratizēties, kļūt neefektīvākai un pakļautai riskam kļūt sasaistītai no kādas ieinteresētās puses.

Tādēļ, ja tomēr kāds process tiek regulēts, tad jāapzinās, ka faktiski ir jāmeklē optimāls vidusceļš starp divām galējām alternatīvām: absolūti nereglamentētām privāto subjektu attiecībām, jeb **nekārtību** un **absolūtu valsts diktatūru**. Šo meklējamo kompromisu dēvē par **institucionālo iespēju robežu** [54] un tā būtība attēlota grafiski 1.3. attēlā, kur galējā **nekārtība** ir situācija, kur privāto subjektu attiecības vispār netiek reglamentētas un tādēļ tie spēj viens otram nodarīt būtiskus zaudējumus **privātās ekspropriācijas** veidā – likt pārmaksāt, uzlikt ārējās izmaksas u.tml., kas rezultējas summāros zaudējumos visai sabiedrībai. Pieaugot valsts intervencei, šie zaudējumi samazinās, bet sāk pieaugt **valsts ekspropriācijas** uzliktie slogi privātajiem subjektiem – pieaugoši nodokļi un nodevas, komercdarbības ierobežojumi u.tml., kas tāpat summējas kopējos zaudējumos sabiedrībai. Optimāls kompromiss acīmredzami ir tajā institucionālo iespēju līknes posmā, kur tā tuvojas un sasniedz minimālo sabiedrības kopējo zaudējumu līniju.

Savukārt valsts intervencei turpinot pieaugt, šī politiski-ekonomiskā sistēma novirzīsies no līdzsvara pārregulēšanas virzienā un tuvosies ļoti birokratizētai **regulatīvās valsts** sistēmai, kas galējās izpausmēs būtu diktatorisks sociālisms.

Reālie procesi attīstīto valstu attiecībās ar tirgus procesiem, protams, nenonāk līdz tādiem teorētiskiem ekstrēmjiem. Tomēr nevar noliegt, ka, lai arī dažādos politikas veidošanas un tiesību dokumentos, gan nacionālo valstu valdības, gan pārnacionāli veidojumi kā EK, ik pa laikam deklarē nepieciešamību vienkāršot pārvaldības procesus un mazināt administratīvos šķēršļus, faktiski valsts institūciju vispārējais vektors ir pretējs. Ar vislabākajiem nodomiem – aizsargāt patērētāju tiesības, regulēt cenas, aizsargāt apkārtējo vidi utt. valsts pārvalde aizvien palielina un detalizē normatīvo regulējumu visās l.l. attēlā shēmā minētajās regulācijas jomās.

Turklāt tiek paplašināts arī regulatīvā ietvara tvērums, pakļaujot tam aizvien jaunas ekonomikas un sabiedrības funkcionēšanas jomas.



1.3. att. Institucionālās iespēju robežas [54].

Mīnēto pieņēmumu samērā labi ilustrē regulatīvās vides dialektika EK. Nav noliedzams, ka EK regulatīvo dokumentu sistēma gan uzņēmēju, gan iedzīvotāju uztverē, gan arī dažādu jomu procesu analītiķu pētījumos samērā bieži tiek atzīta kā pārāk sarežģīta, birokrātiska un administratīviem šķēršļiem pārbagāta [55]. Faktiski pārregulēšanu kā problēmu ir atzinušas arī pašas EK pārvaldības institūcijas. Tādēļ jau vismaz 25 gadus EK augstākajā pārvaldības līmenī tam tiek pievērsta uzmanība, izvērtējot situāciju un meklējot risinājumus situāciju uzlabojumiem sākotnēji 2001.gadā t. s. pārvaldības **Baltajā grāmatā** [56], tālāk jau izvirzot uzdevumus regulatīvās vides vienkāršošanai [57]. Jau plašāks un izvērstāks aktivitāšu plānojums tika publicēts 2005.gadā, kuram kā ierasts EK praksē tika piešķirts arī iedvesmojošs nosaukums **Labāka regulēšana izaugsmei un darbam**²¹ [58]. Šī regulatīvās vides uzlabošanas programma joprojām tiek turpināta: regulāri tiek izstrādāti, tai pakārtoti rīcības plāni, novērtēti rezultāti un atjaunināta pati programma.

Jebkuras regulatīvās politikas novērtējumam būtu jāiekļauj konkrētu tās elementu – dažādu normu un noteikumu novērtējumu. Attiecīgi, galvenajam regulēšanas uzlabošanas politikas rezultātu novērtēšanas kritērijam vajadzētu būt novērtējumam vai pašas normas un noteikumi ir kļuvuši vienkāršāki, ērtāk un lētāk piemērojami [59]. Acīmredzot par reālu regulatīvā sloga

²¹ Angļu val. *Better regulation 'for growth and jobs.*

samazināšanu varētu runāt, ja kā kritērijs šo aktivitāšu rezultātu novērtēšanai tiktu vairāk izmantota savulaik Apvienotajā Karalistē definētā pieeja **viens iekšā – viens ārā**. Šis princips nozīmē, ka jaunu regulējumu un tiesību aktu radītās izmaksas būtu obligāti jākompensē atceļot kādu jau esošu regulējumu. [60].

Lai arī kopumā šī EK iniciatīva un centieni mazināt pārregulēšanu neapšaubāmi ir devuši pozitīvus rezultātus, vienlaikus tās rezultātu izvērtējumos sastopamas arī kritiskas atziņas. Vairāk kā desmit gadu laikā regulēšanas uzlabošanas jomā EK fokusējums vairāk ir bijis uz plašāku sabiedrības iesaisti jaunu tiesisko regulējumu apspriešanā un aizvien detalizētāku un plašāku jebkuras jaunas iniciatīvas sākotnējo ietekmes novērtēšanu, kas patiesībā nozīmē atkal jaunu papildus procedūru ieviešanu. Taču pietrūkst saskaņotas uzraudzības sistēmas un sistemātiskas darbības rezultātu mērīšanas, kas ir būtisks priekšnoteikums sabiedrības uzticēšanās iegūšanai jebkādām politiskām iniciatīvām [61].

Līdz ar to nevar viennozīmīgi secināt, ka **pārregulēšana** un regulācijas izmaksas t. s. **labākas regulēšanas** politisko iniciatīvu rezultātā patiešām samazinātos. ASV kā jau tradicionāli liberālākā ekonomikā nekā EK, regulācijas un tās radīto izmaksu ietekme uz tautsaimniecību un sabiedrības labklājību ir pētīta vairāk un dziļāk, meklējot arī kvantitatīvus novērtējumus. Virkne šādu pētījumu diemžēl liecina par gluži pretējo – neraugoties uz vispārējām atziņām par nepieciešamību visdažādākos regulējumus mīkstināt, kopējā regulatīvā ietvara sarežģītība aizvien pieaug. Piemēram, ar analītisku modeli vērtējot regulatīvā sloga evolūciju un ietekmi ilgā laika posmā, pietiekami pamatoti secināts, ka vairāk kā 30 gadu laikā regulatīvā vide ir bremzējusi ASV ekonomikas izaugsmi vidēji par 0,8 % ik gadu [62].

Pārregulēšana un deregulēšana centralizētajā siltumapgādē

Iepriekš aplūkotie regulēšanas negatīvo ietekmju vispārējie aspekti neapšaubāmi ir novērojami arī CSA jomā. Enerģētikas nozares un konkrēti CSA kontekstā īpaši jāvērtē tās pārregulēšanas pazīmju izpausmes, kas atstāj būtisku negatīvu ietekmi uz siltumapgādes ilgtspēju, drošumu un virzību uz klimatneitralitāti. Vispārinot, šīs izpausmes var sagrupēt divās nozīmīgāko negatīvo izpausmju un šķēršļu grupās.

Pirmkārt, pārregulēšana būtiski samazina gan uzņēmumu vēlmi un motivāciju investēt, gan faktiskās iespējas pieņemt racionālus lēmumus par nozīmīgām investīcijām.

Iepriekšējās apakšnodaļās veiktā dažādo regulēšanas aspektu analīze parādīja, ka regulējamu uzņēmumu investīcijas tiek kavētas un apgrūtinātas neatkarīgi no pielietotās regulēšanas metodes, jo:

- Regulatori līdz šim centušies atļaut tikai skrupulozi pārbaudītus investīciju projektus un gūt joprojām eksakti nedefinētu t. s. **saprātīgu** peļņu;
- uzņēmumiem ir likts konkurēt ar hipotētiskiem absolūti efektīviem uzņēmumiem ar ideāli izprojektētu infrastruktūru, vienlaikus apzinoties, ka tā ir ilūzija salīdzinot ar reāliem pakāpeniski attīstītiem aktīviem;
- uzņēmumiem investīcijas ir jāplāno ilgtermiņā, bet regulēšanas cikli ir samērā īsi un Regulatori ir tendēti uz īstermiņa rezultātiem un šo rezultātu pārdali vairāk par labu patērētājiem.

Praksē turklāt nereti ir novērojama regulācijas režīma deformācija – Regulatoru sasaiste ar politiskajām interesēm, kas rezultējas regulējuma fokusējuma novirzē no sabiedriskajām uz privātajām interesēm.

Rezultātā uzņēmumi nereti šaubās un atliek investīcijas, pat ja Regulatoru vērtējumi tām pirmsšķietami būtu pozitīvi. Apzinoties, ka Regulatori nereti ir sasaistīti ar īstermiņa politiskajām interesēm, uzņēmumi var vilcināties veikt objektīvi nepieciešamas un pamatotas investīcijas, lai izvairītos vai atliktu uz vēlāku laiku tām nepieciešamo tarifu palielinājumu, kas neizbēgami izsauktu negatīvu publicitāti un politiskas diskusijas [34].

Izteikts regulēšanas režīma deformācijas un Regulatora sasaistīšanas piemērs, kas iespējams nākotnē var kā hrestomātisks iekļūt regulēšanas teorijas negatīvajā vēsturē ir Latvijas Republikas (LR) parlamenta lēmumi 2023. gadā. Ņemot vērā, ka Krievijas iesāktais pilna mēroga karš Ukrainā bija izsaucis nepieredzētu enerģijas cenu krīzi un arī citu valstu valdības veica intervences enerģijas tirgos, 2022.gadā LR parlamentā pieņemtais Energoresursu cenu ārkārtēja pieauguma samazinājuma pasākumu likums [63] atzīstams par pamatotu valsts iejaukšanos. Taču 2023.gada rudenī, kad jau bija vērojams nozīmīgs enerģijas cenu kritums un stabilizācija, tiek veikti grozījumi gan šajā likumā [64], gan Elektroenerģijas tirgus likumā [65]. Ar minētajiem likumu grozījumiem skaitliski nedefinējot sadales operatoru tarifu pieļaujamās noviržu vērtības, likumdevējs faktiski pārņēma Regulatora funkcijas, bet t. s. **regulatīvajos kontos**²² uzkrātās regulējamo uzņēmumu ieņēmumu–izmaksu noviržu summas pielīdzinot nullei, ar atpakaļejošu spēku tika būtiski mainīti regulēšanas spēles noteikumi.

Otrkārt, pārmērīgi stingrs regulēšanas režīms būtiski samazinās uzņēmumu elastību, t. i. spēju operatīvi pieņemt lēmumus un pielāgoties dinamiskajai ārējai videi.

Neatkarīgi no tā kāda regulēšanas metodika tiek pielietota, praksē būs novērojama regulēšanai raksturīgā 1.2. apakšnodaļā aplūkotā **regulēšanas nobīde**. Šī **nobīde** var izpausties ne tikai kā pārmērīgi ilgs laiks no tarifa projekta iesniegšanas Regulatorā līdz apstiprinoša lēmuma pieņemšanai, bet arī kā regulējamā uzņēmuma darbībai kritiski svarīgu parametru vērtību neaktualizēšana. Piemēram, Regulatora atļautā *wacc* likme ir kritiski svarīga analizējot jaunu investīciju lietderību un gatavojot pamatojumus investīciju lēmumiem. **Regulēšanas nobīdes** izpausmi uzskatāmi var ilustrēt ar regulēšanas prakses piemēru Latvijā. 2023.gada decembrī Latvijas Regulatora atļautā *wacc* likme bija 2023.gada 10.augustā apstiprinātā - 4,51% [66]. Vienlaikus, Eiropas centrālās bankas statistika par aizņemšanās izmaksām liecina, ka *Euro* zonā vidējā aizņemšanās likme uzņēmumiem ir 5,22% [67]. Turklāt vēl jāņem vērā, ka Latvijā faktiski nav iespējams aizņemties par *Euro* zonas vidējo likmi, jo pie tās ir jāpieskaita salīdzinoši augstā valsts riska prēmija. Tādējādi ir acīmredzams, ka šādos apstākļos pieņemt ekonomiski pamatotus investīciju lēmumus nav iespējams.

Savukārt stingrās regulēšanas ietekme uz uzņēmuma elastību nozīmē regulējamā uzņēmuma ļoti ierobežotu un lēnu spēju reaģēt uz dinamisku ārējo vidi, kas var izpausties kā: pieprasījuma apjoma un struktūras izmaiņas, patērētāju prasības pēc jauniem produktiem un esošu produktu augstākas kvalitātes, jauno tehnoloģiju ienākšanā līdz šim regulējamajās un nosacīti slēgtajās nozarēs. Pastāvot striktam regulēšanas režīmam, Regulatoriem objektīvi

²² Konts, kurā apkopo regulējamā uzņēmuma tarifā atļauto ieņēmumu, faktiski gūto ieņēmumu un pamatoto izmaksu starpību pēc katra tarifu piemērošanas perioda noslēguma.

nepieciešams ilgs laiks jebkuras no šīm izmaiņām identificēšanai, atzīšanai, verificēšanai, novērtēšanai un iestrādāšanai attiecīgajā normatīvajā regulējumā. Tikai pēc šī procesa attiecīgā norma var tikt piemērota praksē un regulējamie uzņēmumi attiecīgi rīkoties.

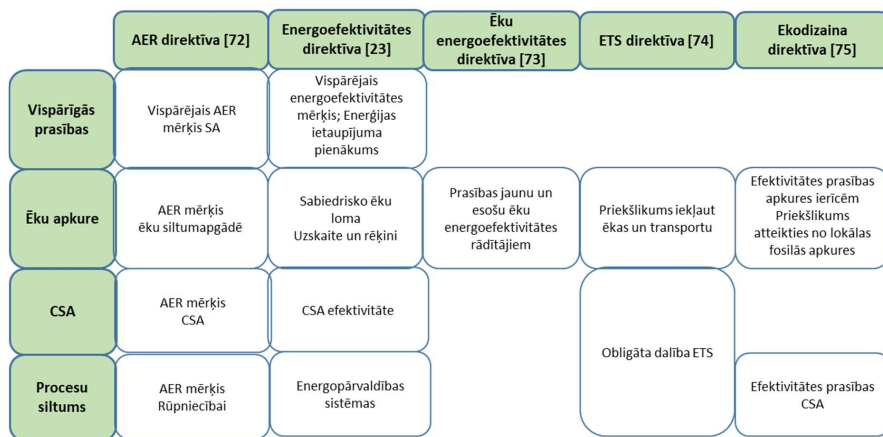
Minēto šķērsli un tā potenciālo negatīvo ietekmi uz tobrīd vēl samērā agrīno elektroenerģijas mikroģenerācijas attīstību jau pirms EK pašlaik īstenotā klimatneitralitātes kursa nospraušanas bija identificējusi Eiropas vadošā regulēšanas domnīca - Florences regulēšanas skola, kas iniciēja diskusiju par Regulatoru gatavību nākotnes izaicinājumiem aizvien mainīgākajos apstākļos, un nepieciešamību būtiski pārskatīt to darbības līdzšinējās paradigmas [68, 69].

Florences regulēšanas skolas izvirzītais jautājums "Vai Regulatori spēs piemēroties nākotnes izaicinājumiem?" ir kļuvis vēl aktuālāks kopš EK pasludinātās programmas **Zaļais darījums** [1] īstenošanas uzsākšanas. Šis iecerētais un uzsāktais grandiozais pārmaiņu plāns atklājas kā ļoti komplicēts, ja to aplūko dziļāk caur sociotehnisko pārejas procesu teorijas prizmu. Dekarbonizācija nebūs sasniedzama nospraužot politiskus mērķus un sagatavojot lineāras šo mērķu sasniegšanas programmas. Lai sekmīgi virzītos uz dekarbonizācijas mērķi, jārēķinās ar daudzu uz mērķi orientētu daudzfunkcionālu ilgtermiņa nelineāru un neatgriezenisku procesu vienlaicīgu norisi. Turklāt šie procesi neizbēgami ietvers graužošanas bijušo un jauno tehnoloģiju, biznesa modeļu un politisko viedokļu sadursmes [70].

Nepašaubāmi, ka enerģētikas nozarei, tostarp siltumapgādei, kā līdz šim nozīmīgam SEG emitentam ir apjomīgi uzdevumi šajā milzīgā mēroga transformācijā. Tādēļ EK enerģētikas ģenerāldirektorāts 2023.gadā publicēja tieši siltumapgādes jomai veltītu apjomīgu programmatisku dokumentu, kurā izvirzīti siltumapgādes un aukstumapgādes dekarbonizācijas scenāriji, identificētas ekonomiskās, finanšu, regulatīvās, tehnoloģiskās un politiskās barjeras izvirzīto mērķu sasniegšanai. Šajā pētījumā atzīts, ka dekarbonizācijas risinājumi siltumapgādē – bezemisiju tehnoloģijas, zema potenciāla siltuma izmantošana u.tml., neregulētā konkurējošā tirgū joprojām nespētu sacensties ar tradicionālajām fosilos resursus izmantojošām tehnoloģijām. Tādēļ, lai nozares transformācijai uz politiski noteiktajiem mērķiem piešķirtu neatgriezenisku impulsu, regulatīvā ietvara pilnveidošana un noteikšana ir neaizbēgama un tiek piedāvāti jau pašlaik lietotie politiskie instrumenti: - obligāti mērķi un fosilo resursu **sadārdzināšana** [71]. Kopumā **Zaļā darījuma** kontekstā uzdevumi un mērķi siltumapgādes jomā ir izvirzīti vairākos EK līmeņa regulatīvajos dokumentos. Šis kopīgais regulatīvais ietvars ar svarīgākajām prasībām shematiski attēlots 1.4. attēlā.

Savukārt, EK enerģētikas politikas veidotāju un nozares investoru dialoga platformā ir sagatavots pētījums par izvirzīto mērķu un uzdevumu sasniegšanai nepieciešamās siltumapgādes un aukstumapgādes transformācijas finansēšanas vajadzībām un iespējām. Lai arī dokumentā norādīts, ka nav precīzi novērtējams cik no *Fit for 55* pakotnē noteikto mērķu sasniegšanai nepieciešamā finansējuma apjoma, kas tiek lēst ap 350 miljardiem EUR katru gadu 10 gadu periodā, būtu jāiegulda siltumapgādē, ir secināts, ka no dažādām grantu shēmām siltumapgādei būs pieejami tikai 126 miljardi EUR. Turklāt vairums no šī finansējuma - kombinācijā ar ieguldījumiem citos saistītos enerģijas vērtību ķēdes elementos. Attiecīgi, tikai ap 50 miljardiem EUR varētu būt fokusēti tieši uz siltumapgādi un aukstumapgādi. Tāpat grandiozā transformācijas procesa finansēšanai neizbēgami būs nepieciešama privātā kapitāla

piesaiste un komerciālo aizdevēju finansējums. Taču lai CSA sektors būtu pievilcīgs komerciālām investīcijām, pie secinājumiem citā starpā kā būtiski šķērslis minēts, ka CSA kā regulētam biznesam ir grūtāk piesaistīt finanšu instrumentus. Attiecīgi, bez tā, ka dalībvalstīm CSA sektora transformācijai būtu jānovirza līdzekļi no **Atgūšanās un noturības mehānisma**²³ un **Modernizācijas fonda**²⁴, ir jāpaskata tarifu noteikšanas shēmas un Regulatoriem ir jānodrošina, ka CSA uzņēmumi saņem pietiekamus ieņēmumus investīcijām un kapitālizmaksu segšanai. Vienlaikus gan jāraugās, lai šis process neradītu pārmērīgu slogu patērētājiem [76].



1.4. att. EK līmeņa dokumenti un to galvenās prasības attiecībā uz siltumapgādi. [71].

Tātad, Regulatoru loma siltumapgādes nozares sekmīgā dekarbonizācijā jāatzīst par izšķirošu. Taču kā Regulatori turpinot darboties līdzšinējos striktās regulēšanas režīmos, jeb faktiski īstenojot pārregulēšanu, iedrošinās komersantus veikt milzīga apjoma investīcijas inovatīvās, iespējams, vēl grūti novērtējamās un riskantās tehnoloģijās?

Taču uz Regulatoru lomu var palūkoties arī no pilnīgi pretējās puses. Pētījumos ar kritiskiem secinājumiem attiecībā uz valsts intervencēm dažādās jomās atrodams tēzes par to, ka pieņēmums "socioekonomiskai transformācijai vienmēr ir jānozīmē valsts intervenci" varbūt ir kļūdainais. Iespējams, labāki risinājumi ir gluži pretēji un šādā transformācijā vairāk ir jāizmanto tirgus spēki [51].

No šāda galēji pretējā skatu punkta visu iepriekšējās apakšnodaļās identificēto un analizēto regulēšanas trūkumu novēršanas radikālākais risinājums būtu pilnīga CSA sektora deregulācija.

Jau vairākas desmitgades sabiedrisko pakalpojumu cenu un tarifu noteikšanā vispārējā tendence ir virzīties uz regulēšanas režīma **mīkstināšanu**, kur procesa galējais stāvoklis būtu pilnīga cenu un tarifu deregulācija un pakļaušana konkurences spēkiem, kur tas iespējams. CSA jomā plašākās reformas deregulācijas virzienā ir veiktas divās Ziemeļvalstīs - Zviedrijā un

²³ Angļu val. *Recovery and resilience facility*. Speciāls finanšu instruments EK ekonomiku atbalstam pēc COVID pandēmijas.

²⁴ Angļu val. *Modernisation Fund*. Speciāls finanšu instruments dekarbonizācijas projektu īstenošanai EK dalībvalstīs.

Somijā jau pirms vairākām desmitgadēm. Somijā šis modelis, kur CSA uzņēmumi paši nosaka sava pakalpojuma cenas ir izrādījies sekmīgs. Somijas Regulatora interpretācija ir, ka CSA uzņēmumi ir nevis monopolisti, bet dominējošā stāvoklī esoši uzņēmumi pret CSA sistēmai pašlaik pieslēgtajiem patērētājiem. Tādēļ Regulators tikai veic uzņēmumu darbības *ex post* uzraudzību un iejaucas tikai tad, ja Regulatora ieskatā CSA uzņēmums ir izmantojis šo dominējošo stāvokli un noteicis nesamērīgi augstas cenas [77].

Somijas pieejai līdzīgu jau kopš 2015.gada ir mēģinājusi ieviest Igaunija, kur līdzīgi kā Latvijā regulējamo uzņēmumu skaits bija visai liels, bet lielākā daļa šo uzņēmumu pēc biznesa apjoma – mazi. Gatavojoties regulēšanas režīma mīkstināšanai Igaunijas Regulatora vērtējumā 73 % CSA uzņēmumu aizņēma tikai 7 % no kopējā tirgus apjoma, bet, salīdzinot šo uzņēmumu regulēšanas izmaksas ar iespējamo ieguvumu sabiedrībai, regulēšanas lietderība kļuva apšaubāma. Turklāt Igaunijas Regulatorā jau tolaik CSA uzņēmumi tika uzskatīti nevis kā dabīgie, bet drīzāk **administratīvie** monopoli [25]. Aplūkojot situāciju siltumapgādes regulēšanā Igaunijā šobrīd, jāsecina, ka neapšaubāmi uzlabojumi liberalizācijas virzienā ir veikti, tomēr tik liberālu modeli kā Somijā ieviest nav izdevies. Igaunijas Regulators, lai arī vienkāršākā procesā un **cenu griestu** formā, bet 2022.gadā joprojām turpināja noteikt tarifus 170 CSA apgādes zonām, no kurām 137 siltuma pārdošanas apjomi bija nelieli [78].

Visvairāk diskusiju, pētījumu un viedokļu ir atrodams par siltumapgādes sektora reformu Zviedrijā. Reformas izvērtējumi un diskusijas par to cik šī reforma ir bijusi pamatota un lietderīga un vai sasniegti gaidītie rezultāti turpinās jau otro desmitgadi. [79, 80, 81].

Lai arī sākotnēji tika liktas cerības izveidot siltuma tirgu pēc līdzīgiem principiem kā elektrībai – deregulēta ražošana un trešās puses pieeja tīkliem [82, 83, 84], vērtējot reformu gaitu tika secināts, ka CSA specifikas dēļ šāds modelis nedod gaidītos rezultātus. Šajos pētījumos iezīmējas secinājums – gaidītie rezultāti nav sasniegti, bet galvenais tirgus principu iedzīvināšanas šķērslis ir CSA īpatnība - atšķirībā no gāzes un elektrības, CSA sektoru viedo daudzas savstarpēji nesavienotas sistēmas. Līdz ar to, konkurējošo ražotāju skaits vienā sistēmā nav liels un, attiecīgi, CSA tirgus likviditāte ir zema. Tas liek apšaubīt iespēju organizēt CSA tirgu līdzīgi kā elektrības sektorā – ar operatoru pilnīgu nodalīšanu, brīvu trešās puses pieeju sistēmai un ražotāju konkurenci. Līdzīgi secinājumi, kas apšauba iespēju CSA sektorā organizēt tirgu līdzīgi kā elektrības sektorā – ar operatoru pilnīgu nodalīšanu, brīvu trešās puses pieeju sistēmai un ražotāju konkurenci, atrodami arī pētījumos par Vācijas CSA sektoru [85, 17].

Vienlaikus, no nobriedušu CSA tirgu pētījumiem var secināt, ka jau diezgan sen vairs nevar runāt par CSA, kā klasisku dabīgo monopolu, jo, ja vien regulatīvi netiek ierobežotas patērētāju izvēles tiesības, piemēram Zviedrijā var vērot pietiekami attīstītu konkurenci starp CSA un individuālajiem siltumsūkņiem [15]. Šādu dabīgas konkurences elementu ienākšana CSA uzņēmumiem rada ne tikai klasiskus izaicinājumus kā klientu daļas zaudēšana, bet virza arī uz fundamentālām gala tarifu struktūras izmaiņām, t. i. faktiski cenu diferencēšanu, kas būtu optimāli pielāgota aizvien dinamiskākiem gala patērētāju patēriņa profiliem, pieslēguma jaudas izcenojumiem, **aktīvo patērētāju** integrēšanas un **atlikuma** siltuma uzņemšanai vienotajā CSA tīklā [86, 87, 88].

Nav šaubu, ka pārspīlēts regulēšanas režīms ar maksimālo fokusējumu uz cenu samazinājumu un **patērētāju aizsardzību** īstermiņā būtiski kavēs vai pat neļaus CSA

uzņēmumiem kļūt elastīgākiem un pielāgoties šiem jaunajiem apstākļiem, nereti tostarp pašu **aizsargājamo** patērētāju diktētajiem. Tā piemēram, analizējot iespējas un šķēršļus Latvijā esošas CSA sistēmas transformēšanai par 4.paaudzes sistēmu, kas ir būtisks priekšnoteikums **atlikumsiltuma** uzņemšanai sistēmā un **aktīvo patērētāju** attīstībai, secināts, ka viens no šķēršļiem izriet arī no pārāk stingras regulēšanas. Ja CSA efektivitātes paaugstināšanas rezultātā viss iegūtais labums, pazeminot siltumenerģijas tarifu, tiek nekavējoties pārdalīts par labu patērētājiem, krasi samazinās CSA uzņēmuma spēja investēt nākotnes attīstībā [89, 90].

Ļoti līdzīgi secinājumi ir izdarīti pētījumos par CSA izaicinājumiem un tendencēm Zviedrijā – **aktīvo patērētāju** integrācija CSA sistēmās prasīs apjomīgas investīcijas. To ieguldīšanai būs jāpārvar gan tehniski, gan ar nenoteiktību attiecībā uz monetāriem ieguvumiem pašiem **aktīvajiem patērētājiem**, gan investīciju apjomu, gan ar to atgūšanu saistīti šķēršļi [91].

Elastīgāka un dinamiskāka CSA cenošanas sistēma būtu ieguvums ne tikai CSA uzņēmumiem un siltumenerģijas patērētājiem. Daudzos pētījumos ir pietiekami pārliecinoši argumentēti, ka elastīga siltumapgādes cenošana ir priekšnoteikums **aktīvo patērētāju, atlikumsiltuma** un siltumsūkņu integrācijai, kas savukārt varētu rezultēties nozīmīgās siltuma sistēmu kā apjomīga un vadāma enerģijas uzkrāšanas elementa sinerģijās ar elektroapgādes sistēmu palīdzot elektroapgādes sistēmām kļūt elastīgākām [92]. Kamēr ūdeņraža un elektrības efektīvas uzkrāšanas tehnoloģijas vēl nav sasniegušas 8.–9. *TRL*²⁵ līmeni, elastīga CSS, kurā integrēti siltumsūkņi, pīķa slodžu elektrokatli, siluma akumulatori varētu būt efektīvs risinājums elektroapgādes sistēmu elastības paaugstināšanai, kas būs izšķirošais faktors elektroapgādes transformēšanai un maksimāli efektīvai svārstīgo un nevadāmo AER ģenerācijas avotu integrēšanai.

Tādējādi pietiekami droši secināms, ka CSA būtu lietderīgi deregulēt un pēdējos gados nozares pētījumos ir pieaugusi siltumapgādes cenošanas pilnveidošanas aktualitāte. Sastopama virkne pētījumu, kur tiek meklēti risinājumi kā siltumapgādes cenošanas elastības paaugstināšanai tiek pielāgotas elektrības tirgū praksē pārbaudītas metodes: [94, 95, 96]. Šādu elektrības vairumtirgū ierastu elementu ieviešana varētu jūtami paaugstināt siltumapgādes cenošanas elastību. Vienīgi jāsecina, ka šo metožu lietošanai ir zināms ierobežojums – CSA sistēmas lielums. Vairumā minētajos pētījumos kā modelēšanas lauks ir izmantotas lielu pilsētu CSA sistēmas – Stokholma, Helsinki, Viļņa. Taču jau iepriekš ir uzsvērta tirgus mehānismu ieviešanā būtiskā siltumapgādes īpatnība - sadrumstalotība, kamēr efektīvam tirgum nepieciešama likviditāte [82, 83, 84]. Acīmredzot tādēļ elektrības vairumtirgus elementi nebūs piemēroti vidēju un mazu CSA sistēmu cenošanas elastības paaugstināšanai un jāmeklē atšķirīgi risinājumi deregulācijai mazās un vidējās CSA sistēmās, kur saprotamu iemeslu dēļ varbūtība, ka šādā sistēmā parādīsies tirgus likviditātei pietiekams skaits konkurējošu ražotāju, ir ļoti zema.

Tādēļ vispirms jāapsver vai deregulācija vispār ir pamatota mazās un vidējās CSA, vai arī tās joprojām jāuzskata par dabīgo, vai kā iepriekš minēts **administratīvo** monopolu?

²⁵ Angļu val. *Technology readiness level*. Tehnoloģijas attīstības līmenis - mūsdienās pieņemta tehnoloģiju brieduma novērtējumu sistēma, ko pagājušā gadsimta 70-ajos gados ieviesa ASV Nacionālā aeronautikas un kosmosa aģentūrā (NASA) [93].

Atgriežoties pie regulēšanas atzītāko teorētiku atziņām, uz jautājumu “kas ir deregulēšanas priekšnoteikumi un virzītāji?” pamatoti tiek izcelti divi [45]:

- 1) **Tehnoloģiju attīstība.** Līdzšinējā dažādu nozaru vēsturiskā attīstība uzskatāmi pierāda, ka jaunu tehnoloģiju ienākšana iepriekš par dabīgiem monopoliem atzītās nozarēs var radīt apstākļus gan konkurences iespējamībai starp komersantiem, gan arī patērētājiem dot reālas iespējas izmantot alternatīvus risinājumus savu vajadzību apmierināšanai.
- 2) **Samazinās interešu grupas, kas ieinteresētas regulēšanā.** Regulēšanas klasiskā teorija secina, ka regulēšanā ir ieinteresētas trīs grupas:
 1. **Patērētāji.** Šīs grupas ieinteresētība ir pašsaprotama un parasti jau daudzkārt iepriekš pieminētā t. s. **patērētāju aizsardzība** publiskajā telpā parasti ir priekšplānā kā vienīgais regulēšanas mērķis.
 2. **Komersanti.** Komersanti akceptējot, ka tiek ierobežota atdeve, vienlaikus no regulēšanas sagaida savas tirgus daļas un investīciju aizsardzību.
 3. **Politikā.** Šīs grupai intereses formāli neizriet no regulatīvās vides tiesiskā ietvara. Taču samērā bieži politikā kā nozīmīgiem ekonomiskās un sociālās sistēmas dalībniekiem parādās regulēšanas privāto interešu teorijām atbilstošas intereses, kas kā jau minēts var novest pie Regulatoru **sasaistīšanas**.

Aplūkojot CSA no minētajiem diviem aspektiem, nevar secināt, ka abas priekšnosacījumu grupas ir sasniegušas līmeni, kas ļautu pilnībā atteikties no jebkādas uzraudzības un regulēšanas. Vienlaikus ir notikusi pietiekama attīstība, lai tomēr būtu pamats pietiekami nozīmīgai regulēšanas reformai liberalizācijas virzienā, jo:

- lokālu risinājumu siltumapgādes tehnoloģijas ir sasniegušas pietiekamu līmeni, lai patērētājiem daļējas vai pilnīgas pārslēgšanās izmaksas uz šādiem risinājumiem daudzos gadījumos jau vairs nav nesamērīgas; tātad pilnīgi droši par CSA vairs nevar runāt kā par klasisku dabīgo monopolu; turklāt jāatzīmē, ka gan ekonomiskās teorijas, gan ekonomisko procesu vēstures analīzes liecina, ka pat šķietami pilnīgi nesatricināmu monopolu spēks praksē ilgākā vai īsākā laikā izrādās ļoti trausls; tiklīdz tehnoloģiju vai biznesa modeļu attīstība rada kaut nelielas iespējas iespraukties aizvērtā un aizsargātā biznesa segmentā, nekavējoties parādās ienākšanas pretendenti [44];
- ieinteresētība stingrā regulēšanā samazinās aktīvāko patērētāju segmentā, t. i. to, kuri vēlētos kļūt par **aktīvajiem patērētājiem**, vai pat vispār atteikties no CSS piedāvātajiem pakalpojumiem;
- lai arī regulēšana dod kaut vai nosacītas, bet tomēr garantijas CSA uzņēmumu investīcijām un biznesam, arī CSA uzņēmumu ieinteresētība ir mazinājusies, jo palikt strikti regulētam uzņēmumam ilgstoši nav iespējams ja faktiski šajā biznesa segmentā ir ienākuši konkurences elementi – **aktīvo patērētāju** spiediens un jaunu ražotāju ienākšana faktiski bez ieiešanas barjerām;
- teorētiski būtu jāsamazinās arī trešās grupas – politikā vajadzībām pēc regulēšanas; pieaugot sabiedrības labklājībai būtu jāsarūk tai elektorāta bāzei, kam sabiedrisko

pakalpojumu izcenojumi ir tiešām vitāli nozīmīgi un tādēļ politiķiem spiediens uz Regulatoriem šī elektorāta uzrunāšanai ir šķītis efektīvs instruments; nav šaubu, ka jebkurā sabiedrībā būs īpaši aizsargājumu enerģijas patērētāju loks, taču jāuzsver, ka sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas vispārējais mērķis nekad nav bijis definēts, ka sabiedrības zemu ienākumu daļas sociālās aizsardzības instruments; aksioma ir, ka šim mērķim jālieto tieši uz šīs sabiedrības grupas vajadzībām mērķēti instrumenti, nevis spiediens pazemināt sabiedrisko pakalpojumu izcenojumus visiem lietotājiem, tātd ne tikai sabiedrības neaizsargātākajai daļai.

Jāpieņem ka līdzīgi procesi uzskatītājiem ir notikuši pat Dānijā, jo parādās secinājumi, ka arī ilgstoši ļoti stingri regulētais siltuma tirgus modelis Dānijā būtu jātransformē un tas jau pakāpeniski tiek darīts, vispirms 2018.gadā atceļot obligāto jaunu ēku pieslēgšanu CSA tīkliem un tā piesardzīgi tuvinoties **pirceja spēka** elementu pieļaušanai nozarē [98]. Tāpat jaunākajos pētījumos secināts, ka deregulētā CSA tirgū svarīgākais būtu palielināt siltuma cenošanas caurskatāmību kā arī uzlabot t. s. **cenu dialogu**²⁶ [97].

CSA regulēšanas režīma pilnveidošanas aktualitāte ir būtiski pieaugusi pēdējo divu gadu laikā, kad pasaules enerģijas tirgos jau kopš 2021.gada pavasara bija vērojams straujš visu energoresursu cenu kāpums, ko 2022.gadā ģeopolitiskā situācija vēl vairāk eskalēja un enerģijas cenas Eiropā sasniedza nekad iepriekš nepieredzētus ekstremālus līmeņus.

Enerģētikas biznesa procesi faktiski tika izsisti no līdzsvara stāvokļa un šīs ekstremālas cenu izmaiņas energokompānijas bija spiestas uzņemties nekavējoši un akumulēt zaudējumus, kamēr iespēja tās aizvadīt līdz patērētājiem pat pilnīgi deregulētā tirgū nav neierobežota. Sektoros, kur tiek praktizēts stingrs regulēšanas režīms, t. s. **regulēšanas nobīde** var izrādīties kritiska energokompāniju spējai turpināt darbību. Tā piemēram, Latvijā CSA kompānijām jaunu tarifu apstiprināšanas process aizņēma 9 mēnešus, bet dažkārt pat vairāk kā gadu. Šajā laikā 2022.gadā CSA kompānijas bija spiestas pārdot lietotājiem siltumu par tarifu, kas bija 2 – 3 reizes zemāks nekā galvenās izejvielas – kurināmā cena.

No vienas puses šim procesam bija arī pozitīvā iezīme – enerģijas patērētāji netika uzreiz pakļauti tirgus cenu šokam. Ņemot vērā energokompāniju biznesa mērogu un rezervju dziļumu salīdzinot ar lielāko daļu enerģijas patērētāju, tas līdz zināmam brīdim varētu tikt uzskatīts kā ESG principiem²⁷ atbilstošs atbildīga biznesa elements. Tomēr šāda cenu šoka vienpusēja uzņemšanās nevar būt ilgtspējīga un agrāk vai vēlāk tā būtu līdzsvaroti jādala starp lietotājiem un uzņēmumiem.

Savukārt Regulators ar lielu kavēšanos tāpat būs spiests nodrošināt, ka uzkrātie zaudējumi tiek atgūti un rezultātā jau ar zināmu laika nobīdi patērētāji saņems daudz asāku cenu šoku – jaunu tarifu atbilstoši jaunajām resursu cenām, kurā vēl būs iekļauta komponente uzņēmumu uzkrāto zaudējumu atgūšanai. Turklāt, ja patērētāji ilgstoši nav sajutuši enerģijas faktisko cenu līmeni, tad ir zaudēts laiks izmantot šo periodu kā vislabāko motivāciju patērētāju lēmumu

²⁶ Angļu val. *Price dialogue (PD)* – enerģijas un nekustamo īpašumu industriju izveidota brīvprātīga paregulēšanās platforma.

²⁷ Angļu val. *Environment, society, governance (ESG)* - kritēriju ietvars ar ilgtspēju saistītai uzņēmumu darbības novērtēšanai.

pieņemšanai par energoefektivitātes paaugstināšanas, AER izmantošanas un mikroģenerācijas ieviešanas pasākumiem.

Līdzīgi kā daudzās jomās arī CSA regulēšanas praksē nav definējama viena pareizā izvēle – pilnībā deregulēt vai stingri regulēt un ja regulēt, tad izvēlēties vienu "pareizāko" regulēšanas metodi.

Vienā no jaunākajiem pētījumiem [99] tvirts ļoti plašs un vienlaikus detalizēts CSA regulatīvās vides un atbalsta instrumentu novērtējums Eiropas valstīs ar mērķi meklēt sakarības starp regulatīvās vides instrumentiem un CSA uzņēmumu ilgtspējas rādītājiem – SEG emisijas, AER integrācija, **atlikumsiltuma** izmantošana, CSA daļa kopējā siltumapgādes nodrošinājumā. Izanalizējot 23 Eiropas valstu CSA sektorus 7 parametru griezumā pēc to ietekmes (regulatīvā sloga) intensitātes, secināts, ka nav identificējamās izteiktas korelācijas starp atsevišķiem regulatīvo vidi raksturojošiem parametriem un CSA ilgtspējas rādītājiem. Attiecīgi, sekmīgai CSA attīstībai būtu jālieto līdzsvarota regulatīvo un atbalsta instrumentu kombinācija

Arī nesen veikta dažādu regulēšanas režīmu un cenošanas principu analīze, kuras mērķis bija noteikt piemērotāko, kas vienlaikus gan nodrošinātu motivējošu regulatīvo vidi CSA transformācijai, gan arī aizsargātu patērētājus, nonākts pie secinājuma, ka šis jautājums nav atbildams viennozīmīgi [100].

Acīmredzot pieeja regulēšanas režīmam ir jāpakārto noteiktiem mērķiem. Apstākļos, kad visā Eiropas enerģētikas sektorā jau ir sākušās fundamentālas transformācijas virzībā uz dekarbonizācijas mērķi, arī regulēšanai ir jātransformējas un pēc iespējas jātuvinās tirgus principiem, jāfokusejas uz patērētāju vajadzībām un jāstimulē CSA uzņēmumus uzlabot darbības efektivitāti. Arī pētījumā par CSA uzņēmumu klimata indeksu secināts, ka daudz un dažādie regulējumu bieži kavē CSA pieņemt lēmumus un konsekventi virzīties uz siltumenerģijas ilgtspējīgu ražošanu un būtisks stimuls būtu gan tarifu noteikšanas procesa atvieglošana, gan iespējas gūt veiktajām investīcijām adekvātu peļņu [101].

Attiecīgi, regulēšanas režīmam ir ne tikai jāsekmē CSA uzņēmumu transformācija un investēšana atbilstoši **Zaļā darījuma** visaptverošajiem izaicinājumiem, bet arī jānodrošina, lai CSA uzņēmumi spēj enerģijas cenošanu īstenot elastīgi un operatīvi. Šim mērķim varētu būt piemērota līmeņatzīmju pieejas ieviešana [102].

Vienlaikus jāuzsver, ka vismaz Eiropas ZA daļā siltumapgāde ir eksistenciāls sabiedrības funkcionēšanas jautājums. Tādēļ pat virzoties uz ļoti liberālu regulējumu CSA nozarei, jāvērtē kā tas ietekmēs šī pakalpojuma pieejamību ilgtermiņā. Lai arī iepriekš šajā apakšnodalā secināts, ka jo mazāka CSA, jo mazāks pozitīvais efekts no regulēšanas salīdzinot ar regulēšanas izmaksām, uztraudzībai pār šo nozari jābūt arī mazajās apdzīvotajās vietās. Tikai iespējams, ka regulatīvās vides galvenais uzdevums šajos gadījumos būtu veidot tādu biznesa vidi, kas ļautu CSA uzņēmumiem vispār turpināt darbu mazās apdzīvotās vietās, jo īpaši depopulācijas apstākļos. Šāda problemātika, kas pirmsšķietami būtu sagaidāma Austrumeiropas valstīs, ir analizēta un atzīta par pieaugošu izaicinājumu CSA regulatīvajai videi arī ekonomiski augsti attīstītajā Zviedrijā [103].

Pamatojoties uz šajā nodaļā veiktajiem izvērtējumiem un analīzēm, secināts, ka nav ideālas metodes CSA regulēšanai un pārvaldībai. Tādēļ CSA ilgtspējīgai attīstībai visdrīzāk būtu jāveido regulēšanas metožu un pieeju kombinācija.

Vadoties no šī analīzi noslēdzošā secinājuma ir izvirzīta hipotēze, ka var atrast optimālu risinājumu virzībai no CSA stingras **pārregulēšanas** uz deregulāciju, izveidojot uz līmeņatzīmēm balstītu CSA regulēšanas modeli, kas aizvietotu pašlaik praktizēto skrupulozo izmaksu pārbaudi un tarifu apstiprināšanu no Regulatora puses (strikta *ex ante* regulēšana) ar uz uzņēmumu darbības efektivitātes stimulēšanu vērstu *ex post* monitoringa sistēmu.

2. METODOLOĢIJA

Lai pārbaudītu promocijas darba hipotēzi, tika veikti pētījumi un meklēti risinājumi, kā izveidot algoritmu līmeņatzīmēs balstītai CSA tarifu noteikšanas metodei, kas atbilstu šādām prasībām:

- tarifu veidošanās pamatprincipiem vajadzētu būt tuviem tiem, kas notiktu pietiekami likvīdā konkurējošā tirgū, ja tāds CSA būtu iespējams;
- algoritmam vienlaikus ir jānodrošina, ka Regulatoram ir iespējams pārraudzīt procesus CSA nozarē un nepieciešamības gadījumā tos koriģēt;
- algoritma lietošana nedrīkst radīt vairāk pienākumu ne Regulatoram, ne arī CSA uzņēmumiem salīdzinot ar patlaban praktizēto stingrās regulēšanas modeli, bet gluži pretēji – procesu slogam būtu jāsamazinās abās pusēs.

2.1. Datu apstrāde

Pētījuma sākotnējās fāzēs tika veiktas datu analīzes dažādos griezumos par Latvijā strādājošiem reāliem regulētajiem CSA uzņēmumiem ar mērķi atrast korelācijas starp siltumenerģijas piegādes galatarifu un CSA sistēmu raksturojošiem parametriem: piegādātās siltumenerģijas apjomi; izmantotais kurināmā veids; siltumenerģijas ražošanas tehnoloģija; siltumtīklu garums. Tika analizētas arī tarifu struktūras un tās veidojošo elementu īpašības un raksturi, kas tālāk varētu tikt izmantotas, veidojot līmeņatzīmju modeli CSA tarifu noteikšanai.

Datu analīzes vajadzībām tika izveidota datu ģenerālkopa (ierobežota, galīga un reāli eksistējoša), kas ietver datus par 97 Latvijā strādājošiem reāliem regulētajiem CSA uzņēmumiem – 57 vertikāli integrētiem CSA uzņēmumiem un 40 neatkarīgiem ražotājiem²⁸. Datu kopā par katru CSA uzņēmumu tika iekļauta šāda informācija:

- Siltumenerģijas piegādes gala tarifu veidojošās komponentes: ražošanas tarifs – T_{pr} ; pārvades un sadales tarifs – T_{sd} ; tirdzniecības tarifs – T_s ;
- nozīmīgākās fiksēto izmaksu grupas - *OPEX* un *CAPEX* dalījumā pa to elementiem atbilstoši Regulatora publicētajai informācijai;
- CSA sistēmas tehniskie dati un no tiem aprēķināti darbības rādītāji: siltuma un elektrības ražošanas jaudas; ražošanas apjomi; siltumenerģijas zudumi; patērētājiem nodotā enerģija, CSA tīklu garums; tīklu izmantošanas intensitāte, ražošanas jaudu izmantošanas rādītāji; izmantotā kurināmā veidi un apjomi.

Datu ģenerālkopa tika izveidota izmantojot publiski pieejamus avotus – Regulatora lēmumus par tarifu apstiprināšanu [104], informāciju sabiedrībai par tarifu projektu svarīgākajām sastāvdaļām [105], siltumenerģijas ražotāju, elektroenerģijas ražotāju, siltumapgādes pārvades un sadales operatoru un siltumenerģijas tirgotāju reģistrus [106], informāciju par enerģijas ražotāju patērēto kurināmo no Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centra gaisa piesārņojum pārskatu datu bāzes “2-Gaiss” [107], Latvijas

²⁸ - Neatkarīgie ražotāji Latvijas siltumapgādes nozares tiesiskā regulējuma izpratnē ir uzņēmumi, kas nodarbojas tikai ar enerģijas ražošanu un saražoto enerģiju pārdod vertikāli integrētam siltumapgādes uzņēmumam vai siltumapgādes sistēmas operatoram.

republikas Ekonomikas ministrijas pasūtītā pētījuma atskaiti [108], kā arī veiktās Latvijas Siltumapgādes asociācijas biedru brīvpārīgas aptaujas. Ilustrācijai datu kopas ekrānšāviņš pievienots 1.pielikumā.

Datu sākotnējās apstrādes ietvaros analizējamo datu ģenerālkopa tika sadalīta mazākās kopās veidojot izlases pēc nozīmīgākajām reālo CSA uzņēmumu faktoriālajām pazīmēm:

- uzņēmuma saražotās un patērētājiem piegādātās siltumenerģijas apjoms (uzņēmuma lielums);
- siltumenerģijas ražošanas tehnoloģija (koģenerācija vai katlumāja);
- izmantotais kurināmā veids (Latvijas siltumapgādē dominējoši divi kurināmā veidi: dabasgāze un biomasa).

Savukārt kā rezultatīvā pazīme tika izvēlēts siltumenerģijas piegādes galatarifs.

Datu analīze tika sākta, vispirms izmantojot visvienkāršākās datu apstrādes metodes – korelāciju un vienfaktora regresijas analīzes. Ar šīm vienkāršajām datu analīzes metodēm iegūtie rezultāti liecināja, ka nav nolasāma tendence, kas norādītu izteiktas sakarības starp izmantotā kurināmā dominējošo veidu, izmantoto ražošanas tehnoloģiju, piegādātās enerģijas apjomu, tīklu izmantošanas intensitāti un tarifa līmeni attiecīgajā CSA sistēmā. Neapšaubāmi, katra no aplūkotojām CSA sistēmu raksturojošajām faktoriālajām pazīmēm pati par sevi ietekmē tarifu, taču šī ietekme acīmredzot mazinās uz vienu vai otru pusi vai dzēšas citu faktoru ietekmē. Atsevišķu faktoru pāru korelāciju un regresiju meklējumu rezultāti ilustrēti attēlos 1.pielikumā.

No minētajiem rezultātiem tika secināts, ka reālie CSA uzņēmumi un sistēmas ir ļoti atšķirīgi – ja arī tie ir sagrupējami kādā kopā pēc viena parametra, tad tajā pašā laikā tie būtiski atšķiras pēc citiem parametriem. Tādēļ līmeņatzīmju modeļa izveidi nevar balstīt tikai empiriski iegūtos regresijas vienādojumos un tarifu noteikšanā nevar izmantot vienkāršotu pieeju, piemēram, mēģinot atrast vienu tarifu griestu līmeņatzīmi, kas izteikta ar absolūto vērtību un uz ko būtu jātiecas visiem CSA uzņēmumiem, vai arī dažas atšķirīgas līmeņatzīmes raksturīgākajām CSA uzņēmumu vai sistēmu grupām [109].

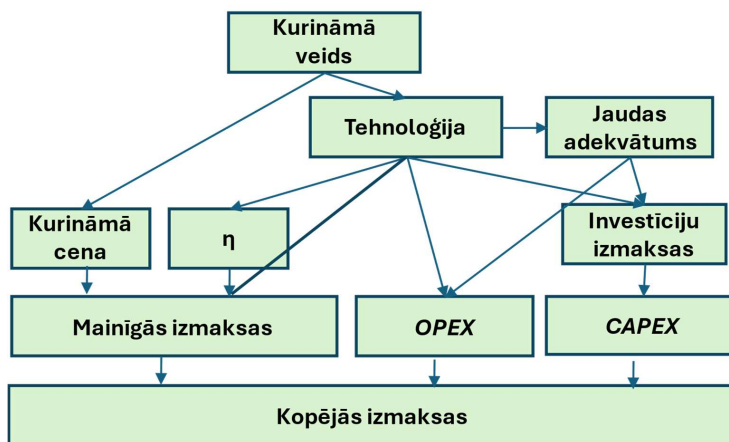
Tādēļ, veidojot līmeņatzīmju algoritmu, aplūkojams nevis kopējais galatarifs, bet tas jāsadala vismaz trijās iepriekšminētajās to veidojošajās komponentēs.

Siltumenerģijas tirdzniecības tarifa T_s īpatsvars galatarifā ir neliels – analizēto CSA uzņēmumu datu ģenerālkopā tas ir robežās no 0,58 % līdz 2,85 %, un galvenokārt tas ir atkarīgs tikai no rēķinu un iekasēšanas vadības organizācijas CSA uzņēmumā. Tas nozīmē, ka T_s ietekme uz galatarifu ir mazāka nekā, piemēram, tarifā iekļautās kurināmā cenas prognozes novirze par 1 %, un tas atzīstams par nenozīmīgu. Tādēļ, veidojot algoritma ietvaru un struktūru CSA tarifu līmeņatzīmju modelim, T_s var neņemt vērā.

Savukārt siltumenerģijas ražošanas tarifs T_{pr} veido aptuveni 60–80 % no kopējām siltumapgādes izmaksām, bet atlikušo daļu – izmaksas siltumenerģijas pārvadei un sadalei. Analizējot siltumenerģijas ražošanas, kā arī pārvades un sadales izmaksu veidošanos un faktoros, kas tās ietekmē, secināts, ka šo abu tehnoloģisko procesu nozīmīgās atšķirības liek tās analizēt atsevišķi un arī veidot atšķirīgus algoritmus līmeņatzīmju noteikšanai [110].

Reālo CSA uzņēmumu ražošanas tehniskie un izmaksu rādītāji, no vienas puses, ir dažādi pēc mēroga un samērā izklieidēti, bet, no otras puses, kopumā ražošanas izmaksu rezultātiem

piemīt tendence grupēties ap noteiktām vērtībām. Turklāt viens kvalitatīvs parametrs – kurināmā veids – faktiski determinē visu ražošanas izmaksu veidošanos. Kurināmā veida izvēle nosaka ražošanas tehnoloģiju. Savukārt izvēlēta tehnoloģija pietiekami viennozīmīgi nosaka ražošanas tehniskos rādītājus – lietderības koeficientu, īpatnējo elektrības patēriņu u. c. Līdz ar to konkrēta kurināmā veida izmantošanas procesā mainīgās izmaksas būs atkarīgs tikai no viena ārējā faktora – kurināmā cenas. Tas nozīmē, ka var lietot līdzīgu pieeju kā [111] – kurināmās cena un attiecīgi kurināmās komponente jāvērtē kā viens no noteicošajiem elementiem, savukārt pārējās izmaksas tarifu struktūras analizē var aplūkot kopā kā otru elementu. Savukārt, ja ražošanas jaudas ir izvēlētas adekvātas pieprasījumam un ekspluatācijas procesu raksturojošie rādītāji ir optimāli, arī CAPEX un OPEX faktiski ir atkarīgas vairs tikai no tehnoloģijas. Siltumenerģijas ražošanas kopējo izmaksu veidošanās un kurināmā veida izvēles noteicošā loma shematiski redzama 2.1. attēlā.



2.1. att. Siltumenerģijas ražošanas kopējo izmaksu veidošanās shēma.

Tādējādi kurināmā izmaksas neapšaubāmi ir ražošanas tarifa noteicošais elements, taču pārējās ražošanas tarifu veidojošo izmaksu komponentes, lai arī kopumā ir būtiski mazākas nekā kurināmā komponente un lielā mērā ir determinētas no kurināmā veida izvēles, tās tomēr ir atkarīgas no daudziem ārējiem faktoriem, kas katrā konkrētā gadījumā ietekmē to lielumu un attiecīgi arī ražošanas tarifu ar dažādu intensitāti. Tādēļ šo faktoru ietekmju līdzsvarošanai un konsolidēšanai metodes tālākai attīstīšanai tika izvēlēts risinājums – turpmākām analizēm un modelēšanai ieviest ražošanas tarifu raksturojošu bezdimensionālu rādītāju [112].

Par šādu rādītāju tika izvēlēta reālā siltumenerģijas ražošanas tarifa attiecība pret nosacītu efektīvas siltumenerģijas ražošanas etalonu – kurināmā izmaksu komponenti, kāda varētu tikt iegūta t. s. BAT²⁹ katlu mājā. Ieviesto bezdimensionālu lielumu R_{ff} aprēķina pēc 2.1. formulas.

$$R_{ff(i)} = T^{Pr}_{(i)} / C_{bp}^f, \quad (2.1.)$$

²⁹ - Angļu val. *Best available technology* – labākā pieejamā tehnoloģija.

kur $R_{ff(i)}$ – i -tā CSA uzņēmuma ražošanas tarifu raksturojošais bezdimensiju rādītājs;

$T_{pr(i)}$ – i -tā CSA uzņēmuma ražošanas tarifs, EUR/MWh;

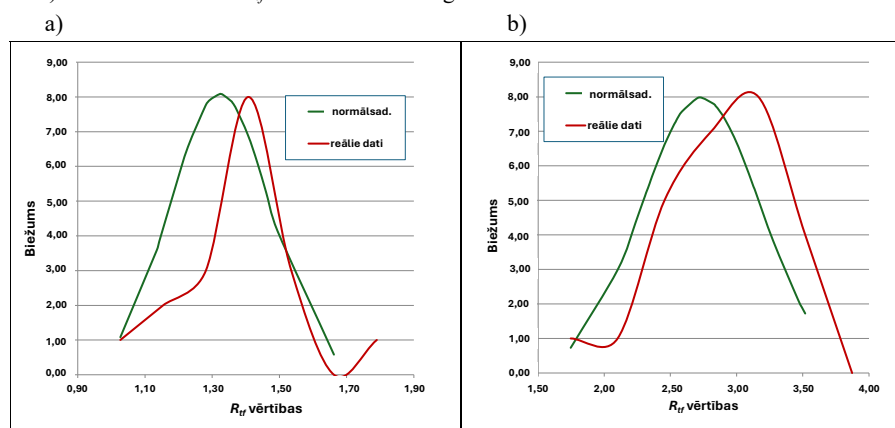
C_{bp} – kurināmā izmaksu komponente, kāda tā būtu BAT siltumavotā, ko aprēķina pēc 2.15. formulas, EUR/MWh.

Rezultātā, siltumenerģijas ražošanas tarifa absolūtās vērtības vietā ieviešot bezdimensiālo lielumu, kas raksturo konkrētā ražotāja kopējo ražošanas izmaksu novirzi no vienkārša efektīvas ražošanas etalona, – kurināmā izmaksu komponentes, kāda varētu tikt iegūta BAT katlu mājā, tiek panākts sekojošais:

- vienkārši un pārskatāmi jebkurš ražošanas tarifs ir salīdzināms ar pašu būtiskāko siltumenerģijas ražošanas līmeņatzīmi – BAT katlumājas ražošanas efektivitātes rādītāju;
- vienkārši un ērti savstarpēji salīdzināmi dažādu CSA uzņēmumu ražošanas tarifi;
- ieviestais siltumenerģijas ražošanas etalons varētu būt ļoti ērts un efektīvs Regulatora instruments CSA uzņēmumu motivēšanai efektivitātes paaugstināšanai (par šī instrumenta praktisko lietojumu skat. 3.6. apakšnodaļā).

Turpinot apstrādāt reālo CSA uzņēmumu datus un aprēķinātās R_{ff} vērtības ar aprakstošās statistikas metodēm, tika novērota būtiska ietekme uz tarifus raksturojošiem rādītājiem atkarībā no siltumenerģijas ražošanā izmantotā kurināmā struktūras. Tika secināts, ka tarifus veidojošajiem parametriem novērojama izteikta tendence grupēties noteiktos diapazonos atkarībā no kurināmā struktūras. Savukārt, analizējot robežgadījumus (CSA uzņēmumi, kas izmanto tikai gāzi vai tikai biomasu) atbilstošās datu izlases, tika novērots, ka R_{ff} biežumu sadalījumiem varētu būt normālā sadalījuma pazīmes [113].

Izmantojot nozīmīgākos aprakstošās statistikas rādītājus (vidējās vērtības, standartnovirzes u. c.) tika uzkonstruētas R_{ff} biežuma līknes. Iegūtās līknes redzamas 2.2. attēlā.



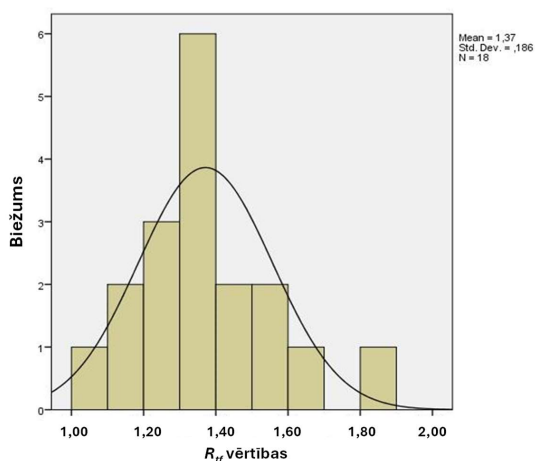
2.2. att. R_{ff} biežumu sadalījumi divām CSA uzņēmumu grupām, kas atšķiras pēc izmantotā kurināmā veida: a) CSA uzņēmumi, kas izmanto tikai dabasgāzi; b) CSA uzņēmumi, kas izmanto tikai biomasu.

Lai pirmajā tuvinājumā novērtētu, vai R_{ff} biežumu sadalījumiem varētu būt novērojamas normālsadalījuma pazīmes, abām izlasēm pie tām pašām standartnovirzēm tika konstruētas biežuma līknes gadījumam, ja R_{ff} biežumi precīzi sekotu normālajam sadalījumam.

Ar šo vienkāršo pieeju varēja nonākt tikai pie vispārējas hipotēzes par R_{ff} abu izlašu iespējamo atbilstību normālajam sadalījumam. Tādēļ tālāk tika veikta padziļināta datu analīze, izmantojot *Statistics package "IBM SPSS Statistics for Windows version 23"* (IBM Corp., Armonk, N. Y., USA).

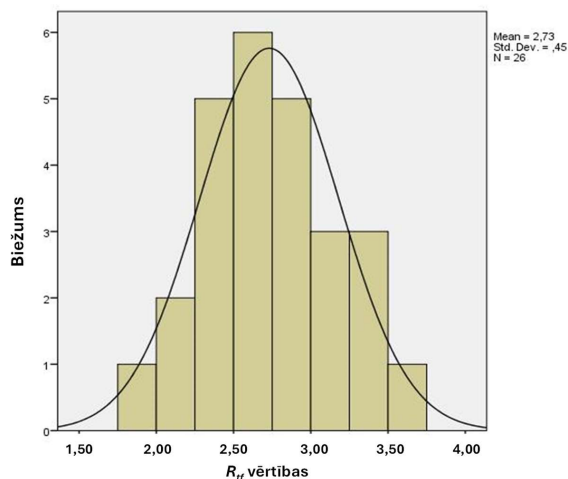
Vispirms, izmantojot Kolmogorova-Smirnova, Šapiro-Vilka un Levina testus, tika pārbaudīts, vai R_{ff} vērtību, kā arī ievadīto izejas datu vērtību, kas aprēķinātas no Latvijas reālu CSA uzņēmumu datiem, atšķirības starp abām izlasēm ir statistiski nozīmīgas. Veiktie testi pierādīja, ka gan R_{ff} , gan abu izlašu izejas datu atšķirības ir statistiski nozīmīgas. Tas nozīmē, ka ir pamatoti veidot atsevišķus līmeņatzīmju algoritmus siltumenerģijas ražošanai no biomasas un dabasgāzes.

Tālāk turpinot datu analīzi, statistisko analīžu testi parādīja, ka nevar noraidīt nulles hipotēzi, ka abās izlasēs R_{ff} vērtību empīriskais sadalījums atbilst normālajam sadalījumam. R_{ff} vērtību sadalījumi ražotājiem, kas izmanto gāzi, un ražotājiem, kas izmanto biomasu, aprēķināti, izmantojot reālo CSA uzņēmumu datus, un redzami attiecīgi 2.3. un 2.4. attēlā.



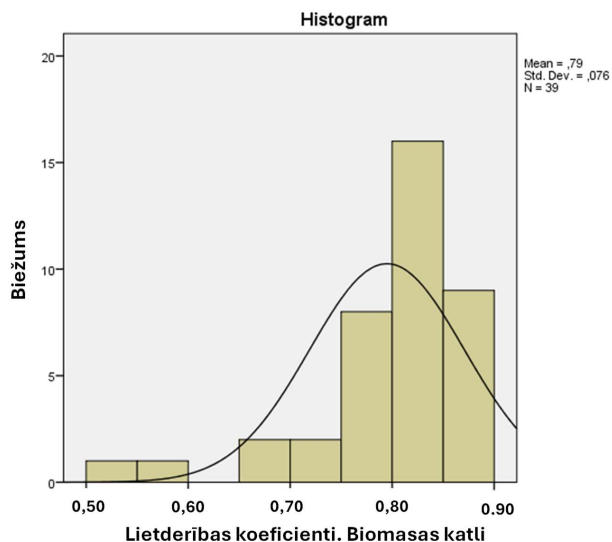
2.3. att. R_{ff} vērtību biežuma histogramma Latvijas CSA uzņēmumiem, kas izmanto dabasgāzi. BAT siltumavota lietderības koeficients pieņemts $\eta_{bp} = 0,92$ (SPSS dati).

Arī siltumenerģijas ražošanas nozīmīgāko tehnisko parametru – lietderības koeficientu un jaudas izmantošanas rādītāja reālo datu analīze un veiktie statistisko analīžu testi liecināja, ka lietderības koeficientiem dabasgāzes katlu mājām un visu siltumavotu jaudas izmantošanas rādītājam izpildās nulles hipotēze – ar 0,95 varbūtību nevar noraidīt, ka šie parametri ir normāli sadalīti.



2.4. att. R_f vērtību biežuma histogramma Latvijas CSA uzņēmumiem, kas izmanto biomasu. *BAT* siltumavota lietderības koeficients pieņemts $\eta_{bp} = 0,85$ (SPSS dati).

Savukārt biomasu izmantojošām katlu mājām nulles hipotēze par lietderības koeficientu vērtību sadalījumu neizpildījās. Taču aplūkojot atbilstošo histogrammu (2.5. attēls), var secināt, ka tā vizuāli atgādina Puasona sadalījuma histogrammu ar nelielu skaitu datu ar ļoti zemām vērtībām – lietderības koeficienti 0,5–0,7.



2.5. att. Lietderības koeficientu biežumu histogramma biomasu izmantojošiem Latvijas CSA uzņēmumiem (SPSS dati).

Jāatzīmē, ka tik neefektīva kurināmā izmantošana kopš 2018.gada 1.janvāra Latvijā nav pieļaujama, jo ar tiesību aktu ir noteikts, ka sabiedriskā pakalpojuma sniedzējam – CSA uzņēmumiem zemākā pieļaujamā lietderības koeficienta vērtība izmantojot cieto kurināmo ir 0,75 [115]. Ņemot vērā, ka par minētās normas izpildes uzraudzību ir atbildīgs Regulators, ir pamats pieņemt, ka attiecīgajiem komersantiem ir uzdots prasībām neatbilstošo siltumavotu efektivitāti paaugstināt. Tādējādi, var pieņemt, ka arī biomasu izmantojošām katlu mājām lietderības koeficienta vērtības visdrīzāk tuvinās normāli sadalītām.

Ar SPSS veikto datu analīžu ievadlielumi un rezultāti pievienoti 2.pielikumā.

Taču par daļu no parametriem, kas ir nepieciešami siltumenerģijas tarifu aprēķināšanai, ne no Regulatora, ne CSA uzņēmumu publiskotas informācijas nav iespējams iegūt pietiekamu apjomu nepastarpinātu un precīzu datu, lai veiktu pietiekami ticamus aprakstošās statistikas aprēķinus un testus datu sadalījumu hipotēžu pārbaudei. Tas attiecas uz parametriem, kas raksturo cenas par precēm, pakalpojumiem, tehnoloģijām, ko CSA uzņēmumi pērk brīvā tirgū no dažādiem piegādātājiem. Tādēļ informācija par šiem parametriem vispārinātu un apkopotu datu formā tika iegūta no dažādiem publiski pieejamiem avotiem:

- par energoresursu cenām un situāciju tirgū Latvijā un globāli - no Regulatora publiskotajiem gāzes, elektrības un koksnes šķeldas tirgus apskatiem [116], kokrūpniecības nozares tirgus pārskatiem [117], Eiropas Enerģijas biržas (*EEX*) datiem un tirgus apskatiem [118], biomasas tirdzniecības platformas *Baltpool* [119], Ziemeļvalstu un Baltijas elektroenerģijas vairumtirdzniecības platformas *Nordpool* datiem [120] un brīvi pieejamas ekonomisko un finanšu datu platformas *Trading economics* [121];
- par siltumenerģijas ražošanas raksturīgiem tehniskajiem parametriem, īpatnējām *OPEX* un *CAPEX* – no Dānijas Enerģētikas aģentūras uzturētā tehnoloģiju datu kataloga [122]; minētais avots uzskatāms par vienu no autoritatīvākajiem datu avotiem šajā jomā, jo ietver plašu, pietiekami detalizētu datu apjomu, ir attīstīts ilgā laika posmā, bet vienlaikus tiek regulāri atjaunināts sekojot tehnoloģiju attīstībai.

No uzskaitītājiem publiski pieejamajiem avotiem nav iegūstami dati par konkrētu CSA uzņēmumu konkrētiem darījumiem – cenu, par kādu iepirkts kurināmais, konkrētā uzņēmuma faktiskajām darbības un uzturēšanas izmaksu pozīcijām, faktiskajiem investīciju apjomiem ražošanas aktīvu izveidei. Tādēļ nav arī iespējams analītiski nonākt pie secinājumiem par šo datu sadalījuma raksturu. Taču no minētajiem avotiem virknei parametru iespējams iegūt vidējos lielumus un raksturīgākos diapazonus. No minētajiem publiskajiem avotiem tika iegūti arī to parametru lielumi, kas ir vienādi visiem analizējamajiem komersantiem, piemēram, dabasgāzes un elektroenerģijas cenas vairumtirgū.

Ņemot vērā to, ka nav iespējas analītiski novērtēt minēto parametru datu sadalījumu, prezumēts, ka arī šie dati ar augstu ticamību ir normāli sadalīti, pamatojoties uz šādiem spriedumiem:

- vispārīgā gadījumā, ja nekas nebūtu zināms par pētāmā parametra vērtību sadalījuma raksturu, varētu pieņemt hipotēzi par šī parametra viennērīgu sadalījumu; pētāmais parametrs tādā gadījumā ar vienādu iespējamību varētu pieņemt jebkuru vērtību no intervāla;

- taču ņemot vērā to, ka lielāko daļu no nezināmajiem datiem determinē dažādas cenas (darbaspēka, materiālu, tehnoloģisko iekārtu), reālā pieredze par cenu veidošanas konkurences apstākļos liecina, ka produkta vai preces cenas tirgū mēdz tiekties uz kādu vidējo visbiežāk sastopamo vērtību un no tās novirzīto vērtību izkliede nav liela – jo tālāk no vidējās vērtības, jo šādi gadījumi sastopami retāk, t. i., cenu vērtību sadalījums tirgū visbiežāk ir tuvs normālajam;
- lielākā daļa dabas un arī cilvēka darbības radīto procesu, kas rezultējas kāda noteikta parametra pietiekami lielā skaitā empīrisku vērtību, visbiežāk ir normāli sadalīti, tādējādi normālajam sadalījumam ir ļoti plašs lietojums [123]; līdz ar to ir maz ticams, ka parametri, kas ietekmē siltumenerģijas tarifu, kam var būt dažādas vērtības tirgus spēku ietekmē, nebūtu pakļauti normālajam sadalījumam.

Ja arī kāda no parametriem faktiskās vērtības nebūtu normāli sadalītas, tās, visticamāk, sadalītas tuvu lognormālajam sadalījumam, kas pamatojams ar to, ka virkne ekonomiskas rakstura parametru reālos apstākļos parasti nemēdz iegūt negatīvas vērtības.

Atsevišķu parametru vērtību sadalījumu funkcionālā forma arī neizmainītu tālāk izklāstītās metodes pamatprincipu, jo Regulatoru rīcībā neapšaubāmi ir visi tarifu ietekmējošo parametru faktiskie dati un, tālāk piedāvāto metodisko pieeju piemērojot praksē, Regulatori var atrast un lietot konkrētā parametra vērtību faktisko sadalījumu.

2.2. Algoritms

Reālo Latvijas CSA uzņēmumu skaits ir galīgs, un tas nozīmē, ka visas reālo datu analīzes tika veiktas, izmantojot galīgas ģenerālkopas, kurās variāciju skaits nepārsniedz dažus desmitus. Šādu salīdzinoši nelielu datu kopu apstrādes rezultātiem parasti novērojamas samērā nozīmīgas nenoteiktības, tādēļ bija nepieciešams risinājums kā, veidojot tarifu līmeņatzīmju modeli, samazināt aprēķinu rezultātu nenoteiktības. Piemērota metode nenoteiktību apstrādei ir Montekarlo simulācija (*MCs*), ko mēdz lietot lai analizētu lielu rezultātu kopu īpašības, kurām ir grūti vai neiespējami izmantot deterministiskās analīzes [124]. Metodes pamatā ir aprēķināmo lielumu simulēšana atbilstoši uzdotam varbūtības sadalījumam, izmantojot lielu skaitu nejauši ģenerētu skaitļu.

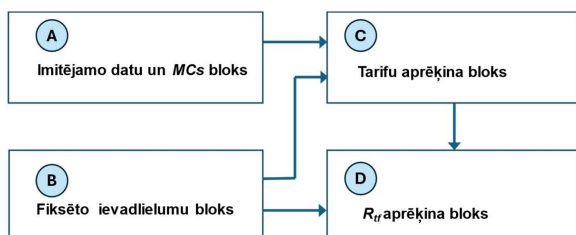
Ņemot vērā to, ka gan reālo siltumenerģijas ražošanas tarifu faktiskos līmeņus raksturojošā bezdimensiju lieluma R_{if} , gan arī tarifa veidošanai nozīmīgo faktoru vērtību varbūtības ar augstu ticamību ir atzīstamas par normāli sadalītām, var prezumēt, ka ar *MCs* metodi ģenerējot pietiekami lielu skaitu šo faktoru vērtību un izmantojot tās ražošanas tarifa T_{pr} aprēķiniem varētu mazināt nenoteiktības un iegūt objektīvāku ainu gan par T_{pr} , gan par R_{if} iespējamajām variācijām un to biežumu varbūtību sadalījumiem [125].

Tādēļ tarifu veidojošo parametru, paša ražošanas tarifa T_{pr} un attiecīgi arī bezdimensiju rādītāja R_{if} vērtību aprēķiniem MS Excel programmā tika izveidots siltumenerģijas ražošanas tarifa līmeņatzīmju aprēķina algoritms, iebūvējot tajā *MCs* moduļus. *MCs* metode līdzīgu nosacījumu gadījumos – augstas nenoteiktības, galīgs reālo datu apjoms, bet ar nosakāmiem sadalījuma likuma parametriem, tiek sekmīgi lietota dažādu procesu modelēšanā, tostarp enerģētikas nozarē izmaksu un cenu analīzei un prognozēšanai nenoteiktības apstākļos,

piemēram, elektroenerģijas biržas cenu modelēšanā [126], slānekļa gāzes biznesa analīzē [127], atlikuma siltuma cenošanas un iekļaušanas tirgū scenāriju modelēšanā [128].

Ņemot vērā secinājumus no reālo datu analīzes par to, ka ir pamatoti veikt atšķirīgus aprēķinus siltumenerģijas ražošanas tarifiem ja tiek izmantota dabasgāze vai biomasa, aprēķina algoritms ir pielāgots divu atšķirīgu aprēķinu veikšanai, vienlaikus saglabājot nemainīgus aprēķina algoritma pamatprincipus.

Tarifu veidojošo parametru simulācijas un aprēķina algoritma blokshēma redzama 2.6. attēlā, un tā ietver četrus tālāk aprakstītos blokus.



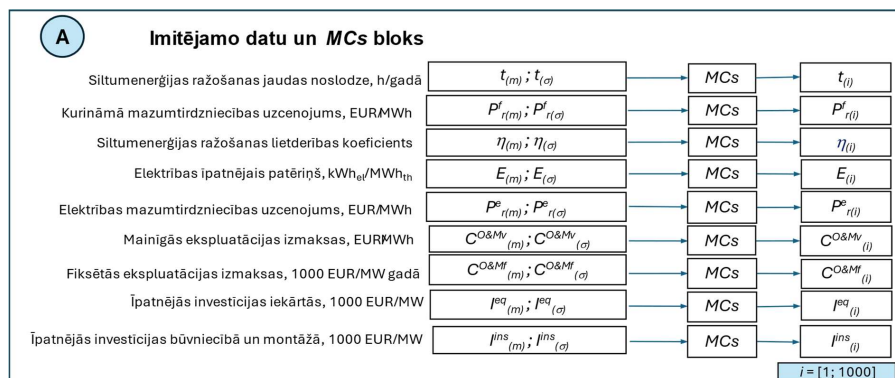
2.6. att. Siltumenerģijas ražošanas tarifu līmeņatzīmju aprēķina algoritma blokshēma

Imitācijas aprēķinu datu ievades bloks

Šajā blokā iekļauti tie tarifu veidojošie parametri, kas katra atsevišķa CSA uzņēmuma gadījumā var pieņemt individuālo vērtību, tādējādi veidojot ģenerālkopu. Katram no šajā ievades blokā ietvertajiem parametriem tiek ievadīta vidējā vērtība un standartnovirze, kas tiek tālāk izmantotas MCs iegūstot katram parametram simulēto variāciju kopu.

Ievadāmie dati iegūti, izpētot veikto reālo CSA uzņēmumu datu analīzes, ja šādi dati bija pieejami, vai arī no iepriekšminētajiem publiskajiem datu avotiem.

Simulējamo parametru datu ievades bloks redzams 2.7.attēlā, tālāk modeļa algoritma principu aprakstā sniegta katra parametra raksturojums, datu avoti un interpretēta tā nozīme līmeņatzīmju aprēķina modelī.

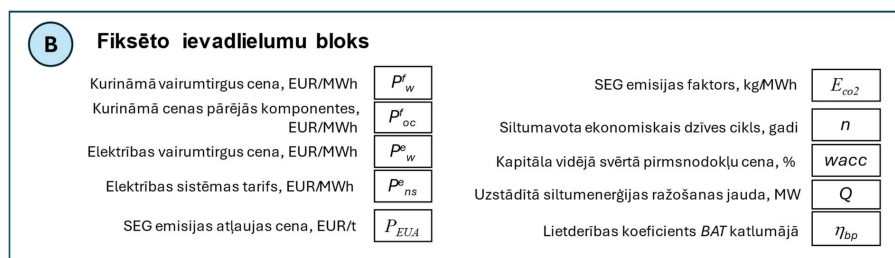


2.7. att. Imitējamo parametru datu ievades un MCs bloks

Katram no šiem parametriem veicot aprēķinus ar modeli, tika veikts 1000 simulāciju, iegūstot 1000 vērtību, t. i. $i = [1; 1000]$. Tādējādi šie rezultāti reprezentē 1000 simulētu CSA uzņēmumu datus.

Ievadāmo fiksēto parametru bloks

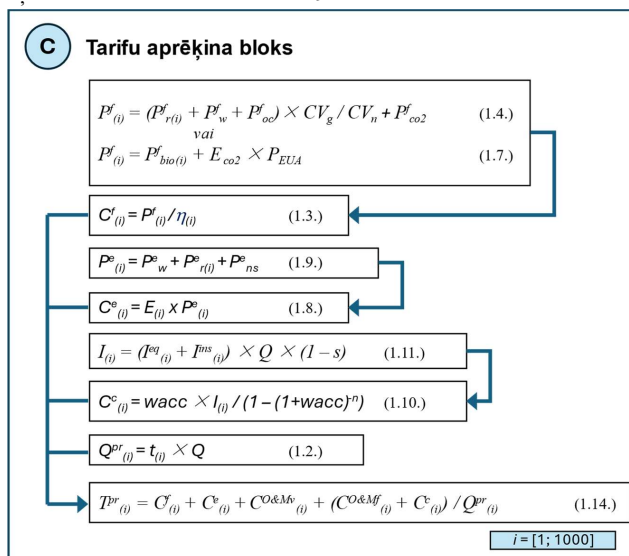
Šajā blokā ietverti tie līmeņatzīmju aprēķina modelī ievadāmie parametri (2.8. att.), kuru vērtības reālajos apstākļos visiem CSA uzņēmumiem atšķiras ļoti nenozīmīgi un tādēļ modelī var pieņemt, ka visiem CSA uzņēmumiem tās noteiktā laika periodā ir vienādas. Tādējādi šo parametru vērtības, lietojot modeli, tiktu fiksētas kādā noteiktā laika posmā, piemēram, gadā, ja makroekonomiskā situācija ir salīdzinoši līdzsvarota, vai arī uz nenoteiktu laiku, t. i., vērtības tiktu mainītas, notiekot krasām izmaiņām ārējā ekonomiskajā un finanšu vidē, kā tas bija novērojams 2022. gadā.



2.8. att. Fiksēto ievadlielumu bloks

Tarifa aprēķina bloks un R_f aprēķina bloks

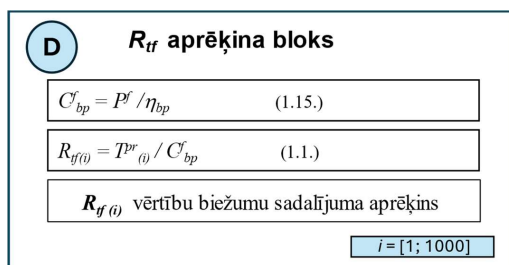
Tarifu aprēķina bloka struktūra redzama 2.9. attēlā.



2.9. att. Tarifu aprēķina bloks

Tarifa aprēķina formulu blokā iekļautas tradicionālās siltumenerģijas ražošanas tarifa aprēķina formulas, kas nepieciešamas, lai, izmantojot fiksētos ievaddatus un parametrus, kuriem modelī tiek ievadītas ar *MCs* iegūtās datu kopas, aprēķinātu atsevišķus starprezultātus, siltumenerģijas ražošanas tarifa komponentes, to summu un – rezultātā – R_{if} datu kopu.

Aprēķins noslēdzas ar R_{if} aprēķina bloku, kurā tiek aprēķināta kurināmā izmaksu komponente *BAT* katlu mājā C_{bp}^f , R_{if} vērtības un šo vērtību biežuma sadalījums (2.10. att.).



2.10. att. R_{if} aprēķina bloks

Visiem šiem parametriem (izņemot kurināmā komponenti *BAT* katlu mājā) aprēķināto rezultātu kopu lielumi atbilst ar *MCs* iegūto ievades datu kopu lielumam, t. i. $i = [1; 1000]$.

2.3. Parametri un dati līmeņatzīmju aprēķinam

Līmeņatzīmju modelī ievadāmie dati ir iegūti no dažādiem avotiem un turklāt virknei datu tika veikta sākotnēja apstrāde un sagatavošanas aprēķini, lai samazinātu to aprēķina soļu skaitu, kuros modelī aprēķini tiek veikti ar parametru vērtību kopām uzdoto lielumu, t. i. 1000 vērtībām. Tālāk izklāstīta sākotnējo sagatavošanas aprēķinu būtība, pieeja ievadāmo datu izvēlei un lietderīgo ierobežojumu ieviešanai. Savukārt ievadāmie dati ar skaitliskām vērtībām līmeņatzīmju aprēķina piemēram trīs scenārijos pievienoti 3.pielikumā.

Siltumenerģijas apjoms, uzstādītā jauda, uzstādītās jaudas noslodze

Siltumenerģijas ražošanas apjoms ir kritiski svarīgs parametrs siltumenerģijas ražošanas tarifa noteikšanai, jo no tā ir tieši atkarīgs fiksēto izmaksu komponentu lielums tarifā. Fiksēto izmaksu īpatsvars siltumenerģijas ražošanas procesā parasti ir no 15–20 % (izmantojot dabasgāzi) līdz 40–60 % (izmantojot biomasu). Attiecīgi, siltumenerģijas ražošanas apjoma izmaiņas par kādu relatīvu lielumu, faktisko ražošanas tarifu ietekmētu tik pat būtiski cik kopējo fiksēto izmaksu izmaiņas par tādu pašu relatīvu lielumu pretējā virzienā. T. i. vienkāršotā piemērā, ja siltumenerģijas ražošanas apjoms samazinātos par 10 %, tas atstātu tādu pašu ietekmi uz tarifu kā visu fiksēto izmaksu pieaugums par 10 %. Ja šajā katlu mājā izmanto biomasu, tad ražošanas tarifs gan vienā, gan otrā gadījumā būtu jāpaaugstina par 5–6 %. Jāpiezīmē, ka fiksēto izmaksu pieaugums par 10 % būtu visai nozīmīgs un ne pārāk bieži novērojams, jo šī izmaksu grupa parasti nav pakļauta straujām svārstībām, jo *CSA* uzņēmumi to spēj kontrolēt un tā būtiski mainās galvenokārt tikai pēc apjomīgu investīciju veikšanas.

Savukārt siltumenerģijas apjoma izmaiņas par 10 %, lai arī apjomīgas, nav vērtējams kā neparastas un faktiski nav atkarīgas no CSA uzņēmuma darbībām.

Nepieciešamā siltumenerģijas ražošanas apjoma lielāko daļu veido siltumenerģijas lietderīgais pieprasījums, ko ietekmē daudzi objektīvi un no CSA uzņēmuma neatkarīgi faktori. Piemēram, siltumenerģijas patērētāju struktūra (dzīvojamās, sabiedriskās, komerciālās ēkas), un no tās atkarīgs atšķirīgs siltumenerģijas patēriņa režīms, patērētāju veiktajiem ēku efektivitātes pasākumiem, un paradumiem, tostarp no dzīves līmeņa izrietošām komforta prasībām, faktiskajiem klimata parametriem konkrētajā ģeogrāfiskajā lokācijā, **aktīvo patērētāju** aktivitātēm u. c. [129].

Šie faktori, katrā CSA sistēmā ir atšķirīgi un to ietekmes rezultātā pirmskietami vienādu objektu siltumslodzes un patēriņi var būtiski atšķirties. Piemēram, Latvijas klimatiskajos apstākļos temperatūras starpības starp iekštelpu un āra gaisu izmaiņa par 1 °C izmaina siltumenerģijas patēriņu apkurei par 5 %. Savukārt apkures vajadzībām tiek patērēts aptuveni 2/3 no lietderīgā siltumenerģijas patēriņa ēkās. Tādējādi, ja kādas ēkas iemītnieki energotaupības nolūkos izlemj pazemināt iekštelpu temperatūru par 1 °C, tad šīs ēkas siltumenerģijas patēriņš gadā būs par vismaz 3 % mazāks nekā absolūti identiskai ēkai, kurā temperatūra netika pazemināta.

Kā izejas lielumu patērētāju siltumenerģijas pieprasījuma noteikšanai vispārīgā gadījumā vajadzētu izmantot siltumslodzi. Taču veicot datu izgūšanu no publiski pieejamajiem avotiem, tika secināts, ka šī lieluma korektas vērtības, kas pietiekami ticami reprezentētu reālas CSA sistēmas nav iegūstamas. Pirmskietami ticami dati varētu būt iegūstami par atsevišķām pēdējos gados projektētām un būvētām ēkām. Taču lielākā daļa no CSA sistēmām pieslēgtajām ēkām Latvijā ir projektētas un būvētas pirms 40–60 gadiem Latvijas okupācijas laikā. To tehniskā dokumentācija ir iztrūkstoša, neatbilstoša, novecojusi un lielai daļai ēku faktiskais izpildījums ir sliktāks kā standartizētajā projektu dokumentācijā paredzēts [130]. Turklāt šajā ilgajā ekspluatācijas laikā ēkās notikušas arī izmaiņas, pārbūves, dažviet veikti atsevišķi energoefektivitātes pasākumi. Minēto iemeslu dēļ, veidojot modeli bija jāatsakās no tradicionālā siltumenerģijas pieprasījuma aprēķina, kā izejas lielumu lietojot siltumslodzi.

No otras puses, gandrīz viss enerģiju patērējošo ēku kopums ir aprīkots ar siltumenerģijas patēriņa uzskaites ierīcēm, kas nodrošina, ka CSA uzņēmumu publiski pieejamā informācija [105] par kopējo lietderīgo siltumenerģijas patēriņu konkrētā CSA sistēmā ir korekta un ticama. Tāpat no minētajiem avotiem tika izgūta informācija par siltumenerģijas ražošanas apjoma otru sastāvdaļu - siltumenerģijas zudumiem tīklos un secināts, ka Latvijas CSA sistēmās relatīvā izteiksmē tie ir aptuveni 10–25 % no CSA tīklos nodotā (siltumavotos saražotā) apjoma. Tādējādi, tika iegūta pietiekama korekta informācija par siltumenerģijas ražošanas faktiskajiem apjomiem reālajās CSA sistēmās.

Kā jau minēts, siltumenerģijas lietderīgo pieprasījumu nosaka daudz un dažādi faktori, kas katrā konkrētajā CSA sistēmā ir specifiski. Tāpat arī siltumenerģijas zudumi tīklos ir atkarīgi no tīklu tehniskā stāvokļa, to ģeometriskās konfigurācijas īpatnībām un citiem faktoriem katrā konkrētajā sistēmā. Taču, lai izveidotu siltumenerģijas ražošanas tarifu līmeņatzīmju simulācijas modeli, bija jāatsakās no reālo sistēmu absolūtajiem rādītājiem un jāmeklē iespēja vispārināt siltumenerģijas pieprasījuma definēšanu. Ņemot vērā, ka ticami siltumslodžu

rādītāji, kas ļautu vispārināti definēt siltumenerģijas apjomus no pieprasījuma puses, nav pieejami, taču no siltumenerģijas ražotāju reģistra [106] iegūstama informācija par siltumenerģijas ražošanas uzstādītājam jaudām, katrai analizējamam datu kopā iekļautajai CSA sistēmai tika aprēķināts uzstādītās ražošanas jaudas izmantošanas rādītājs t . Veiktā datu analīze liecināja, ka tā vidējā vērtība analizējamā datu kopā ir 1492 h un šis lielums ar varbūtību 0,95 ir normāli sadalīts (skat. 2.pielikumu). Veicot šī lieluma vērtību MCs tiek iegūta datu kopa, kas ir pietiekami reprezentatīva un ticami raksturo siltumenerģijas pieprasījumu dažādās CSA sistēmās, jo faktiski ir rezultējošs rādītājs visiem faktoriem (klimatiskajiem, energoefektivitātes, CSA tīklu stāvokļa, patērētāju struktūras un uzvedības, u. c.), kas gan palielina, gan samazina siltumenerģijas pieprasījumu reālās CSA sistēmās. Šis rādītājs galvenokārt ir atkarīgs no procesiem siltumenerģijas patēriņa pusē. Var prognozēt, ka reālajās CSA sistēmās dominējošā tendence tam būs pakāpeniski samazināties energoefektivitātes pasākumu, **aktīvo patērētāju** un energokopienų attīstības rezultātā, CSA tīklu efektivitātes uzlabošanas, depopulācijas u.c. faktoru ietekmē. Savukārt raugoties no siltumenerģijas ražotāja viedokļa jo augstāks šis rādītājs, jo efektīvāk tiek noslogoti ražošanas aktīvi. Taču ražotājs šo rādītāju nevar kontrolēt un ietekmēt pastāvīgi, bet gan tikai pakāpienveidīgi pēc samērā gariem aktīvu ekspluatācijas laika posmiem pārskatot un samazinot ražošanas aktīvu sastāvu.

Reālajās CSA sistēmās nav iespējams, ka uzstādītās jaudas izmantošanas rādītājs varētu iegūt negatīvu vērtību. Tāpat realitātē nav iedomājama CSA sistēma, kurā uzstādītās ražošanas jaudas izmantošanas rādītājs būtu izteikti zems un sasniegtu tikai dažus simtus h gadā. Turklāt Regulators ar pašreizējo tarifu regulēšanas metodiku [21] stimulē CSA uzņēmumus neuzturēt liekas ražošanas jaudas, nosakot, ka tarifā atļautā rentabilitāte var sasniegt maksimālo vērtību, ja uzstādītās jaudas izmantošanas rādītājs t ir vismaz 1200 h gadā.

No līmeņatžīmju modeļa izveides mērķa – izveidot efektīva siltumapgādes tirgus apstākļu simulācijas modeli, kurā vienlaikus būtu iestrādāti arī ērti rīki Regulatoram šī tirgus procesu mērķtiecīgai virzīšanai, secināms, ka ražošanas aktīvu noslodzes rādītāja vērtībām modelī, no vienas puses, ir jāatspoguļo tirgus realitāte, bet, no otras puses, šis rādītājs ir jāizmanto kā kritiski svarīgs Regulatora instruments aktīvu efektīvas izmantošanas stimulēšanai. Tādēļ modeļa testēšanu MCs ievadāmo lielumu izvēlei lietota šāda pieeja:

- kā uzstādītās jaudas izmantošanas rādītāja vidējā vērtība $t_{(m)}$ lietota vidējā vērtība, kas iegūta, analizējot reālu uzņēmumu datus; tādējādi tiek nodrošināta simulēto vērtību kopas sasaiste ar reālajiem apstākļiem;
- savukārt uzstādītās jauda izmantošanas rādītāja standartnovirze $t_{(σ)}$ pieņemta kā starpība starp $t_{(m)}$ un Regulatora jau pašlaik noteikto jaudas efektīvas izmantošanas kritēriju; šī izvēle nodrošina gan modeļa sasaisti ar realitāti, jo Regulatora noteiktais kritērijs jau praksē darbojas – CSA uzņēmumiem tas ir zināms un tie ir ieinteresēti to pārsniegt, gan arī nodrošina to, ka Regulators šo lielumu varētu turpināt izmantot kā efektivitāti stimulējošu rīku.

Izmantojot uzstādītās ražošanas jaudas izmantošanas rādītāja ar MCs iegūtās i vērtības, pēc 2.2. formulas modelī tiek aprēķinātas saražotās siltumenerģijas apjoma vērtības.

$$Q^{pr}_{(i)} = t_{(i)} \times Q, \quad (2.2.)$$

kur $Q^{pr(i)}$ – siltumavotā saražotais siltumenerģijas apjoms, MWh;

$t_{(i)}$ – siltumavotā uzstādītās jaudas izmantošanas rādītājs, h;

Q – uzstādītā siltumenerģijas ražošanas jauda, MW.

Vispārīgā gadījumā modelis darbojas ar pieņēmumu, ka uzstādītā ražošanas jauda $Q = 1$ MW, taču fiksēto ievadlielumu blokā iespējams ievadīt jebkādu uzstādītās ražošanas jaudas vērtību, ja modeļa precīzākam lietojumam simulācijas paredzēts veikt dažādiem uzstādītās jaudas diapazoniem, vienlaikus attiecīgi mainot simulējamo ievadlielumu blokā ievadāmās vērtības tiem parametriem, kam praksē novērojams mēroga efekts, piemēram, īpatnējām investīcijām iekārtās I_{ms} vai fiksētajām darbības izmaksām $C^{O\&Mf}$.

Kurināmā izmaksas

Kurināmā izmaksu komponente tarifu aprēķina formulu blokā tiek aprēķināta pēc 2.3. formulas.

$$C_{(i)}^f = P_{(i)}^f / \eta_{(i)}, \quad (2.3.)$$

kur $C_{(i)}^f$ – kurināmā izmaksas, EUR/MWh;

$P_{(i)}^f$ – kurināmā cena brīdī, kad tas tiek ievadīts katlā, EUR/MWh;

$\eta_{(i)}$ – siltumenerģijas ražošanas lietderības koeficients.

Siltumenerģijas lietderības koeficienta $\eta(i)$ vērtības tiek iegūtas MCs.

Tarifu aprēķina blokā tiek lietota kurināmā cena $P_{(i)}^f$, kas reprezentē kurināmā izmaksas brīdī, kad tas tiek ievadīts katlā, t. i. šajā cenā ir iekļautas visas izmaksas kurināmā transportēšanai līdz katlu mājai, ar kurināmā izmantošanu saistītie nodokļi u.tml. izmaksas. Tādēļ kurināmā cenai pirms ievadīšanas tarifu aprēķina blokā tiek veikti ievadāmo datu sagatavošanas aprēķini. Kā jau iepriekš secināts no datu analīzes, pastāv būtiskas atšķirības starp dabasgāzi vai biomasu izmantojošo uzņēmumu datu un, attiecīgi, arī rezultātu – ražošanas tarifa T_{pr} un bezdimensionālā lieluma R_{ft} ģenerālkopām. Tādēļ modelī tika izveidoti divi nesaistīti aprēķinu algoritmi – siltumenerģijas ražošanai izmantojot gāzi vai biomasu. Šis nošķirums bija nepieciešams ne tikai kurināmā izmaksu aprēķiniem, bet arī lielai daļai citu ievadāmo parametru.

Ja siltumenerģijas ražošanai izmanto dabasgāzi, tad tarifu aprēķina modelī lietojamo kurināmā cenu nosaka, izmantojot 2.4. formulu.

$$P_{(i)}^f = (P_{r(i)}^f + P_w^f + P_{oc}^f) \times CV_g / CV_n + P_{co2}^f, \quad (2.4.)$$

kur $P_{(i)}^f$ – dabasgāzes cena ievadīšanas katlā brīdī, EUR/MWh;

$P_{r(i)}^f$ – dabasgāzes mazumtirdzniecības uzcenojums jeb marža, EUR/MWh;

P_w^f – dabasgāzes vairumtirdzniecības cena, EUR/MWh;

P_{oc}^f – pārējo dabasgāzes cenas komponentu summa, EUR/MWh;

CV_g ; CV_n – dabasgāzes augstākā (*gross*) un zemākā (*net*) sadegšanas siltumspēja atbilstoši ISO standartam 6976:2016 [131], MWh/1000 m³;

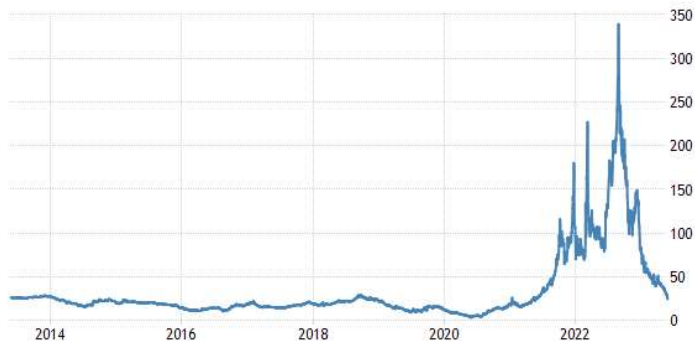
P_{co2}^f – siltumnīcefekta gāzu emisijas atļaujas izmaksu komponente, EUR/MWh.

Dabaszgāzes mazumtirdzniecības marža $P^{fr}(i)$ ir vienīgais elements gāzes cenas aprēķinā, kuram tiek veikta MCs , jo pieņemts, ka gāzes piegādes līgumos atsevišķas niansas katram atsevišķam komersantam var atšķirties, jo tirgū dabaszgāzi piedāvā vairāki savstarpēji samērā asi konkurējoši tirgotāji ar atšķirīgām riska apetītēm, piegādes līgumi ir slēgti atšķirīgos laika brīžos, līgumos var būt pēc dažādiem principiem un uz dažādiem termiņiem fiksētas cenas vai arī brīvi svārstīgas atbilstoši Eiropas gāzes tirgus indeksiem. Tomēr vienlaikus, ņemot vērā publiski pieejamos gāzes tirgus apskatus, var secināt, ka mazumtirdzniecības maržu diapazons nav pārāk plašs un ļoti niecīgi vai arī ļoti augsti uzcenojumi virs gāzes vairumtirdzniecības cenām Eiropas gāzes tirdzniecības platformās sastopami visai reti, vairumā gadījumu maržas tiecas uz kādu vidējo vērtību. Tas izskaidrojams ar labi integrēto kopējo Latvijas, Igaunijas, Somijas tirgus zonu, kurā visiem tirgotājiem ir vienlīdzīga pieceja gan šo trīs valstu vienotās pārvades sistēmas ieejas/izejas punktiem, gan pazemes gāzes krātuvei Latvijā. Ņemot vērā to, ka fiziski dabaszgāzes piegādes minētajai vienotajai zonai iespējamas tikai sašķidrinātās dabaszgāzes (LNG) formā no Somijas LNG termināļa “*Inkoo*” vai caur Lietuvas/Latvijas robežpunktu no Lietuvas LNG termināļa Klaipēdā, reģionā strādājošie gāzes vairumtirgotāji un mazumtirgotāji darbojas ļoti līdzīgos apstākļos, attiecīgi cenu novirzes no vidējām vērtībām nav lielas.

Jāpiezīmē, ka gadījumā, ja Regulators izvēlētos pielietot piedāvātā tarifu līmeņatzīmju algoritma principus, tad tam būs iespējams MCs veikt, izmantojot ļoti korektus ievadāmos datus (mazumtirdzniecības uzcenojuma vidējo vērtību un standartnovirzi), jo Regulatoram ir pilna informācija par gāzes tirdzniecības darījumiem gan no gāzes tirgotāju, gan no gāzes pircēju – CSA uzņēmumu atskaitēm.

Baltijas dabaszgāzes tirgū vairumā mazumtirdzniecības līgumu kā nozīmīgākais cenu veidojošais elements tiek lietota atsauce uz dabaszgāzes vairumtirdzniecības cenu P^f_w kādā no Eiropas gāzes tirdzniecības platformām. Baltijas dabaszgāzes tirgus ir atvērts salīdzinoši nesen un pirmajos gados samērā bieži tika lietoti cenu indeksi Vācijas dabaszgāzes tirdzniecības biržā *Gaspool*, kas kopš 2021.gada ir transformējies par *THE (Trading Hub Europe)*. Tomēr pēdējos gados aizvien vairāk tiek dota priekšroka dabaszgāzes cenu indeksiem Nīderlandes dabaszgāzes tirdzniecības biržā *TTF (Title Transfer Facility)*, kas ir viena no trīs Eiropā nozīmīgākajiem dabaszgāzes cenu veidošanās punktiem.

Dabaszgāzes vairumtirdzniecības cena ir no tās atsevišķa patērētāja, vai pat patērētāju grupas absolūti neatkarīgs un mainīgs ārējais lielums, kas reaģē tikai uz globāliem objektīviem (klimata apstākļi, ekonomiskās izaugsmes rādītāji, enerģētikas politikas izmaiņas, nozīmīgi ģeopolitiski procesi) vai dažkārt spekulatīviem procesiem. Līdzšinējā pieredze liecina, ka nav identificējamās kādas noteiktas tās veidošanās likumsakarības un vāji izpildās pat visautoritatīvākās prognozes. Piemēram, pēdējo divu trīs gadu laikā gāzes cenas oscilācijas vērojamas milzīgā diapazonā 9–345 EUR/MWh (2.11. att.).



2.11. att. Dabaszgāzes cenu (nākamā mēneša nākotnes līgumu — *Futures*) svārstības *TTF* tirdzniecības platformā 10 gadu laikā, EUR/MWh (avots: *Trading economics* [121])

Ja 2.11. attēlā redzami cenas rekordlīmeņi 2022.gadā skaidrojami ar tirgus reakciju uz Krievijas iesākto karu Ukrainā un atsevišķu ierasto piegādes ķēžu sabrukumu, tad 2020.–2021. gadā novērotajai cenas tendencei skaidrojumu rast grūti.

Tādēļ tarifa līmeņatzīmju aprēķina algoritmā pieņemts, ka, modelējot tarifu līmeņus kādam noteiktam laika posmam, gāzes vairumtirdzniecības cena šajā laika posmā ir vienāda visiem CSA uzņēmumiem. Attiecīgi modelī tā ir iebūvēta kā viena atsevišķi ievadāma konstante, kas pēc vajadzības maināma, ja mainās izvēlētais gāzes cenu indekss. Modeļa aprēķina piemēros pieņemts lietot *TTF* cenu indeksu. Atkarībā no modeļa lietojama mērķa pēc vajadzības var tikt lietoti arī dažādas tā vērtības, ja:

- jāanalizē situācija iepriekšējos periodos, tad ievada vidējo lielumu attiecīgajā periodā no tirdzniecības platformu vēsturiskās statistikas;
- jāmodelē situācija nākotnē, piemēram uz nākamo gadu, tad jālieto nākotnes darījumu cenas, kādās tās ir analīzes veikšanas brīdī.
- nepieciešams novērtēt situāciju kā reālā laika **momentuzņēmumu**, tad piemērota ir tekošās dienas cena.

Pārējo dabaszgāzes cenas komponentu summa P_{oc}^f sastāv no vairākiem elementiem un to aprēķina veicot datu sagatavošanas aprēķinu pēc 2.5. formulas.

$$P_{oc}^f = P_{sys}^f + P_T^f, \quad (2.5.)$$

kur P_{oc}^f – dabaszgāzes cenas pārējo komponentu summa, EUR/MWh;

P_{sys}^f – dabaszgāzes piegādes sistēmas izmantošanas tarifu summa, kas ietver dabaszgāzes pārvades, uzglabāšanas un sadales tarifus, kas ir regulēti, tādēļ noteiktā laika posmā nemainīgi un vienādi visiem gāzes piegādes sistēmas lietotājiem, EUR/MWh;

P_T^f – akcīzes nodoklis dabaszgāzei, EUR/MWh.

Tarifu aprēķina modelī kurināmā patēriņa, attiecīgi – arī izmaksu aprēķinu ērtāk ir veikt, izmantojot zemāko dabaszgāzes sadegšanas siltumspēju. Savukārt dabaszgāzes tirdzniecībā un

sistēmas tarifu noteikšanā tiek lietota gāzes augstākā siltumspēja. Tādēļ kopējai dabasgāzes cenai pirms ievadīšanas tarifu modelī tiek veikts pārrēķins no augstākās uz zemāko siltumspēju.

Izmantojot fosilo kurināmo un kopš 2023. gada 1. janvāra arī biomasu, ja enerģijas ražotājam nav iespējams pierādīt tās izcelsmes atbilstību EK AER izmantošanas veicināšanas direktīvā [72] noteiktajām prasībām, ir jāiegūst SEG emisiju atļaujas atbilstoši kurināmā sadedzināšanas procesā emitētajam CO₂ apjomam, t. i., jāpiedalās Eiropas Emisiju tirdzniecības sistēmā (ETS).

Siltumenerģijas ražošanai bija dots samērā ilgs pārejas periods, kad SEG emisiju atļaujas vajadzīgajā apjomā tika saņemtas bez maksas, taču šis bezmaksas apjoms ik gadu tika pakāpeniski samazināts, un pašlaik tas līdz 2030. gadam noteikts 30 % apmērā no nepieciešamā atļauju daudzuma. Attiecīgi pārējais emisijas atļauju apjoms ir jāiegādājas tirgū. Rezultātā nepieciešamo emisijas atļauju iegāde veido papildu izmaksu komponenti, kas jāieskaita kurināmā cenas aprēķinā. Šo komponenti aprēķina pēc 2.6. formulas.

$$P_{co2}^f = E_{co2} \times P_{EUA} \times (1 - k) / 1000, \quad (2.6.)$$

kur P_{co2}^f – SEG emisijas atļauju iegādes komponente, EUR/MWh;

E_{co2} – emisijas faktors, kura vērtība tiek izvēlēta atbilstoši [132], kg/MWh;

k – bezmaksas emisiju atļauju piešķiruma koeficients atbilstoši EK tiesību aktos par SEG emisiju atļauju tirdzniecību noteiktajam [74], [133];

P_{EUA} – SEG emisijas atļaujas cena, EUR/t.

Ja emisijas faktoru un bezmaksas atļauju piešķiruma koeficientu var uzskatīt par konstanti, tad P_{EUA} ir mainīgais, kura vērtība veidojas ārējā vidē un ir visai svārstīga, tomēr ar samērā skaidri saredzamu pieauguma tendenci pēdējos gados (2.12. att.).



2.12. att. SEG emisiju atļauju cenas svārstības 10 gadu laikā, EUR/t (avots: *Trading economics* [121])

SEG emisiju atļaujas cenai nav jēgpilni veikt statistisko analīzi, meklēt sadalījums un likumsakarības. Šī lieluma svārstības un tendences nepakļaujas ne statistiskām likumsakarībām un pat ne stohastiskiem procesiem brīvos tirgos, jo SEG emisiju atļauja ir ar politiskiem

lēmumiem veidots finanšu produkts apgrozībai politiski izveidotā kvazitirgū jeb faktiski parasfiskāls instruments fosilo energoresursu izmantošanas sadārdzināšanai.

Emisijas atļaujām līdzīgi kā jebkuram produktam tirgū ir pieprasījums un piedāvājums un pirmsšķietami uz tiem darbojas līdzīgi spēki kā brīvā tirgū. Taču faktiski abas puses tiek manipulētas ar leģitīmiem politiskiem instrumentiem:

- pieprasījums ir radīts ar tiesību aktiem nosakot, ka virknei subjektu šis produkts ir obligāti jāizmanto, t. i., jāiegādājas SEG emisiju atļaujas, lai varētu veikt savu komercdarbību; turklāt ik pa laikam pieprasījums tiek mākslīgi palielināts, gan iekļaujot obligātajā tirgū jaunus dalībniekus, gan pakāpeniski samazinot bezmaksas kvotu piešķirumus, kā tas ir noteikts siltumapgādes nozarei;
- piedāvājuma ietekmēšanai ir paredzēta t. s. **stabilizācijas rezerve**, tās mērķis ir izņemt no tirgus kādu apjomu emisiju atļauju, ja klimata politikas veidotāju ieskatā SEG emisijas atļaujas cenas ir pārāk zemas; šis instruments ir vairākkārtīgi piemērots praksē un šķiet, ka devis labus rezultātus, ko var secināt no pakāpienveidīgiem cenas pieaugumiem 2019. un 2021. gadā; nevar gan izslēgt, ka uz SEG emisiju atļauju cenas svārstībām ietekmi atstāj arī finanšu spekulanti, kas cikliski pārvieto naudas līdzekļus tradicionāli starp uzņēmumu akcijām, energoresursiem, metāliem, pārtiku.

Tādējādi jāpieņem, ka lai arī ka politiskais kurss ir vērsts uz SEG emisiju atļauju cenas audzēšanu, mēģināt to kvantitatīvi prognozēt nav lietderīgi. Tādēļ modelējot tās vērtība analogi kā kurināmā cena jāievada modelī atbilstoši modelēšanas mērķim un situācijai, kas ir emisiju atļauju tirgū brīdī, kad tiek veikta modelēšana.

Izmantojot biomasu, modelī ievadāmās kurināmā cenas aprēķina ir formula ir daudz vienkāršāka (2.7. formula):

$$P_{(i)}^f = P_{bio(i)}^f + E_{co2} \times P_{EUA}, \quad (2.7.)$$

kur $P_{(i)}^f$ – kurināmā cena brīdī, kad tas tiek ievadīts katlā, EUR/MWh;

$P_{bio(i)}^f$ – biomasas pārdošanas cena ar piegādi siltumavotā; šim lielumam tiek veikta MCs , kā izejas datus lietojot informāciju par biomasas tirgu, EUR/MWh.

Savukārt saskaitāmais $E_{co2} \times P_{EUA}$ jālieto gadījumā, ja tirgū nav pieejama EK AER izmantošanas direktīvā [72] noteiktajām ilgtspējas prasībām atbilstoša biomasas un siltumenerģijas ražotājam ir jāpērk SEG emisijas atļaujas.

Elektroenerģijas izmaksas

Elektroenerģijas izmaksu komponente tarifu aprēķina blokā tiek aprēķināta pēc 2.8. formulas.

$$C_{(i)}^e = E_{(i)} \times P_{(i)}^e, \quad (2.8.)$$

kur $C_{(i)}^e$ – elektroenerģijas izmaksu komponente, EUR/MWh_{el};

$E_{(i)}$ – elektroenerģijas īpatnējais patēriņš siltumenerģijas ražošanai, kWh_{el} / MWh_{th};

$P_{(i)}^e$ – elektroenerģijas kopējā cena EUR/MWh_{th}.

Elektroenerģijas īpatnējā patēriņa vērtības tiek iegūtas ar MCs , kurā ievaddatiem lietota Dānijas Enerģētikas aģentūras uzturētā tehnoloģiju datu kataloga informācija [122]. Ja piedāvāto līmeņatzīmju modeli lieto Regulators, tad ievadāmie dati MCs izgūstami no Regulatora saņemtajām reālo CSA uzņēmumu atskaitēm.

Elektroenerģijas kopējo cenu aprēķina pēc 2.9. formulas.

$$P_{(i)}^e = P_w^e + P_{r(i)}^e + P_{ns}^e, \quad (2.9.)$$

kur $P_{(i)}^e$ – elektroenerģijas kopējā cena, EUR/MWh;

P_w^e – elektroenerģijas vairumtirdzniecības cena, EUR/MWh;

$P_{r(i)}^e$ – elektroenerģijas mazumtirdzniecības uzcenojums, EUR/MWh;

P_{ns}^e – elektroenerģijas piegādes sistēmas izmantošanas tarifu summa, EUR/MWh.

Analogi tam, kā tiek aprēķinātas gāzes cenas, elektroenerģijas vairumtirdzniecības cena ir ļoti nozīmīga elektroenerģijas galacenas sastāvdaļa, un var pieņemt, ka vienā laika periodā un noteiktā ģeogrāfiskā teritorijā tā visiem CSA uzņēmumiem būs vienāda. Tādēļ tā modeli tiek ievadīta kā uz noteiktu laika periodu nemainīga konstante, ko pieņem no elektroenerģijas tirdzniecības platformu [120], [134] un elektroenerģijas tirgus apskatu [135] datiem.

Elektroenerģijas mazumtirdzniecības uzcenojumam, analogi tam, kā tiek aprēķinātas dabasgāzes cenas, tiek veikta MCs , pieņemot, ka CSA uzņēmumiem elektroenerģiju piedāvā dažādi konkurējoši piegādātāji, kas piedāvā nedaudz atšķirīgus elektroenerģijas produktus.

Elektroenerģijas piegādes sistēmas izmantošanas tarifu summu veido elektroenerģijas pārvades un sadales tarifi. Šie tarifi ir regulēti un tādēļ noteiktā laika posmā nemainīgi un vienādi visiem elektroenerģijas piegādes sistēmas lietotājiem. Šajā summā iekļaujamas arī citas visiem elektroenerģijas patērētājiem vienādās elektroenerģijas piegādes izmaksu komponentes, piemēram, specifiski nodokļi un nodevas atjaunojamo energoresursu izmantošanas veicināšanai.

Kapitāla izmaksas

Kapitāla izmaksas tarifa līmeņatzīmju aprēķina modelī tiek aprēķinātas pēc 2.10. formulas.

$$C_{(i)}^c = wacc \times I_{(i)} / (1 - (1 + wacc)^{-n}), \quad (2.10.)$$

kur $C_{(i)}^c$ – kapitāla izmaksas, EUR;

$wacc$ – kapitāla vidējā svērtā pirmsnodokļu cena, %;

n – siltumavota aktīvu (veikto ieguldījumu) ekonomiskās dzīves cikls, gadi;

$I_{(i)}$ – ieguldījumu apjoms siltumavota aktīvu izveidei, EUR.

Kapitāla vidējā svērtā pirmsnodokļu cena ir plaši lietots parametrs dažādos finanšu analizēs aprēķinos un tā aprēķinātā vērtība ietver un vienā skaitlī atspoguļo gan finanšu tirgu, gan valstu, gan nozaru, gan uzņēmumu kapitāla struktūras un kapitalizācijas rādītājus:

- bezriskā ieguldījumu atdeves rādītājus;
- dažādu risku (valstu, nozaru, uzņēmumu lieluma u.c.) prēmijas;
- dažādas kredītlīkmu sastāvdaļas;

- o nozaru vai uzņēmumus atdeves korelācijas rādītājus ar vērtspapīru tirgus atdevēm (t. s. β koeficients).

Vidējās svērtās kapitāla cenas noteikšana ir ļoti plaši un detalizēti aprakstīta daudzās atzītu finanšu analītiķu sagatavotās vadlīnijās un rokasgrāmatās, piemēram [136], kurā izklāstīta pieeja, bet ne parametru lielumi, kas lietoti aprēķinot modelī ievadāmo *wacc* lielumu. Samērā plaši ir izplatīta prakse, kad regulēšanas vajadzībām Regulators nosaka vienādu *wacc* noteiktām regulējamo uzņēmumu grupām vai pat nozarēm. Latvijā Regulators *wacc* visām regulējamajām nozarēm nosaka atbilstoši savai metodikai [137]. Metodikas pamatprincipos, protams, nevar būt būtisku atšķirību no tradicionālajām finanšu analītikā lietotajām pieejām, tomēr secināms, ka diskutabli varētu būt regulatīvās iestādes ieskatī par *wacc* aprēķinā iekļaujamo riska prēmiju raksturiem un to vērtību izvēles metodēm. Attiecīgi, kā secināts 1.4. apakšnodaļā, atbilstoši metodikai aprēķinātais un apstiprinātais *wacc* lielums siltumapgādes nozarei [66] atspoguļo stingrās regulēšanas metožu un to pielietošanas prakses negatīvos aspektus – tendenci minimizēt atļauto atdeves likmi un **Regulatora nobīdes** praktizēšanu. Ņemot vērā to, ka piedāvātajā tarifu līmeņatzīmju noteikšanas modelī *wacc* likmi paredzēts ievadīt kā vienu konstanti, acīmredzot tās noteikšana tomēr saglabāsies kā Regulatora kompetence un pietiekami nozīmīgs regulēšanas rīks.

Siltumavota aktīvu (veikto ieguldījumu) ekonomiskās dzīves cikls aprēķinu modelī tiek lietots kā konstants lielums. Aprēķina piemērā lietots lielums – 15 gadi, kas vidēji atbilst mūsdienīga siltumavota tehniskajam un ekonomiskajam dzīves ciklam. Ieguldījumu apjomu siltumavota aktīvu izveidei aprēķina pēc 2.11. formulas.

$$I_{(i)} = (I^{eq}_{(i)} + I^{ns}_{(i)}) \times Q \times (1 - s), \quad (2.11.)$$

kur $I_{(i)}$ – ieguldījumu apjoms siltumavota aktīvu izveidei, EUR;

s – līdzfinansējuma atbalsta intensitātes koeficients;

$I^{eq}_{(i)}$ – īpatnējās investīcijas iekārtās, 1000 EUR/MW;

$I^{ns}_{(i)}$ – īpatnējās investīcijas būvniecībā un montāžā, 1000 EUR/MW.

2.11. formulā iekļauts līdzfinansējuma atbalsta intensitātes koeficients, jo CSA uzņēmumiem Latvijā un arī citās Austrumeiropas valstīs samērā brīvi bija pieejams atbalsta līdzfinansējums enerģijas ražošanas pārejai no fosilajiem uz atjaunojamajiem energoresursiem. Gandrīz visi nozīmīgākie biomasu izmantojošie siltumavotu būvniecības un rekonstrukcijas projekti ir īstenoti izmantojot neatmaksājamu atbalsta līdzfinansējumu. Atbalsta intensitāte šādos projektos ir vidēji 20 – 40%. Regulēšanas praksē par līdzsvarotu pieeju atzīst neatmaksājama līdzfinansējuma izslēgšanu no tarifā iekļaujamajām kapitāla izmaksām. Attiecīgi, aprēķina modelī iekļauts koeficients tarifā iekļaujamo kapitāla izmaksu samazināšanai. Aprēķina piemērā siltumavotiem, kas izmanto dabasgāzi, šim parametram pieņemta vērtība 0,00, siltumavotiem, kas izmanto biomasu – 0,30 (3. pielikums).

Īpatnējo investīciju iekārtās vērtībām tiek veikta *MCs*, jo pieņemts, ka siltumavotu būvniecībā un rekonstrukcijā iekārtu izmaksas katrā konkrētā gadījumā ir atšķirīgas, taču tehnoloģiskie risinājumi un iekārtu sastāvi ir samērā homogēni un tādēļ reālo projektu izmaksām būtu jātiecas uz kādu vidējo vērtību. Kā izejas dati *MCs* veikšanai nepieciešamie

lielumi – vidējā vērtība un standartnovirze pieņemti no Dānijas Enerģētikas aģentūras uzturētā tehnoloģiju datu kataloga [122]. Tam pamatā ir pieņēmums, ka mūsdienīgām siltumenerģijas ražošanas tehnoloģijām pastāv plašs vienots Eiropas tirgus un tādēļ tehnoloģiju izmaksas var bez īpašas pielāgošanas pārnest izmantošanai aprēķiniem citas valsts apstākļos. Savukārt gadījumā, ja aprakstīto metodi un līmeņatzīmju modeli atzītu par lietderīgu regulatīvā iestādē, tad tā ievaddatus varētu izveidot no savām uzkrātajām reālo datu kopām, kas veidojamas no regulējamo uzņēmumu regulārajām atskaitēm.

Arī īpatnējo investīciju būvniecībā un montāžā vērtībām tiek veikta *MCs* un ievadāmajiem lielumiem kā pirmavots izmantots Dānijas Enerģētikas aģentūras uzturētais tehnoloģiju datu katalogs [122]. Taču šajā gadījumā kataloga dati tiek pielāgoti Latvijas apstākļiem, jo nav šaubu, ka tehnoloģisko iekārtu izmaksas un būvdarbu un montāžas izmaksas Dānijā un Latvijā būtiski atšķiras. Šim pieņēmumam pamatā ir ļoti atšķirīgie darbaspēka atalgojuma līmeņi un darbaspēka izmaksu nozīmīgais īpatsvars būvniecības un montāžas izmaksās. Dānijas datu pielāgošanai Latvijas apstākļiem tika pielietota vides ekonomikas aprēķinos plaši lietotās **ieguvuma jeb vērtības pārnesšanas metodes**³⁰ vienkāršākais variants, kur kāda naudā izteikta lieluma vērtība, kas noteikta vienā valstī, tiek pārnesta uz citu valsti, koriģējot to ar iekšzemes kopproduktu attiecību [138]. Aprēķinam tiek lietotas abu valstu kopproduktu uz 1 iedzīvotāju pirkspējas paritātes (*PPS*) indeksu³¹ vērtības vienā un tajā pašā laika posmā (2022.gadā) no *Eurostat* datu bāzes [139]. Attiecīgi, datu pielāgošana investīciju būvniecībā un montāžā vidējās vērtības pielāgošanu Latvijas apstākļiem tika veikta ar 2.12. formulu.

$$I^{ins} = \bar{I}^{ins}_{DK} \times (GDP_{LV} / GDP_{DK}), \quad (2.12.)$$

kur I^{ins} – īpatnējo investīciju būvniecībā vērtība Latvijas apstākļos, 1000 EUR/MW;

\bar{I}^{ins}_{DK} – no Dānijas Enerģētikas aģentūras uzturētā tehnoloģiju datu kataloga izgūtā īpatnējo investīciju būvniecībā vērtība, 1000 EUR/MW;

GDP_{LV} – Latvijas iekšzemes kopprodukta *PPS* indekss;

GDP_{DK} – Dānijas iekšzemes kopprodukta *PPS* indekss.

Mainīgās un fiksētās darbības izmaksas

Gan darbības mainīgo izmaksu komponentes $C^{O\&Mv}_{(i)}$, gan darbības fiksēto izmaksu $C^{O\&Mf}_{(i)}$ vērtības tiek iegūtas ar *MCs* metodi, kā izejas datus izmantojot no Dānijas enerģētikas aģentūras uzturētā tehnoloģiju datu kataloga [122] izgūtās attiecīgo parametru vidējās vērtības un standartnovirzes.

Darbības fiksēto izmaksu nozīmīgākās sastāvdaļas ir gan operatīvā, gan vadības personāla izmaksas ietverot nodokļus, maksājumi par pakalpojumu līgumiem, īpašuma apsaimniekošanas izdevumi un nodokļi. Šo izmaksu pozīciju lielumu būtiski ietekmē cenu, darba samaksas un nodokļu līmeņi konkrētajā jurisdikcijā, kur notiek siltumenerģijas ražošana. Tādēļ analogi tam, kā tas ir īpatnējām investīcijām būvniecībā, arī fiksēto darbības izmaksu Dānijas dati tiek pielāgoti Latvijas apstākļiem ar vērtības pārnesšanas metodi pēc 2.13. formulas.

³⁰ Angļu val. *Benefit transfer*.

³¹ Angļu val. *Purchasing Power Standards*.

$$C^{O\&Mf} = C^{O\&Mf}_{DK} \times (GDP_{LV} / GDP_{DK}), \quad (2.13.)$$

kur $C^{O\&Mf}$ – darbības fiksēto izmaksu vērtība Latvijas apstākļos, 1000 EUR/MW;

$C^{O\&Mf}_{DK}$ – no Dānijas Enerģētikas aģentūras uzturētā tehnoloģiju datu kataloga izgūtā darbības fiksēto izmaksu vērtība, 1000 EUR/MW;

GDP_{LV} – Latvijas iekšzemes kopprodukta *PPS* indekss;

GDP_{DK} – Dānijas iekšzemes kopprodukta *PPS* indekss.

Ja regulēšanas iestāde izvēlētos piedāvāto līmeņatzīmju aprēķināšanas metodi lietot praksē, tad ekspluatācijas izmaksu simulācijai ievadāmo vērtību atbilstību varēs jūtami pilnveidot. Ja Regulatora rīcībā būs uzkrāts pietiekams apjoms savstarpēji salīdzināmu datu no reālo uzņēmumu atskaitēm, tad *MCs* ievaddatiem varēs izmantot šo reālo datu kopu vidējās vērtības un standartnovirzes.

Otra mazāk precīza pilnveides iespēja ir Dānijas datu selektīva pielāgošana Latvijas apstākļiem. Šo pilnveides iespēju, Regulators varētu apsvērt gadījumā, ja Regulatora rīcībā esošie dati par aplūkojamajām izmaksām nav pietiekami viendabīgi, bet ir pietiekami adekvāta informācija par šo izmaksu struktūru, kas ļautu novērtēt, kuras izmaksu pozīcijas ir vairāk atkarīgas no lokālajiem cenu un darba spēka atalgojuma līmeņiem.

Tarifu un R_{f} vērtību aprēķins

Siltumenerģijas ražošanas tarifa aprēķinam līmeņatzīmju modelī tiek lietota 2.14. formula.

$$T^{Pr}_{(i)} = C^f_{(i)} + C^e_{(i)} + C^{O\&Mv}_{(i)} + (C^{O\&Mf}_{(i)} + C^c_{(i)}) / Q^{Pr}_{(i)}, \quad (2.14.)$$

kur $T^{Pr}_{(i)}$ – siltumenerģijas ražošanas tarifs, EUR/MWh;

$C^f_{(i)}$ – kurināmā izmaksu komponente (aprēķināta pēc 2.3. formulas), EUR/MWh;

$C^e_{(i)}$ – elektroenerģijas izmaksu komponente (aprēķināta pēc 2.8. formulas), EUR/MWh;

$C^{O\&Mv}_{(i)}$ – ekspluatācijas mainīgo izmaksu komponente, EUR/MWh;

$C^{O\&Mf}_{(i)}$ – ekspluatācijas fiksētās izmaksas (aprēķinātas pēc 2.13. formulas), EUR;

$C^c_{(i)}$ – kapitāla izmaksas (aprēķinātas pēc 2.10. formulas), EUR;

$Q^{Pr}_{(i)}$ – siltumenerģijas ražošanas apjoms (aprēķināts pēc 2.2. formulas), MWh.

Visi 2.14. formulā iekļautie tarifa aprēķinam nepieciešamie lielumi ir atkarīgi no veiktajām *MCs* un, attiecīgi, aprēķina piemērā kataram no tiem $i = [1; 1000]$ vērtības. Tādējādi aprēķina piemērā arī siltumenerģijas ražošanas tarifam tiek iegūtas 1000 vērtības.

Siltumenerģijas ražošanas tarifu līmeņatzīmju aprēķins noslēdzas ar siltumenerģijas ražošanas tarifus raksturojošā bezdimensionālā rādītāja R_{f} aprēķinu, ko veic pēc 2.1. formulas.

2.1. formulā ievadāmo efektīvas siltumenerģijas ražošanas etalonu – kurināmā izmaksu komponenti *BAT* katlu mājā aprēķina pēc 2.15. formulas.

$$C^f_{bp} = P^f / \eta_{bp}, \quad (2.15.)$$

kur C^f_{bp} – kurināmā izmaksu komponente *BAT* katlumājā, EUR/MWh;

P^f – kurināmā cena pirms tā ievadīšanas kurtuvē, EUR/MWh;

η_{bp} – kurināmā izmantošanas lietderības koeficients *BAT* katlumājā.

Aprēķinot efektīvas siltumenerģijas ražošanas etalonu kā kurināmā cenu P^f tiek izmantots lielums, kas ietver tikai tās kurināmā galacenu veidojošās komponentes, ko CSA uzņēmums nespēj ietekmēt, t. i., netiek iekļautas komponentes, kuru lielums var būt atkarīgs ne tikai no tirgus situācijas, bet arī komersanta prasmēm un vēlmēm atrast tirgū izdevīgākos piedāvājumus, piemēram, mazumtirdzniecības marža un SEG emisijas atļaujas cena. Attiecīgi, izmantojot:

- biomasu $P^f = P_{bio(m)}^f$, t. i., vienāda ar biomasas cenas MCs ievadāmo biomasas tirgus cenas vidējo vērtību;
- dabasgāzi $P^f = (P_w^f + P_{oc}^f) \times CV_g / CV_n$.

Savukārt lietderības koeficients BAT katlu mājā ir viens no līmeņatzīmju modelī paredzētajiem instrumentiem, ko Regulators var lietot noteiktai nozares politikas veidošanai, jo Regulators brīvi izvēlas šī parametra lielumu. Ja politika paredz agresīvu efektivitātes stimulēšanu, tad jāizvēlas lielums, kas tuvs attiecīgajā brīdī pieejamo BAT rādītājam vai pat vienāds ar to. Savukārt, ja izvēlēta pakāpeniska efektivitātes stimulēšanas politika, šī parametra lielums uzsākot piedāvātās līmeņatzīmju metodes lietošanu jāizvēlas ar rezervi pret BAT rādītāju, vienlaikus nosakot šī rādītāja pakāpeniskas paaugstināšanas trajektoriju. Līmeņatzīmju modeļa iespējamās praktiskās lietošanas aspekti detalizēti iztirzāti 3.6. apakšnodaļā.

3. REZULTĀTI UN DISKUSIJA

Atbilstoši 2. nodaļā izklāstītajam algoritmam tika veikti siltumenerģijas ražošanas tarifu raksturojošā rādītāja R_{ef} aprēķini trīs scenārijos:

1. siltumenerģijas ražošana izmantojot biomasu;
2. siltumenerģijas ražošana izmantojot dabasgāzi – mērenu cenu scenārijs;
3. siltumenerģijas ražošana izmantojot dabasgāzi – augstu cenu scenārijs.

Sākotnēji veidojot aprēķina modeli, tas tika izveidots diviem scenārijiem: ja ražošanai izmanto dabasgāzi vai biomasu. Taču 2021.gadā un jo īpaši pēc 2022.gadā februārī Krievijas iesāktā kara Ukrainā novērotais ekstremāli straujais cenu pieaugums un cenas stabilizēšanās visai augstā līmenī 2022./2023. gada ziemas sezonā lika apsvērt hipotēzi, ka līdzšinējo ierasto dabasgāzes piegādes ķēžu sagraušana var saglabāt šādu augstu cenu līmeni (100–150 EUR/MWh) arī pietiekami ilgi. No otras puses nevarēja izslēgt arī gāzes cenu atgriešanos industrijām pieņemamākā līmenī (zem 50 EUR/MWh). 2023.gada pavasarī un vasarā cenas arī uzrādīja šādu lejupejošu tendenci, taču izdarīt secinājumus par tās noturību nākotnē nav iespējams.

Attiecīgi, bija jāpārlicinās vai izveidotā modeļa algoritms nodrošinās pirmsšķietami ticamus rezultātus arī ļoti plašā kurināmā cenu diapazonā. Īpaši būtiski tas ir dabasgāzes izmantošanas gadījumā, jo reālo uzņēmumu datu analīze liecināja (2. nod.), ka izmantojot dabasgāzi **mēreno cenu** periodā, kurināmā izmaksu komponente siltumenerģijas ražošanas tarifā veidoja 80–85 %, savukārt procesi dabasgāzes vairumtirgū pierādīja ka divu gadu laikā dabasgāzes cena var svārstīties pat 9–345 EUR/MWh robežās. Tādēļ dabasgāzes izmantošanas scenārijs tika sadalīts divos.

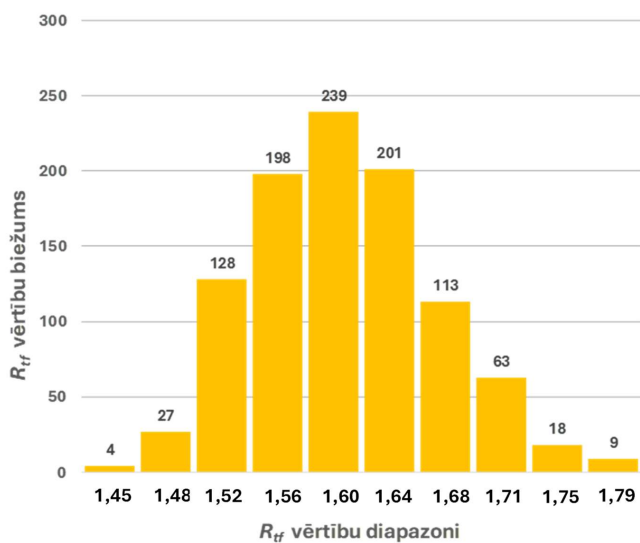
3.1. Rezultātu raksturojums

Ievadot siltumenerģijas ražošanas tarifu līmeņatzīmju modeli 3.pielikumā apkopotos ievaddatus visiem trīs scenārijiem tika aprēķinātas rezultātu izlases R_{ef}^{gbase} , R_{ef}^{ghigh} un R_{ef}^{bio} . Katra no šīm izlasēm satur 1000 aprēķinātas R_{ef} vērtības.

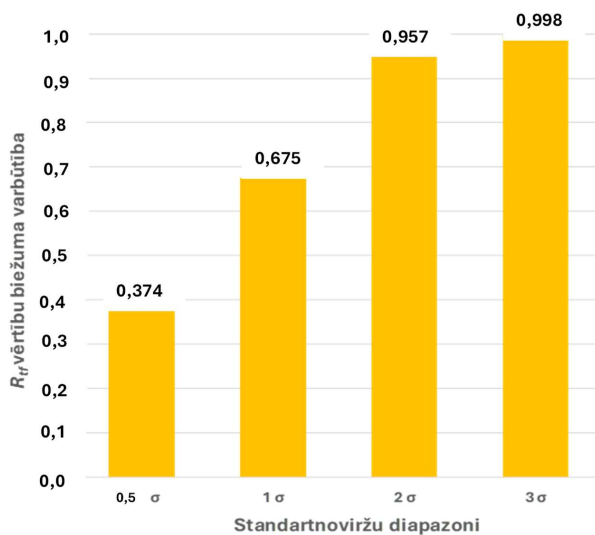
No iegūtajām rezultātu izlasēm tika aprēķināti katram scenārijam atbilstošo R_{ef} vērtību nozīmīgākie aprakstošās statistikas rādītāju vidējais lielums, standartnovirze, vērtību biežuma sadalījums 10 diapazonos, kā arī novērtējums šo biežumu varbūtībām. 3.1. attēlā redzami scenārija R_{ef}^{gbase} rezultāti: R_{ef} biežuma sadalījums un biežuma varbūtības.

No 3.1. attēla nolasāms, ka aptuveni 67% no R_{ef} vērtībām atradīsies ± 1 standartnovirzes diapazonā no izlases vidējās vērtības, bet ± 2 standartnoviržu diapazonā - jau 96% no vērtībām. Tādējādi, ņemot vērā, ka visu aprēķinā pielietoto mainīgo vērtību MCs bija uzdots to veikt atbilstoši normālajam sadalījumam, R_{ef} biežumu sadalījums atbilstoši gaidītajam arī ir tuvs normālā sadalījuma likumsakarībām [140]. Ņemot vērā, ka tālāk 3.6. apakšnodaļā izklāstītās līmeņatzīmju lietošanas metodes pamatā ir rezultātu vērtību sadalījums standartnoviržu diapazonos, iegūto biežuma sadalījumu raksturs ir pietiekami atbilstošs izvirzītajam mērķim.

a)



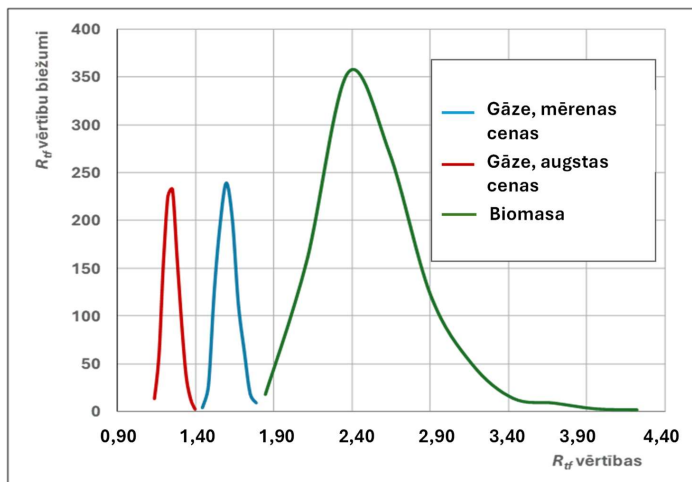
b)



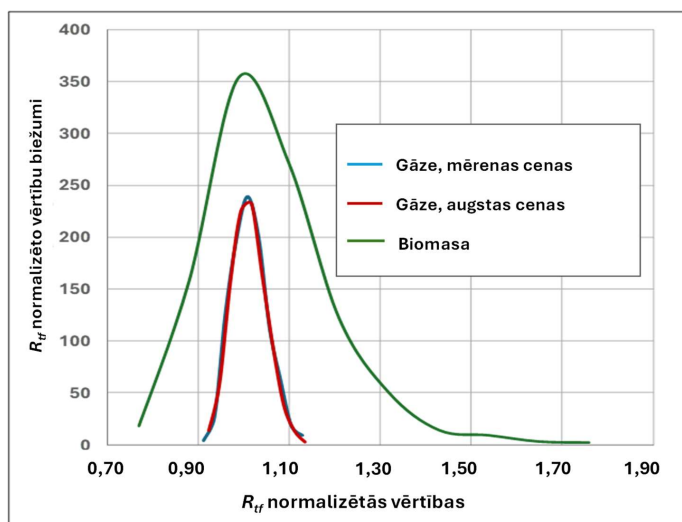
3.1. att. Aprēķina rezultāti dabasgāzes mērenu cenu scenārijam: a) R_{tf} biežuma sadalījums; b) R_{tf} biežuma varbūtību sadalījums standartnoviržu diapazonos.

Visos trīs aprēķina scenārijos iegūtie rezultāti grafiskā formā ir parādīti 3.2. attēlā.

a)



b)



3.2. att. Trīs scenāriju aprēķina rezultātu grafisks apkopojums: a) R_{tf} absolūto vērtību biežuma sadalījumi; b) R_{tf} normalizēto vērtību sadalījumi.

Rezultātu apkopojums 3.2. attēlā parādīts divos veidos:

1. **R_{tf} absolūto vērtību biežuma sadalījums** (3.2. a) att.). No šī apkopojuma var nolasīt faktisko R_{tf} vērtību diapazonus un tos savstarpēji salīdzināt dažādajos aprēķina scenārijos. Kā redzams no R_{tf} absolūto vērtību grafikiem, tos var novērtēt kā pietiekami atbilstošus pirmssīkietami gaidītajiem rezultātiem, jo tie labi iekļaujas loģiskos raksturojumos. Izmantojot biomasu, siltumenerģijas ražošanas tarifa

bezdimensijas raksturotāja R_{fj} vērtības ir 1,9–3,9 diapazonā, bet visbiežāk ir sastopamas ap vidējo vērtību 2,4. Šīs vērtības ir ievērojami lielākas nekā dabasgāzes izmantošanas bāzes cenu scenārijā: attiecīgi 1,5–1,7 un 1,6 un vēl jo vairāk dabasgāzes ekstrēmi augsto cenu scenārijā, attiecīgi 1,2–1,4 un 1,3. Šie vērtību diapazoni ir ļoti vienkārši izskaidrojami, ja aplūko reālu uzņēmumu faktisko tarifu struktūru. Izmantojot biomasu, siltumenerģijas ražošanas struktūrā kapitāla un darbības izmaksu īpatsvars visbiežāk ir 30–50 % robežās, bet ir gadījumi, kur pārsniedz pat pusi. Savukārt, izmantojot dabasgāzi, pie samērīgām dabasgāzes un emisijas atļauju cenām kapitāla un darbības izmaksu īpatsvars visbiežāk nepārsniedz 20 %. Savukārt pie ļoti augstām kurināmā cenām šis īpatsvars vēl vairāk sarūk. Attiecīgi iegūtās R_{fj} vērtības pietiekami labi atspoguļo tarifu struktūras, ņemot vērā dažādu kurināmā veidu izmantošanu un dažādu cenu līmeni. Jo augstāka kurināmā cena un tarifā mazāks kapitāla un darbības izmaksu īpatsvars, jo zemākas R_{fj} vērtības.

2. **R_{fj} normalizēto vērtību biežuma sadalījums** (3.2. b) att.). Labākai iegūto rezultātu interpretācijai ir lietderīgi aplūkot ne tikai R_{fj} absolūtās, bet arī normalizētās. Normalizētās vērtības tika aprēķinātas katru reālo vērtību attiecinot pret rezultātu izlases vidējo vērtību. Normalizēto vērtību sadalījuma grafiki labi raksturo vērtību izkliedi dažādos scenārijos. No normalizēto R_{fj} vērtību biežuma grafikiem acīmredzami nolasāms secinājums par R_{fj} vērtību biežuma izkliedi – jo zemāka kurināmā cena un izmaksu struktūrā lielāks īpatsvars kapitāla un darbības izmaksām, jo lielāka R_{fj} vērtību biežuma izkliede. Augsto dabasgāzes cenu scenārijā visas 1000 R_{fj} vērtības iekļaujas 0,9–1,15 diapazonā no izlases vidējās vērtības, savukārt biomasas scenārijā – 0,75–1,58 no izlases vidējās vērtības. Izmantojot dabasgāzi, uz siltumenerģijas ražošanas tarifu, attiecīgi arī R_{fj} vērtībām noteicošā ietekme ir dabasgāzes pilnajai cenai ievadišanas katlā brīdī. Savukārt šīs pilnās cenas veidošanā noteicošais parametrs ir dabasgāzes cena vairumtirgū, kas ir vienāda visos MCs 1000 aprēķinos. Vienlaikus, tik pat liela ietekme uz R_{fj} vērtībām ir kurināmā izmaksu komponentei siltumavotā ar t. s. *BAT*, kaa atkal ir tieši atkarīga no dabasgāzes cenas vairumtirgū (2.1. un 2.15. formulas). Savukārt visu pārējo izmaksu pozīciju vērtības rezultātus ietekmē daudz mazāk, neraugoties uz to, ka to veidojošajiem parametriem ar MCs iegūtas 1000 vērtības un katra parametra vērtībām piemīt noteikta izkliede. Tādējādi, augsts kurināmā izmaksu īpatsvars un salīdzinoši neliela darbības un kapitāla izmaksu ietekme uz tarifa vērtībām rezultējas arī nelielā R_{fj} vērtību izkliedē (standartnovirzes vērtība ir maza). Savukārt izmantojot biomasu ir gluži pretēji – izmaksu pozīcijas, kurām tika veikta MCs un to iegūtajām vērtībām ir lielāka vai mazāka izkliede, veido aptuveni pusi no ražošanas tarifa. Attiecīgi šo izmaksu pozīciju izkļedes būtiski izkļedē arī R_{fj} vērtības (standartnovirzes vērtība ir liela).

No R_{fj} aprēķinu rezultātu grafiskajiem attēlojumiem (3.2. att.) pietiekami skaidri ir nolasāma grafiku zināma pozitīvā asimetrija – rezultātu izlasēs ir redzamas arī tādas R_{fj} vērtības, kas ir lielākas par vidējo vērtību vairāk kā par divām standartnovirzēm (rezultātu sadalījuma grafiku

labais zars), savukārt simetriski mazākas R_{f} vērtības – nav novērojamas (rezultātu sadalījuma grafiku kreisais zars). Šī asimetrija novērojama visu trīs scenāriju rezultātiem un pirmsšķietami R_{f} rezultātu sadalījumi atgādina logaritmiski normālā sadalījuma funkciju. Analizējot reālus ekonomiskos procesus samērā bieži empīriski sadalījumi ir asimetriski un logaritmiski normāli sadalīti, jo reālajā ekonomikā var būt dažādi izlašu ierobežojumi – visbiežāk administratīvi noteikti [140], [141]. Piemēram, valstu valdības mēdz ar tiesību aktiem noteikti minimālās algas līmeņus, vai gluži pretēji – kādas maksimālās vērtības kā piemēram cenu griestus.

Ja šāds asimetrisks datu sadalījums būtu iegūts apstrādājot empīriskos datus, atbilstoši datu statistikas datu apstrādes teorijai acīmredzot būtu jālieto kādas empīriskā sadalījuma izlīdzināšanas metodes: logaritmiskā, kvadrātsaknes u.tml. [114]. Taču tarifu aprēķina modeļa rezultāti veidojas no parametru vērtībām, kas iegūtas MCs .

Vispārīgā gadījumā MCs gadījumskaitļu ģenerators var ģenerēt jebkuru racionālo skaitli. Atkarībā no ievadāmo datu rakstura – attiecīgā parametra vidējās vērtības un standartnovirzes – MCs var ģenerēt arī negatīvas vērtības. Taču virknei parametru (cenas³², izmaksas, patēriņi) reālos apstākļos negatīvas vērtības nav iespējamas. Tādēļ aprēķina modelī šo parametru MCs rezultātiem iebūvēta ierobežojoša atlase – negatīvās vērtības netiek ņemtas vērā. Lai novērtētu šī ierobežojuma iespējamo ietekmi, visam aprēķina modelim tika veikts pietiekami liels skaits aprēķina mēģinājumu, kur katrā mēģinājumā tika fiksēts atmetamo negatīvo vērtību skaits. Tika novērots, ka daļai parametru tiek ģenerētas negatīvas atmetamās vērtības un to skaits svārstās robežās no 0 līdz 20, bet visbiežāk novērojams no 5 līdz 15 atmetamajām vērtībām. Ņemot vērā, ka simulējamajiem parametriem ar MCs tiek ģenerētas 1000 vērtības, atmetamo vērtību skaits uzskatāms par nebūtisku. Tādējādi šī ierobežojuma rezultātā aprēķinu rezultātu kopā veidojas 0,5–1,5 % vērtību iztrūkums R_{f} zemo vērtību zarā tālāk par divām standartnovirzēm no vidējās vērtības, bet tas būtiski neietekmē biežumu sadalījumu vienas un divu standartnoviržu attālumā no vidējās vērtības.

Iegūtā rezultātu izlase ar R_{f} ļoti zemo vērtību iztrūkumu vienlaikus labi atspoguļo R_{f} ekonomisko būtību. No R_{f} aprēķina (2.1. formula) secināms, ka $R_{f} = 1,0$ gadījumā, ja siltumenerģija tiktu pārdota par cenu, kas atbilst kurināmā izmaksu komponentei BAT katlu mājā. Tas nozīmētu, ka visas parējās izmaksas (darbības, kapitāla u. c.) ir vienādas ar nulli. Šo varētu uzskatīt par robežgadījumu, kas praksē varētu būt sastopams tikai atsevišķos īpašos gadījumos sakrītot virknei faktor, kad aktīvi ir pilnībā noamortizēti, bet to ekspluatācija turpinās, kurināmo ir izdevies iegādāties par īpaši izdevīgu cenu, katlu lietderības koeficients ir augstāks nekā BAT katlumājā. Vēl zemākas vērtības ($R_{f} < 1$) jau jāuzskata par reālos apstākļos praktiski neiespējamiem gadījumiem, kas nozīmētu, ka komersants savu produktu pārdod par cenu, kas zemāka nekā galvenās izejvielas izmaksu komponente. Tomēr nevar izslēgt, ka praksē šādi ekstrēmi gadījumi varētu būt sastopami. Tas būtu novērojams 1. nodaļā analizētajos regulēšanas politikas deformāciju gadījumos, ja regulējamais komersants tiek **pārregulēts** līdz situācijai, kad ar regulēto tarifu vairs nespēj atgūt ražošanas pilnās ekonomiskās izmaksas. Kā secināts 1. nodaļā, šādi gadījumi raksturīgi, ja īstermiņa politiskiem,

³² Praksē ir sastopami izņēmumi. Piemēram, elektrības vairumtirdzniecības platformās dažkārt atsevišķas stundās novērojams negatīvas *spot* cenas. Taču tarifa aprēķina modelī tiek lietotas ilgākā periodā novērojamas vidējās cenas, kurās īstermiņa svārstības ir izlīdzinātas.

jeb drīzāk pat populistiskiem mērķiem pakārto sabiedrisko pakalpojumu regulēšanu, bet ilgtermiņā tas neizbēgami noved pie regulējamā pakalpojuma kvalitātes un piegādes drošuma pazemināšanās un pat pie paša pakalpojuma sniedzēja nespējas turpināt darbību.

3.2. Rezultātu adekvātuma novērtējums

Novērtējot iegūtos rezultātus, ir būtiski pārliecināties, vai tie ir pietiekami adekvāti, lai simulācijā iegūtos rezultātus pieņemtu kā faktisko situāciju raksturojošus.

MC simulācijā izvēlēts simulāciju skaits katram parametram ir 1000. Šīs izvēles pamatā ir pieņēmums, ka šāds simulāciju skaits varētu būt pietiekams, lai nodrošinātu to, ka simulāciju rezultātā iegūtā izlase nebūtu būtiski novirzījusies no ģenerālkopas. Lai novērtētu, vai pieņēmums ir bijis pietiekams, modelēšanas rezultātu izlasēm R_{f}^{gbase} , R_{f}^{ghigh} un R_{f}^{bio} , tika veikts izlases nepieciešamā apjoma aprēķins.

Tika pieņemts būtiskuma līmenis $\alpha = 0,05$, un šādā gadījumā varbūtība, ka izlases vidējais neatšķirsies no ģenerālkopas vidējā vairāk nekā par robežklūdu $\Delta_{\bar{x}}$ ir $P = 1 - \alpha = 0,95$. Pie $P = 0,95$ standartizēta normālā sadalījuma kritiskā vērtība $z_{\alpha} = 1.96$. Tika pieņemts, ka pieļaujamajai robežklūdai $\Delta_{\bar{x}}$ relatīvā izteiksmē jābūt ne lielākai nekā 1,0 % no izlases vidējā vērtības. Standartklūda raksturo izlases vidējo izkliedi ap ģenerālkopas vidējo jeb to, cik liela klūda tiek pieļauta, ģenerālkopu aizstājot ar izlasi, kas šajā gadījumā nozīmē reālo parametru aizstāšanu ar MCs iegūtiem parametriem. Nepieciešamo izlases apjomu, ja ir spēkā minētie pieņēmumi, aprēķina pēc 2.1. formulas [141].

$$n = \frac{Z_a^2 \times \sigma^2}{\Delta_{\bar{x}}^2}, \quad (3.1.)$$

kur n – nepieciešamais izlases apjoms;

Z_a – standartizēta normālā sadalījuma kritiskā vērtība, ja varbūtība $P = 0,95$;

$\Delta_{\bar{x}}$ – robežklūda;

σ – izlases standartnovirze.

Visu trīs scenāriju R_{f} rezultātu izlasēm tika veikts arī apgriezts pārbaudes aprēķins, lai noteiktu robežklūdu lielumu, ja izlases apjoms ir veiktās 1000 simulācijas. Iegūtie rezultāti apkopoti 3.1. tabulā.

3.1. tabula

Rezultātu adekvātuma novērtējums

Scenārijs	Izlases nepieciešamā apjoma aprēķins, ņemot vērā definēto robežklūdu			Robežklūdas aprēķins, ņemot vērā veikto simulāciju skaitu		
	Pieļaujamā robežklūda relatīvā izteiksmē	Pieļaujamā robežklūda	Nepieciešamais simulāciju skaits	Veikto MC simulāciju skaits	Faktiskā robežklūda	Faktiskā robežklūda relatīvā izteiksmē
R_{f}^{ghigh}	1,00 %	0,0123	57	1000	0,0030	0,24 %
R_{f}^{gbase}	1,00 %	0,0159	60	1000	0,0039	0,25 %
R_{f}^{bio}	1,00 %	0,0242	734	1000	0,0208	0,86 %

No rezultātu novērtējuma (3.1. tab.) secināms, ka 1000 veikto MCs skaits ir pilnīgi pietiekams, lai simulēto vērtību kopas vidējā lieluma novirze no ģenerālkopas vidējā lieluma relatīvā izteiksmē ar varbūtību 0,95 būtu mazāka par 1,0 %. Tādējādi ir pamats secināt, ka ar MCs iegūtie rezultāti ir pietiekami adekvāti.

Tālāk tiek piedāvāti risinājumi un interpretācijas ar 2. nodaļā izklāstīto siltumenerģijas ražošanas tarifu līmeņatzīmju modeli iegūto rezultātu praktiskam lietojumam.

3.3. Līmeņatzīmju modeļa pielāgojums izmantošanai jauktas kurināmā struktūras gadījumā

Metodoloģijas nodaļā aprakstīta līmeņatzīmju modeļa algoritma izveidei gadījumiem, kad siltumenerģijas ražošanai izmantojamā kurināmā struktūra ir homogēna, t. i. tiek izmantota vai nu biomasa vai dabasgāze.

Taču praksē tādu CSA uzņēmumu skaits, kas siltumenerģijas ražošanai izmanto tikai vienu kurināmā veidu, nav liels. Latvijā visbiežāk CSA uzņēmumu izmantotā kurināmā struktūru veido abi aplūkotie kurināmā veidi – gan biomasa, gan dabasgāze. Parasti nozīmīgāko apjomu izmantotā kurināmā struktūrā veido biomasa. Šādai CSA uzņēmumu izveidei, veidojot kurināmā struktūru, pamatā ir vairāki racionāli argumenti, kas ļauj optimāli līdzsvarot abu kurināmā veidu priekšrocības un trūkumus:

- biomasa neapšaubāmi ir lētāks kurināmais; pirms ievadīšanas katlā 1 MWh kurināmā ir aptuveni 2 reizes lētāka, bet aiz katla kurināmā izmaksu komponente, ņemot vērā lietderības koeficientu – aptuveni 1,8 reizes lētāka nekā izmantojot dabasgāzi pat ja šo kurināmo cenas salīdzina pie dabasgāzes mēreno cenu scenārija;
- kā jau izanalizēts un secināts 2.2. apakšnodaļā, dabasgāzes izmantošanu vēl vairāk sadārdzina parafiskālais nodoklis – nepieciešamība iegādāties SEG emisiju atļaujas, kamēr izmantojot biomasu, ja tiek pierādīta tās atbilstība ilgtspējas kritērijiem, tas nav nepieciešams³³;
- biomasas izmantošanas aktīvu izveidei CSA uzņēmumiem bija un joprojām ir iespēja relatīvi vienkārši iegūt atbalstu investīcijām EK finanšu instrumentu formā – gan no tradicionālajiem struktūrfondiem, gan no pēdējos gados pieejamā **Atgūšanās un noturības mehānisma**;
- savukārt dabasgāze, ja neskaita SEG emisijas, ir izcils kurināmais vērtējot pēc sadedzināšanas efektivitātes, tehnoloģiskā procesa automatizācijas, regulēšanas precizitātes un elastības, izmantojamo tehnoloģiju brieduma pakāpes, kas faktiski sasniegusi racionālu piesātinājumu un rezultējas izteikti zemās darbības un kapitāla izmaksās.

Minēto apsvērumu dēļ biomasu parasti izmanto konkrētas CSA sistēmas nozīmīgāko siltumavotu darbināšanai, kas nodrošina lielāko daļu no sistēmas bāzes slodzes. Savukārt dabasgāze tiek izmantota piķa slodžu segšanai, mazākas jaudas pilnībā automatizētās

³³ Nevar izslēgt, ka ilgākā laika posmā, ilgtspējas kritēriji ar tiesisko regulējumu tiks noteikti aizvien stingrāki un šī biomasas priekšrocība mazināsies

bezpersonāla katlu mājās, kur tehnisku un teritoriālu ierobežojumu dēļ nav iespējams racionāli izbūvēt biomasas loģistikas sistēmu. Sastopami arī gadījumi, kad gāzi lieto tās izmantošanas izcilās elastības dēļ, piemēram, paralēlam darbam ar saules kolektoru sistēmu vasaras siltumslodzes segšanai.

Attiecīgi, Latvijā lielākā daļa CSA uzņēmumu, kas izmanto abus kurināmā veidus, praksē ir izveidojuši kurināmā struktūru, kurā 50–85 % siltumenerģijas tiek saražota no biomasas. Šāds vispārināts novērtējums balstīts uz datu analizē izmantotajiem stacionāro emisijas avotu gaisa piesārņojuma datiem [107]. Tādēļ, lai izveidoto līmeņatzīmju algoritmu būtu iespējams lietot praksē, nepieciešams izveidot pielāgojumu tā izmantošanai arī jauktas kurināmā struktūras gadījumos.

Kā jau secināts 2.1. apakšnodaļā, siltumenerģijas ražošanai izvēlētais kurināmā veids determinē visus siltumenerģijas ražošanas parametrus – gan tehnoloģiskos, gan finansiālos. Turklāt visas siltumenerģijas ražošanas izmaksu aprēķināšanas sakarības ir lineāras. Tādēļ līmeņatzīmju noteikšanas algoritma pielāgošanas pamatprincipam definēts pieņēmums, ka ir pietiekami adekvāti, ja algoritmu jauktas kurināmā struktūras gadījumam balstītu no dažādiem kurināmā veidiem saražotās enerģijas apjomu proporcijās. Šāda pieeja faktiski izriet arī no Latvijā pielietotās Regulatora apstiprinātās siltumenerģijas ražošanas tarifa aprēķināšanas metodikas [21]. Metodika paredz, ka, ja CSA uzņēmums siltumenerģiju ražo vairākos siltumavotos, t. sk. izmantojot dažādus kurināmā veidus, tad siltumenerģijas ražošanas izmaksu aprēķins tiek veikts atsevišķi katram siltumavotam, bet kopējais siltumenerģijas ražošanas tarifs faktiski tiek aprēķināts kā vidējais pēc saražotā siltumenerģijas apjoma svērtais lielums.

Atbilstoši šai pieejai algoritma pielāgošanas aprēķiniem tika izvēlēts vienkāršs nosacīts robežgadījums. Tika pieņemts, ka CSA uzņēmumam ir tikai divi siltumavoti, vienā no tiem tiek izmantota biomasas, otrā – dabasgāze. Attiecīgi šajā robežgadījumā vienam siltumavotam tiek izmantots siltumenerģijas ražošanas tarifa līmeņatzīmju simulācijas algoritms tādām siltumavotam, kas izmanto dabasgāzi, savukārt otram – tādām siltumavotam, kas izmanto biomasu.

Atbilstoši 2.2. apakšnodaļā aprakstītajam algoritmam, *MC* simulācijas rezultātā tiek iegūtas divas siltumenerģijas ražošanas tarifu vērtību kopas, kur katrā ir *i* skaits³⁴ atšķirīgu ražošanas tarifu vērtību. Izmantojot abu kopu elementus un pielietojot analoģu pieeju kā siltumenerģijas ražošanas tarifa aprēķināšanas metodikā, tiek aprēķināts *i* skaits vidējā svērtā siltumenerģijas ražošanas tarifa vērtību pēc 3.2. formulas.

$$T^{Pr}_{mix(i)} = T^{Pr}_{bio(i)} \times q_{bio} + T^{Pr}_{gas(i)} \times (1 - q_{bio}), \quad (3.2.)$$

kur $T^{Pr}_{mix(i)}$ – vidējais svērtais siltumenerģijas ražošanas tarifs, EUR/MWh;

$T^{Pr}_{bio(i)}$ – no biomasas saražotās siltumenerģijas ražošanas tarifs, EUR/MWh;

$T^{Pr}_{gas(i)}$ – no dabasgāzes saražotās siltumenerģijas ražošanas tarifs, EUR/MWh;

q_{bio} – no biomasas saražotās siltumenerģijas īpatsvars, ko aprēķina atbilstoši siltumenerģijas ražošanas struktūrai pēc 3.3. formulas.

³⁴ Atbilstoši 3.2. apakšnodaļā secinātajam, pietiekami adekvātu rezultātu iegūšanai līmeņatzīmju modelī veikto *MC*s skaits pieņemts $i = 1000$.

$$q_{bio} = Q_{bio} / (Q_{bio} + Q_{gas}), \quad (3.3.)$$

kur Q_{bio} – no biomasas saražotās siltumenerģijas apjoms, MWh;

Q_{gas} – no dabasgāzes saražotās siltumenerģijas apjoms, MWh.

Savukārt, lai atbilstoši piedāvātajai metodiskajai pieejai noteiktu līmeņatzīmes un varētu veikt siltumenerģijas tarifu novērtējumu, ir jāaprēķina arī tarifu raksturojošā bezdimensiju lieluma R_{fj} vērtības jauktas kurināmā struktūras gadījumam pēc 2.1. formulas, attiecinot siltumenerģijas ražošanas tarifa vērtības pret jauktas struktūras kurināmā izmaksu komponenti siltumavotā ar labākajām pieejamajām tehnoloģijām. Attiecīgās BAT kurināmā komponentes siltumavotiem, kas izmanto tikai dabasgāzi, un siltumavotiem, kas izmanto tikai biomasu, jau ir aprēķinātas atsevišķi. Izmantojot šos lielumus un konkrēta CSA uzņēmuma izmantotā kurināmā struktūras raksturojošo rādītāju, pēc 3.4. formulas aprēķināma kurināmā izmaksu komponente siltumavotā ar labākajām pieejamajām tehnoloģijām jauktas kurināmā struktūras gadījumā.

$$C_{bpmix} = C_{bpbio} \times q_{bio} + C_{bpgas} \times (1 - q_{bio}), \quad (3.4.)$$

kur C_{bpmix} – kurināmā komponente BAT siltumavotā, ņemot vērā konkrēta CSA uzņēmuma biomasas īpatsvaru kurināmā struktūrā, EUR/MWh;

C_{bpbio} – kurināmā komponente BAT siltumavotā, kas izmanto tikai biomasu, EUR/MWh;

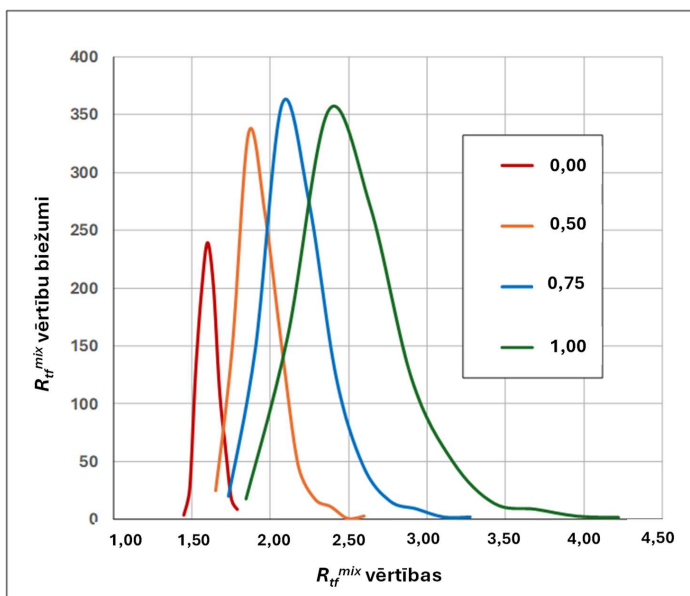
C_{bpgas} – kurināmā komponente BAT siltumavotā, kas izmanto tikai dabasgāzi, EUR/MWh.

Līmeņatzīmju aprēķinu jauktas kurināmā struktūras gadījumā tāpat kā tas ir, izmantojot viena veida kurināmo, – noslēdz R_{fj}^{mix} i skaita vērtību kopas aprēķins, ko veic pēc 2.1. formulas. Ilustrācijai 3.3. attēlā parādīti iegūtie R_{fj} absolūto vērtību biežuma sadalījumi jauktas kurināmā struktūras gadījumam, ņemot vērā dažādu biomasas īpatsvaru, salīdzinot ar R_{fj} vērtību biežuma sadalījumiem, ja siltumenerģijas ražošanai tiek izmantota tikai dabasgāze vai tikai biomasu. Visām četrām R_{fj} rezultātu kopām aprēķināti arī galvenie šīs kopas raksturojošie parametri, kas apkopoti 3.2. tabulā.

3.2. tabula

R_{fj} rezultātu kopas raksturojošie parametri

	R_{fj}^{base}	$R_{fj}^{mix}, q_{bio} = 0,50$	$R_{fj}^{mix}, q_{bio} = 0,75$	R_{fj}^{bio}
Vidējā vērtība	1,588	1,875	2,090	2,389
Standartnovirze	0,062	0,126	0,198	0,305
Min ÷ Max	1,409 ÷ 1,860	1,603 ÷ 2,500	1,642 ÷ 3,114	1,692 ÷ 3,969
Ekscesa koeficients	0,157	1,831	1,958	1,904
Asimetrijas koeficients	0,208	0,916	0,999	1,000



3.3. att. R_{tf}^{mix} absolūto vērtību biežumu grafisks salīdzinājums ar R_{tf}^{gbase} ($q_{bio} = 0,00$) un R_{tf}^{bio} ($q_{bio} = 1,00$), ja biomasas īpatsvars kurināmā struktūrā ir: $q_{bio} = 0,50$ un $q_{bio} = 0,75$.

3.3. attēlā ir nolasāma vispārējā tendence, ko 3.2. tabulā apliecina arī parametru skaitliskās vērtības, ka jauktai kurināmā struktūrai modelētie R_{tf} absolūto vērtību biežuma sadalījumi un šo sadalījumu raksturs atspoguļo loģiski skaidrojamu atkarību no kurināmā struktūras raksturojošā rādītāja q_{bio} :

1. Ja R_{tf}^{gbase} un R_{tf}^{bio} pieņem par robežgadījumiem, tad R_{tf}^{mix} rezultātu biežuma grafiki, gan arī rezultātu kopu vidējās vērtības, standartnovirzes un vērtību diapazonu sākuma un beigu vērtības novietojas starp R_{tf}^{gbase} un R_{tf}^{bio} attiecīgajiem parametriem. Turklāt pieaugot q_{bio} vērtībai, gan rezultātu biežuma grafiki, gan minētās vērtības pārvietojas R_{tf}^{bio} virzienā.
2. Tāpat novērojamas arī zināmas sakarības R_{tf} vērtību biežuma sadalījumu grafikuraksturojošajiem parametriem:
 - asimetrijas koeficients (*skewness*), kas raksturo vērtību sadalījuma simetriju visos gadījumos ir pozitīvs; tas nozīmē, ka grafikiem ir izstiepts labais zars, savukārt kreisais – aprauts; sādu raksturu R_{tf} rezultātu sadalījumi ir ieguvuši līmeņatzīmju algoritmā ieviesto ierobežojumu, kas skaidroti 2.2. apakšnodaļā, dēļ; pieaugot q_{bio} vērtībai, nedaudz pieaug arī asimetrijas koeficients. Šo tendenci var skaidrot ar vērtību lielāku izkliedi pieaugot q_{bio} , ko apliecina arī standartnovirzes un ekscesa koeficienta izmaiņu tendence.

- Ekscesa koeficients (*kurtosis*) visos scenārijos ir pozitīvs, kas nozīmē, ka grafiki ir stāvāki salīdzinot ar ideālu normālo sadalījumu, taču pieņemamās robežās (nepārsniedz 2).

Šīs sakarības pietiekami labi atspoguļo reālus apstākļus, kuros aprēķinot siltumenerģijas ražošanas tarifu jauktas kurināmā struktūras gadījumā, tarifs adekvāti atspoguļotu vidējās svērtās ražošanas izmaksas.

3.4. Siltumenerģijas pārvades un sadales tarifu novērtēšana

Kā jau norādīts 2.1. apakšnodaļā, nav lietderīgi veikt apjomīgus pētījumus siltumenerģijas tirdzniecības tarifa invertējumam tā necīgā īpatsvara dēļ, jo tā ietekme uz kopējo tarifu un faktiskajām izmaksām par siltumenerģiju ir mazāka nekā klimatisko apstākļu novirzei no vidējiem rādītājiem par mazāk kā 0,5 °C vai arī analogai patērētāja rīcībai izmainot savu komforta līmeni par šādu lielumu. Savukārt nozīmīgāko kopējā tarifa daļu veido ražošanas tarifs. Tādēļ tā regulēšanas vienkāršošanai un aizvietošanai ar uzraudzību izstrādāts 2. nodaļā izklāstītais līmeņatzīmju modelis. Tādējādi izvēloties lietot šo modeli, regulēšanas vienkāršošana skartu vismaz 70–80 % no siltumapgādes kopējā tarifa. Atlikušos 30–20 % no kopējā tarifa veido siltumenerģijas pārvades un sadales tarifs, kas ir nozīmīga sastāvdaļa un tādēļ apsverams vai un kā varētu vienkāršot arī šī tarifa regulēšanu, ņemot vērā, ka tehnoloģiskais process un attiecīgi izmaksu veidošanās pārvadē un sadalē būtiski atšķiras no ražošanas (3.3. tab.).

3.3. tabula

Siltumapgādes procesu salīdzinājums

Ražošana	Pārvade un sadale
Novērojami konkurences elementi, lielās sistēmās var tuvināties tirgus principiem	Lai arī lokāls, bet dabīgs monopols
Dinamiska biznesa vide, investīcijas ienāk strauji	Biznesa vide samērā nemainīga ilgākā laikā
Tehnoloģiju ekonomiskais dzīves cikls 10–15 gadi	Tehnoloģiju ekonomiskais dzīves cikls 30–40 gadi
Ļoti plašs jaudu un tehnoloģiju diapazons, bet faktiski tehnoloģijas iedalāmas lielās nosacītās grupās pēc kurināmā veida	Katra konkrētā sistēma ir unikāla pēc konfigurācijas, bet vienlaikus sistēmas ir homogēnas un precīzi aprakstāmas ar ģeometriskiem parametriem (cauruļvadu garumi un diametri)
Visas izmaksu grupas ir pakārtotas kurināmā veida izvēlei	Visas izmaksu grupas ir pakārtotas ģeometriskiem parametriem
Viens tehniskais rādītājs – lietderības koeficients ietekmē 60–85 % no ražošanas tarifa izmaksām	Nav viena rādītāja ar tik lielu un izteiktu ietekmi uz tarifu. Lietderības koeficientam analogs tehniskais rādītājs – īpatnējie zudumi ietekmē līdz 30 % no pārvades un sadales tarifa izmaksām
Analīzei un modelēšanai ir pietiekami lietot vienkāršus matemātiskos rīkus	Analīzei un modelēšanai jālieto komplicētas matemātiskās metodes

2019.gadā ar Latvijas Republikas Valsts pētījuma programmas projekta "Siltumapgādes un aukstumapgādes sistēmu attīstība Latvijā" (proj. Nr. VPP-EM-EE-2018/1-0002) un Latvijas Universitātes projekta "Inovatīvas informāciju sistēmas" (proj. Nr. AAP2016/B032) atbalstu tika veikts pētījums, kura galvenais fokusējums bija CSA sistēmu pārvades un sadales tīkla izmaksu modelēšana [110]. Viena no nozīmīgām šī pētījuma atziņām, kas balstīta arī uz 2.1. apakšnodaļā aplūkotojām siltumapgādes kopējo un ražošanas izmaksas raksturojošo rādītāju datu analīzēm ir, ka siltumenerģijas pārvades un sadales sistēmu izmaksu analīzei un modelēšanai jāmeklē atšķirīga pieeja un siltumenerģijas ražošanai pietiekami adekvātais risinājums ar bezdimensiju rādītāju R_{ff} nav piemērots. Iemesls ir siltumenerģijas ražošanas tehnoloģiskā un ekonomiskā procesa būtiskās atšķirības no siltumenerģijas pārvades un sadales procesiem.

Sakarību meklēšanai starp siltumtīklus raksturojošiem parametriem un pārvades un sadales izmaksām kā rīks tika izmantota R programmēšanas vide un t. s. *black box*³⁵ modelēšanas pieeja. Rezultātā tika atrastas sakarības siltumenerģijas pārvades un sadales kopējo izmaksu noteikšanai gan lineārā, gan nelineārā formā (3.5. un 3.6. formulas) izmantojot tikai divus ievadparametrus.

$$C_{TOT} = -176,71 + 2304 \times L + 0,99 \times D_{max}, \quad (3.5.)$$

$$C_{TOT} = 25,41 + 22,99 \times L + 5,77 \times 10^{-9} \times D_{max}^4, \quad (3.6.)$$

kur C_{TOT} – siltumenerģijas pārvades un sadales izmaksas, 1000 EUR gadā;

L – siltumtīklu sistēmas kopējais garums, m;

D_{max} – siltumtīklu sistēmā sastopamais lielākais cauruļvadu diametrs, mm.

Neraugoties uz to, ka šajās sakarībās kā ievadlielumi tiek izmantoti tikai divi parametri, 3.4. tabulā parādītie abas sakarības raksturojošie rādītāji liecina ne tikai to, ka atrastās sakarības starp modelētajām un faktiskajām mērķa rādītāja vērtībām ir ļoti stingras, bet arī to, ka abiem ievadlielumiem ir izšķirīga ietekmi uz rezultātiem. Līdzīgi rezultāti, kas nostiprina pieņēmumu, ka šāda pieeja ir adekvāta siltumtīklu darbības izmaksu modelēšanai, ir iepriekš iegūti arī citos infrastruktūras uzņēmumu izmaksu modelēšanas pētījumos [142].

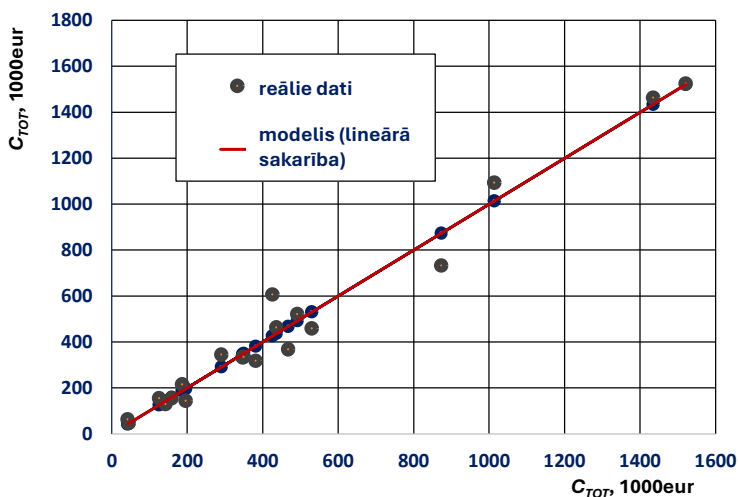
3.4. tabula

Siltumenerģijas pārvades un sadales izmaksu modelēšanas sakarību raksturojums

Sakarības veids	R^2	P vērtība
Lineārā regresija	0,9636	$5,9 \times 10^{-13}$
Nelineārā regresija	0,9747	$7,9 \times 10^{-16}$

³⁵ Pieeja procesu un sistēmu modelēšanai, kad tiek meklētas sakarības starp zināmiem ievad parametriem (šajā gadījumā siltumtīklu tehniskajiem un darbības rādītājiem) un zināmiem izejas parametriem (šajā gadījumā siltumenerģijas pārvades un sadales izmaksām), bet nepētot un neapraļstot pētāmās sistēmas iekšējos aspektus un sakarības.

Modelēšanā iegūtie rezultāti redzami 3.4. attēlā, parādot sakarību starp konkrētu CSA uzņēmū faktiskajām kopējām siltumenerģijas pārvades un sadales izmaksām (atspoguļo punkti) un ar iegūtajām sakarībām aprēķinātajām (grafikā līnija atspoguļo ar lineāro sakarību iegūtos rezultātus).



3.4. att. Siltumenerģijas pārvades un sadales kopējo izmaksu modelēšanas rezultāti

Siltumtīklu izmaksu modelēšanas problemātika attīstīta tālākos pētījumos [143], kā arī siltumtīklu parametru modelēšanas tālāka attīstīšana ir nozīmīga sastāvdaļa Latvijas Zinātnes Padomes atbalstītajā pētniecības projektā *Pilsētas apsildes sistēmas ilgtspējīga pārvaldība saskaņā ar ES paketi Fit for 55: metodoloģijas un rīka izpēte un izstrāde (proj. Nr Izp-2021/1-0108)*. Šī pētniecības projekta ietvaros, veidojot lietotājam draudzīgu rīku apdzīvotas vietas siltumapgādes sistēmas transformācijas modelēšanai viens no uzdevumiem bija meklēt iespēju samazināt modelēšanai nepieciešamo ievadāmo parametru skaitu. Būtiska ir šajos pētījumos gūtā atziņa, ka kopumā ir vēlams iegūt vairāk datu un parametru par pētāmo procesu vai sistēmu. Taču ne mazāk nozīmīgs ir uzdevums identificēt galvenos konkrēto procesu virzošos vai sistēmu determinējošos parametrus [144]. Tas vēlreiz apliecina, ka adekvātus modelēšanas rezultātus var iegūt izmantojot nelielu ievadparametru skaitu, ja vien tiem ir būtiska ietekme.

Tādējādi adekvātus modelēšanas rezultātus var iegūt, izmantojot nelielu ievadparametru skaitu, ja vien tiem ir būtiska ietekme. Attiecīgi siltumenerģijas pārvades un sadales izmaksu un tarifu modelēšana un līmeņatzīmju noteikšana ir iespējama, turklāt to varētu balstīt nelielā skaitā pašu būtiskāko parametru. Šo pieeju varētu attīstīt tālāk, tiecoties pēc vēl augstākas precizitātes, ja siltumenerģijas pārvades un sadales tarifu aplūko kā tā nozīmīgāko komponentu summu. Vispārīgā gadījumā siltumenerģijas pārvades un sadales tarifu var iedalīt trīs galvenajās komponentēs.

$$T^{td} = (C^{hl} + C^{O\&M}_{nw} + C_{nw}^c) / Q^{ec}, \quad (3.7.)$$

kur T^{td} – siltumenerģijas pārvades un sadales tarifs, EUR/MWh;
 Q^{ec} – gala lietotājiem piegādātais siltumenerģijas apjoms, MWh;
 $C^{O\&M}_{nw}$ – siltumtīklu sistēmas ekspluatācijas izmaksas, EUR;
 C_{nw}^c – siltumtīklu sistēmas kapitāla izmaksas, EUR;
 C^{hl} – siltumenerģijas zudumu izmaksas, EUR, ko aprēķina pēc 3.8. formulas.

$$C^{hl} = Q^{hl} \times T^{pr}, \quad (3.8.)$$

kur Q^{hl} – siltumenerģijas zudumi tīklos, MWh;
 T^{pr} – siltumenerģijas ražošanas tarifs, EUR/MWh.

Šādā tuvinājumā var pieņemt, ka siltumenerģijas zudumu komponente reprezentēs siltumenerģijas pārvades un sadales mainīgās izmaksas, savukārt siltumtīklu sistēmas darbības un kapitāla izmaksas var atzīt par fiksētām.

No siltumtīklu izmaksu modelēšanas pētījumu [110] un siltumapgādes faktisko tarifu struktūras analīzēm [109, 113] izriet, ka siltumenerģijas zudumu izmaksas parasti veido 25–45 % no kopējām siltumenerģijas pārvades un sadales izmaksām. Savukārt no 2.8. formulas, ka šo lielumu vienlīdzīgi nosaka siltumenerģijas ražošanas tarifs un siltumenerģijas zudumi tīklos. Zudumus tīklos praksē ierasts raksturot ar relatīvo rādītāju q_{hl} , kas parāda, cik % no sistēmā ievadītās siltumenerģijas tiek zaudēta tīklos. Mūsdienīgās CSA sistēmās relatīvie zudumi tīklos blīvas apbūves rajonos nepārsniedz 5–8 %, savukārt rajonos ar zemu slodzes blīvumu var sasniegt 15–25 %. Sistēmās, kas aptver dažāda blīvuma teritorijas, tie parasti ir 9–10 %. [145]. Galvenie faktori, kas nosaka šo lielumu ir: siltumtīklu tehniskais stāvoklis un noslodze. Tādējādi, līdzīgi kā siltumenerģijas ražošanā siltumavota lietderības koeficients, tā siltumenerģijas pārvadē un sadalē relatīvie zudumi varētu būt nozīmīgāka pašas tehnoloģijas un tās izmantošanas efektivitāti raksturojošais rādītājs. Analogi kā siltumenerģijas ražošanas lietderības koeficientam, Regulators varētu noteikt adekvātu šī rādītāja atsaucies lielumu, kas kombinācijā ar siltumenerģijas ražošanas līmeņatzīmi faktiski ļautu nonākt pie siltumenerģijas pārvades un sadales mainīgo izmaksu līmeņatzīmes.

Tādējādi var prezumēt, ka, ja ar siltumenerģijas ražošanas tarifu līmeņatzīmju modeli tiek atvieglota regulēšana 70–80 % no kopējā tarifa, tad, tiešā veidā šo pieceju paplašinot uz siltumenerģijas pārvades un sadales mainīgajām izmaksām, atvieglotās regulēšanas tvērumus nosegtu jau līdz 85–95 % no siltumapgādes kopējā tarifa.

Attiecībā uz atlikušo tarifa daļu – siltumenerģijas pārvades un sadales fiksētajām izmaksām – Regulators varētu izmantot šajā apakšnodaļā minētajos siltumtīklu parametru modelēšanas pētījumos secināto par pietiekami adekvātu rezultātu iegūšanu, izmantojot nelielu skaitu, bet izšķirīgi nozīmīgu parametru. Turklāt Regulatora priekšrocība ir pilna informācija par visām regulējamajām siltumtīklu sistēmām³⁶, savukārt šajā apakšnodaļā minētajai analīzei tika izmantota Latvijas Siltumapgādes uzņēmumu asociācijas atsaucīgāko biedru brīvprātīga dalība aptaujā, kas rezultējās ar datiem par 21 CSA pārvades un sadales sistēmu.

³⁶ Latvijā vairāk nekā 60.

3.5. Līmeņatzīmju modeļa praktiskās lietošanas pamatprincipi

Atbilstoši 1. nodaļā izklāstītajiem vērtējumiem un analīzei par regulēšanas un jo īpaši siltumapgādes regulēšanas problemātiku, pētījuma centrālais jautājums (hipotēze) bija – izstrādāt regulēšanas pieeju un principus algoritmam, kuru lietojums būtu kā vidusceļš starp striktu CSA regulēšanu (nereti pat **pārregulēšanu**) un pilnīgu šī enerģētikas sektora liberalizāciju.

Šai pieejai un metožu kopumam būtu jānodrošina, ka pēc iespējas tiktu samazināti vai pat novērsti 1. nodaļā izklāstītie regulēšanas trūkumi, bet vienlaikus tiktu nodrošināta CSA uzņēmumu darbības pietiekama uzraudzība.

Kā būtisks priekšnosacījums tika izvirzīta prasība, ka veidojamajam CSA uzņēmumu komercdarbības uzraudzības modelim būtu jāsimulē relatīvi brīvam tirgum pēc iespējas līdzīgi raksturīgie procesi, bet vienlaikus modelim jābūt pēc iespējas vienkāršam, kas neprasītu arī pārāk komplikētus informāciju tehnoloģiju risinājumus.

Tālāk izklāstīti izveidotā siltumenerģijas ražošanas tarifu līmeņatzīmju modeļa praktiskās lietošanas pamatprincipi, kas kopumā nodrošinātu izvirzīto prasību izpildi.

Tarifu līmeņatzīmju modeļa praktiskās lietošanas pamatprincipu definēšanai tika definēti divi pieņēmumi.

1. Regulators turpina veikt CSA uzņēmumu uzraudzības funkciju un saņemt ikgadējās visu enerģētikas nozares komersantu darbības rādītāju atskaites, kas ietver gan tehniskos, gan finanšu datus. Tādējādi Regulatora rīcībā nonāk precīzi dati par visu siltumenerģijas tarifa noteikšanai nepieciešamo parametru reālajām vērtībām vienā un tajā pašā pārskata periodā no visiem regulējamajiem komersantiem. Ja, izstrādājot šajā darbā izklāstīto siltumenerģijas ražošanas tarifu līmeņatzīmju modeli, tikai daļa no algoritmā lietojamajām vērtībām bija iegūtas no reālo CSA uzņēmumu publiski pieejamajiem datiem, tad Regulators var iegūt ne tikai visu CSA uzņēmumu reālos datus, bet arī faktiskās vērtības tiem parametriem, kas raksturo CSA nozīmīgāko ārējo resursu (dabaszāze, biomasas, elektrība) cenu veidošanos.
2. Tiek saglabāts nosacījums, ka siltumapgādes ražošanas tarifa aprēķins ir konsekventi jāveic pēc noteiktas metodikas. Šīs metodikas algoritma formulas ir iebūvētas līmeņatzīmju modelī. Arī siltumapgādes komersantu ikgadējo atskaišu formāts atbilst tarifū aprēķina metodikai.

Ja tiek nodrošināta izvirzīto pieņēmumu izpilde, līmeņatzīmju modeļa praktiskai lietošanai Regulatoram būtu jāveic vairākas aktivitātes.

1. Izmantojot CSA uzņēmumu atskaitēs ietvertu informāciju, Regulators izveido un uztur siltumenerģijas ražošanas izmaksu aprēķināšanai nepieciešamo parametru datu bāzi, iedalot to divās datu kopās pēc izmantotā kurināmā veida: parametri siltumenerģijas ražošanai izmantojot dabaszāzi vai biomasu.
2. Datu bāzē uzkrātajām parametru reālo vērtību kopām ar vienkāršām aprakstošās statistikas analīzes metodēm aprēķina šo kopu raksturojošos rādītājus (vidējā vērtība, standartnovirze), kas tālāk tiek izmantoti kā ievadlielumi šo parametru *MCs*, lai iegūtu, piemēram, 1000 vērtību variācijas, kas kā secināts 3.2. apakšnodaļā ir

pilnīgi pietiekami, lai atzītu, ka iegūtais vērtību sadalījums ir adekvāts atspoguļojums reālam tirgum tuviem apstākļiem.

3. Atbilstoši 2.2. apakšnodaļā aprakstītajām formulām aprēķina siltumenerģijas ražošanas tarifa rezultātu kopas.
4. Regulators izvēlas siltumenerģijas ražošanas lietderības koeficientus *BAT* siltumavotiem, kas izmanto dabasgāzi, un *BAT* siltumavotiem, kas izmanto biomasu, un aprēķina siltumenerģijas ražošanas tarifa raksturojošā bezdimensijas rādītāja R_f rezultātu kopas un šo rezultātu varbūtības sadalījumu. Apsvērumi un ieteicamā pieeja *BAT* lietderības koeficientu izvēlei izklāstīta 3.6. apakšnodaļā.

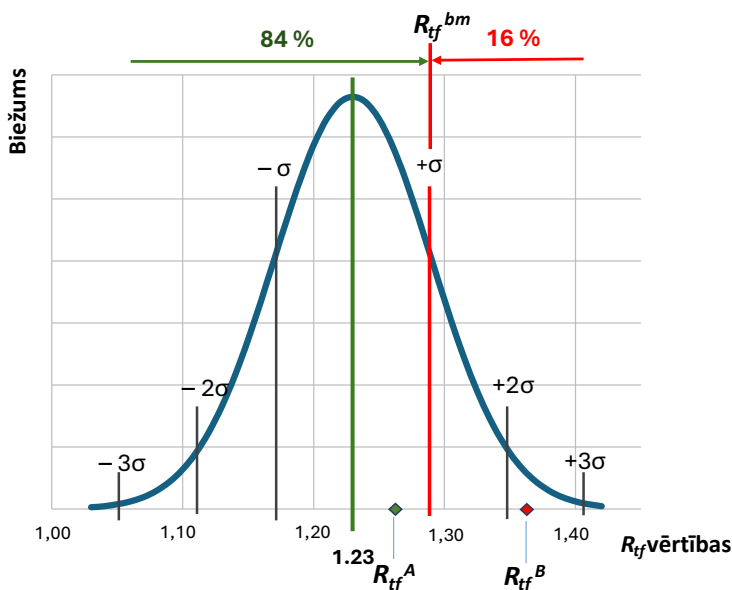
Rezultātā Regulators ar *MCs* ir ieguvis reālajos datos balstītu ainu, kas pietiekami adekvāti atspoguļo situāciju, kāda izveidotos tirgū, ja 1000 uzņēmumi ražotu siltumenerģiju no dabasgāzes vai biomasas un savas izmaksas uzskaitītu un aprēķinātu pēc vienotiem principiem. Katra komersanta reālie dati nav izšķiroši, taču tie ietekmē kopējo datu kopu un veido tendences līdzīgi tam, kā tas būtu noticis reālā tirgū.

Tālāk Regulators izvēlas un nosaka R_f vērtību biežuma varbūtību sadalījumam līmeņatzīmi R_f^{bm} . Šī izvēlētā līmeņatzīme faktiski būtu rezultējošais Regulatora lēmums, jo noteiktu robežšķirtni līdz kurai Regulators konkrēta komersanta tarifa raksturojošo rādītāju R_f atzītu par atbilstošu situācijai tirgū, bet kuras pārsniegšanas gadījumā Regulatoram būtu jāaktivizējas intervencei.

CSA komersanta rīcība un pienākumi, ja tiek lietots piedāvātais regulēšanas modelis.

1. Komersanti siltumenerģijas ražošanas izmaksas strukturē un uzskaita atbilstoši Regulatora noteiktai metodikai un noteiktajos termiņos iesniedz Regulatoram savas darbības rādītāju atskaiti atbilstoši noteiktai formai.
2. Saražotās siltumenerģijas tarifa (pārdošanas cenu) komersanti nosaka paši aprēķinot to atbilstoši Regulatora noteiktajai metodikai.
3. Savu noteikto tarifa un faktisko izmantotā kurināmā struktūras rādītāju q_{bio} komersanti iesniedz Regulatoram.

Tālāk Regulators veic komersantu iesniegto tarifa pārbaudi attiecībā pret noteikto līmeņatzīmi. Ja konkrētais komersants izmanto jauktu kurināmā struktūru, tad Regulators vispirms no R_f^{gas} un R_f^{bio} datu kopām aprēķina konkrētā komersanta faktiskajam kurināmā struktūras rādītājam q_{bio} atbilstošu R_f^{mix} datu kopu pēc 3.3. apakšnodaļā piedāvātajiem principiem. No konkrētā komersanta (piemēram komersanta *A*) noteiktā tarifa Regulators aprēķina tam atbilstošu R_f^A un salīdzina ar R_f^{bm} . Tarifu novērtēšana pret noteikto līmeņatzīmi shematiski redzama 3.5. attēlā.



3.5. att. Konkrētu komersantu tarifu novērtēšana attiecībā pret līmeņatzīmi.

Tarifu novērtēšanas shematiskajā ilustrācijā (3.5. att.) attēlota divu CSA uzņēmumu (komersanti *A* un *B*) tarifiem atbilstošās R_{tf} vērtības attiecībā pret visas R_{tf} vērtību kopas biežumu varbūtību sadalījumu un līmeņatzīmi R_{tf}^{bm} :

- Ja $R_{tf} \leq R_{tf}^{bm}$ (3.5. att. komersanta *A* tarifam), tad Regulators secina, ka konkrētā komersanta siltumenerģijas ražošanas tarifs atbilst situācijai tirgū, komersanta darbība ir pietiekami efektīva un peļņa saprātīga.
- Ja $R_{tf} > R_{tf}^{bm}$ (3.5. att. komersanta *B* tarifam), tad Regulators secina, ka konkrētais gadījums neiekļaujas optimālai darbībai atbilstošā ietvarā un nepieciešama Regulatora iejaukšanās.

Iejaukšanās veidi, apsvērumi un iespējamie argumenti Regulatora rīcības izvēlei izklāstīti tālāk 3.6. apakšnodaļā.

3.6. Līmeņatzīmju modelis kā Regulatora instruments enerģētikas politikas īstenošanai

Izveidojot un lietojot siltumenerģijas tarifu līmeņatzīmju modeli, būtu iespējams principiāli mainīt regulēšanas režīmu – atteikties no skrupulozas *ex ante* regulēšanas un Regulatora darbību fokusēt uz CSA uzņēmumu uzraudzību un efektivitātes stimulēšanu. Piedāvātā līmeņatzīmju noteikšanas algoritma lietošana arī krasi vienkāršotu un paātrinātu regulēšanas procedūru, jo, izmantojot piedāvāto pieeju, Regulatoram vairs nebūtu skrupulozi jāpārbauda katra CSA uzņēmuma tarifu projektu detalizēti aprēķini un liels pamatojošo dokumentu apjoms, kas atbrīvotu gan CSA uzņēmumu, gan Regulatora resursus nozīmīgāku jautājumu risināšanai.

Regulators kā enerģētikas politikas īstenotājs līmeņatzīmju modeli varētu lietot motivējošās regulēšanas nodrošināšanai, jo līmeņatzīmju modeļa algoritmos iebūvētie mehānismi sniedz Regulatoram instrumentus virzīt CSA uzņēmumus uz efektivitātes paaugstināšanu.

Nosakot atsevišķus līmeņatzīmju aprēķinam nepieciešamos robežlielumus atbilstoši **labās prakses** rādītājiem, kā arī pieļaujāmās novirzes no ar modeli iegūtajiem rezultātiem, Regulators var panākt, no vienas puses, efektivitāti stimulējošas, bet, no otras puses, reāli sasniedzamas līmeņatzīmes. Turklāt, sekojot tehnoloģiju attīstībai, Regulators pakāpeniski tās var mainīt, tā stimulējot CSA uzņēmumu tuvināšanos **labās prakses** piemēriem.

Izmantojot piedāvāto līmeņatzīmju modeli, Regulatoram pieejami četri rīki vai aktivitātes motivējošās regulēšanas īstenošanai.

1. **MCs nepieciešamo ievaddatu atjaunināšana** atbilstoši reālo CSA uzņēmumu darbības rādītāju paaugstināšanās tendencēm. Regulatoram ar noteiktu regularitāti būtu jāatjauno MC simulācijai izmantotie dati un jāveic līmeņatzīmju pārrēķini, tostarp Regulators atsevišķu parametru vērtības lietot kā specifisku stimulējošu instrumentu (piemēram, iepriekšminēto uzstādītās jauda izmantošanas rādītāja standartnovirzi $t(\sigma)$). Tādējādi tiktu nodrošināts, ka līmeņatzīmju modelis vienmēr ir aktuāls un adekvāti atspoguļo nozarē notiekošās tendences. Praksē šo procesu būtu lietderīgi pieskaņot regulējamo uzņēmumu iesniedzamo atskaišu periodiskumam.
2. **Jaunu siltumenerģijas ražošanas tehnoloģiju iekļaušana līmeņatzīmju modelī.** Līmeņatzīmju noteikšanas algoritma modeļa veidošana tika balstīta reālo datu analīzē. Tādēļ modelī detalizēti ir izstrādāta siltumenerģijas ražošanas izmaksu veidošanās, ja tiek izmantoti Latvijas siltumapgādē dominējošie enerģijas resursi – dabasgāze vai biomasas. Vienlaikus strauji attīstās jaunas siltumenerģijas ražošanas tehnoloģijas, kurām visdrīzāk būs izšķirošs ieguldījums CSA konversijai uz klimatneitrāliem risinājumiem. Attiecīgi, lietojot 3.3. apakšnodaļā izklāstīto pieeju līmeņatzīmju aprēķinam jauktas kurināmā struktūras gadījumam, līmeņatzīmju modeli var papildināt ar jauniem aprēķinu moduļiem, kas simulēs jauno siltumenerģijas ražošanas tehnoloģiju izmantošanu.
3. **Enerģijas ražošanas efektivitātes rādītājs BAT siltumavotā.** Regulatoram ir jāseko nozares tehnoloģiskās attīstības tendencēm un ja nepieciešams jāatjaunina līmeņatzīmju modelī lietotie BAT siltumavotu efektivitātes rādītāji;
4. **Līmeņatzīmes R_f^{bm} definēšana.** Šis lielums ir izšķirošais un apkopojošais motivējošās regulācijas instruments. Tas ir atkarīgs no visiem līmeņatzīmju modelī ievadītajiem datiem un apkopo trīs iepriekšējo instrumentu ietekmi. No otras puses, šī lieluma vērtības definēšana ir Regulatora kā nozares politikas īstenoāja viedokļa visaptverošs formulējums par siltumenerģijas ražošanas efektivitāti.

No aplūkoto regulēšanas instrumentu raksturojuma secināms, ka lietojot līmeņatzīmju modeli, Regulatora izšķirošas izvēles ir par BAT efektivitātes rādītāju un R_f^{bm} definēšanu. Abi šie lielumi nav definējami eksakti, bet faktiski ar tiem Regulatoram būtu jāimītē **tirgus spēku rīcība**.

Absolūti konkurējošā tirgū, kas gan ir tikai teorētiska konstrukcija, visu uzņēmumu tarifus raksturojošās R_f vērtības tiektos uz vienu R_f vērtību – 3.5. attēlā attēlotajā grafikā tā būtu R_f

sadalījuma vidējā vērtība. Taču reālā CSA tirgū pastāv samērā liela dažādība. Tajā savstarpēji konkurē gan kurināmā, gan tehnoloģiju, gan citu CSA uzņēmumiem nepieciešamo preču un pakalpojumu piegādātāji. Tādējādi tirgū pastāv gan piegādātāju, gan pircēju spēki, kas savstarpēji mijiedarbojas, kā arī tirgu ietekmē daudzi citi mainīgi faktori (patērētāju uzvedība un paradumi, vispārējie komercdarbības regulējumi, nozares politika, valsts un pašvaldību nodokļi un nodevas utt.). Tādēļ arī reālajā tirgū tarifus raksturojošam rādītājam veidotos sadalījums līdzīgi tam, kāds ir iegūts līmeņatzīmju modelī.

Reālā konkurējošā tirgū būtu **jāizdzīvo** spēcīgākajiem un efektīvākajiem tā dalībniekiem, jo arī **tirgus spēki nosacīti vilktu līmeņatzīmes līniju**. Realitātē, protams, nepastāv šāda viena līmeņatzīmes līnija, bet efektīvākie tirgū esošie dalībnieki vai jaunienācēji cenšas izspiest no tirgus mazāk efektīvos. Ar līmeņatzīmju modeli iegūtajā R_f sadalījuma grafikā (3.5. att.), visdrīzāk, tos reprezentētu grafika labais zars tālāk par 1–1,5 standratnovirzi no sadalījuma vidējās vērtības, t. i., 9–16 % neefektīvākie uzņēmumi no to kopējā skaita.

Analoģiski, Regulatoram imitējot **tirgus spēkus**, spiediens kļūt efektīvākiem būtu jāizdara uz tie šī diapazona CSA uzņēmumiem. Novelkot R_f^{bm} vienas standartnovirzes attālumā, Regulators faktiski būtu nolēmis, ka aptuveni 84 % no CSA uzņēmumu tarifiem tiktu atzīti par atbilstošiem, un Regulators varētu dot atļauju tos lietot bez skrupulozas pārbaudes. Taču, lai stimulētu efektivitātes paaugstināšanu, Regulators šī diapazona robežas var pakāpeniski mērķtiecīgi pārvirzīt.

Lai arī, kā secināts 1.3. apakšnodaļā CSA faktiski aizvien vairāk attālinās no klasiskā monopolstāvokļa, Regulatoram tomēr būtu jāizvairās no tik intensīviem motivācijas spiedieniem, kas liktu CSA uzņēmumam vispār pamest tirgu. Pilnīgi konkurējošā un likvidā tirgū tas atbilstu **dabīgajam** biznesa ciklam, taču CSA jomā pārskatāmā periodā maz ticams ka tā būtu pilnībā aizvietoama. Savukārt, adekvātas siltumapgādes pieejamība kā secināts 1. nodaļā noteiktos klimatiskajos apstākļos ir sabiedrībai eksistenciāla.

Tādēļ Regulatoram izmantojot līmeņatzīmju modeļa piedāvātos instrumentus būtu jārikojas līdzsvaroti gan attiecībā uz efektivitātes paaugstināšanu jau izmantojamām tehnoloģijām, gan jaunu inovatīvu risinājumu ieviešanu.

Attiecībā uz jau aprobētu un plaši pielietotu tehnoloģiju efektivitātes paaugstināšanu, motivējošā regulēšana tūri tehniski darbotos samērā vienkārši. Kā iepriekš izklāstīts, regulāri atjauninot līmeņatzīmju aprēķina algoritmā ievadāmos datus, algoritmā pakāpeniski iekļausies gan jaunākie aktuālie tehnoloģiju darbības rādītāji, gan tirgus situācijai atbilstošas investīciju un ekspluatācijas izmaksas. Attiecīgi līmeņatzīmju modelis sekotu nozares reālajiem attīstības procesiem un simulētās vērtības iekļautu gan tehnoloģiju attīstības, gan cenu indeksu izmaiņu ietekmi.

Komplicētākais jautājums CSA uzņēmumu motivēšana jaunāku efektīvu tehnoloģiju ieviešanai ir - kā līdzsvarot efektivitātes prasības ar uzņēmumu spēju atpelnīt šo tehnoloģiju ieviešanā ieguldītās investīcijas un kā simulēt apstākļus kādos brīvā tirgū strādājošs uzņēmums pieņemtu lēmumus par investīcijām un inovācijām. Pretējā gadījumā neizdotos izvairīties no 1. nodaļā aplūkotojām $RPI-x$ regulēšanas metodes trūkumiem.

Jaunu tehnoloģiju un inovāciju stimulējošas regulēšanas pieejas formulēšanai piemērota ir pagājušā gadsimta austriešu ekonomista Jozefa Šumpētera tēze par peļņas un inovāciju ciešo

saikni. Lai arī no šodienas pamatstraumes ekonomisko skolu skata punkta viņa **radošās destruktīvas** teorija ir vērtējama pretrunīgi, taču grūti nepiekrīst, ka tikai iespēja gūt peļņu ir patiesais dzinulis uzņēmējam inovēt, un, ka **peļņa ir balva sekmīgam inovatoram** par gatavību uzņemties riskus ieviešot jaunas tehnoloģijas un uzlabojot produktus [146], [147].

Savukārt, pārregulētā komercdarbībā, kas, kā secināts 1.3. apakšnodaļā jo spilgti novērojama siltumapgādes regulēšanā Latvijā, nav sagaidāma komersantu patiesa iniciatīva inovēt un meklēt efektivitātes risinājumus. Pārregulēta vide rada stacionāru, reaktīvu un sevi atkārtujošu ekonomisko procesu, kas faktiski nodrošina tikai esošo aktīvu atražošanu ar ļoti ierobežotu atdeves likmi, kas nereti nenosedz pat patiesās finansēšanas izmaksas.

Tādēļ motivējošajai regulēšanai būtu jānodrošina, ka tie uzņēmumi, kas pirmie investē jaunā efektīvā tehnoloģijā, līdz ar to vienlaikus uzņemoties jaunas kapitālizmaksas, iegūtu priekšrocības pietiekami ātri atgūt ieguldījumus un arī gūt pamatotu peļņu kā adekvātu atalgojumu par ieguldījumiem inovācijās un riska uzņemšanos. To varētu panākt, ja jaunu tehnoloģiju līmeņatzīmju moduli vai arī krasu tradicionālas tehnoloģijas efektivitātes paaugstināšanas rādītāju neiekļautu līmeņatzīmju modelī, tiklīdz ir iegūti un uzkrāti dati par tiem, bet – ar zināmu laika nobīdi.

Līdzīgs process dabīgi norit konkurējošos tirgos. Pirmie inovāciju ieviešēji zināmu laiku var sasniegt ievērojamus peļņas rādītājus, līdz pamazām šo tehnoloģiju pārņem arī konkurenti, un to spiediena rezultātā cenas un arī pirmā ieviešēja peļņa samazinās.

Attiecīgi, lietojot līmeņatzīmju modeli, jaunās tehnoloģijas kā jauns aprēķina modulis algoritmā jāiekļauj tad, kad to lietojums un izplatība jau kļūst plašāka. No tā brīža līmeņatzīmju modelī simulētie tarifi raksturojošie rādītāji jau atspoguļos arī jaunās tehnoloģijas ietekmi, kā rezultātā CSA uzņēmumiem sava produkta cenas pakāpeniski būs jāmazina, kas faktiski nozīmēs, ka ieguvumi no jaunās tehnoloģijas sāks pārdalīties par labu arī patērētājiem.

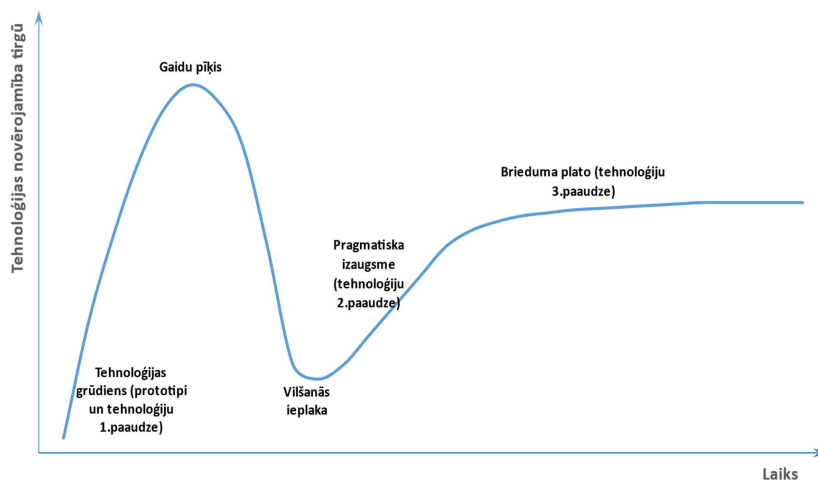
Savukārt uz jautājumu, kad jauna tehnoloģija jāatzīst par pietiekami plaši lietotu, lai to iekļautu līmeņatzīmju modelī nav viennozīmīgas eksakti atrodamas atbildes.

Starptautiskās enerģētikas aģentūras (IEA) jaunākajā regulārajā tehnoloģiju apskatā [148] uzsvērts ka galvenais virzošais spēks tehnoloģiju attīstībai ir pasaules vadošo ekonomiku enerģētikas nozares politikas un, jo īpaši nospraustie klimatneitralitātes mērķi. Lai arī šķiet, ka mūsdienās tehnoloģiju attīstība ir ļoti strauja, minētajā apskatā dati liecina, ka tehnoloģijas attīstība no prototipa līdz komerciālam produktam aizņem pat vairāk nekā 20 gadus, kas ir visai ilgs tirgū ienākšanas laiks. Turklāt no nesēn pārvarētās Covid pandēmijas un Krievijas iesāktā kara Ukrainā ietekmes uz enerģijas un izejvielu piegādes ķēdēm seku izvērtējuma IEA eksperti secina, ka jaunais lielākais izaicinājums pasaules dekarbonizācijas mērķu sasniegšanai ir dekarbonizācijas tehnoloģijām nepieciešamo kritisko izejvielu piegādes ķēžu un cenu trauslums.

Līdz ar to pat no jau īstenotu pilotprojektu rezultātiem, kas turklāt parasti ir ar ļoti augstu atbalsta līdzfinansējuma intensitāti, izdarīt secinājumus par tehnoloģiju gatavību tirgum ir pārāgri. Turklāt jāņem vērā, ka jaunu tehnoloģiju ienākšanas fāzēm tirgū var novērot t. s. **haipa ciklu**³⁷, kas grafiski nosacīti parādīts 3.6. attēlā. Lai arī to plašāk lieto informācijas tehnoloģiju

³⁷ Angļu val. *Gartner's Hype Cycle* – ASV tehnoloģiju uzņēmuma kopš 1995.gada attīstīta pieeja jaunu tehnoloģiju brieduma novērtēšanai.

jomā, sastopamas arī tā analīzes attiecībā uz enerģētikas transformācijai nozīmīgām tehnoloģijām [149]. **Haipa cikls** nav strikta aprēķinu metodika neapstrīdamu rezultātu iegūšanai, taču dod pietiekamu pamatu sākotnējam ieskatam par jaunas tehnoloģijas iespējamo nākotni.



3.6. att. **Haipa cikla** ilustratīvs raksturojums

Raugoties uz 3.6. attēlā vispārināto jaunas tehnoloģijas attīstības trajektoriju, var pieņemt, ka Regulatoram būtu jāļauj inovatīvākajiem uzņēmumiem riskēt ar pilotprojektu īstenošanu un, ja izdodas, tad gūt peļņu 2.paaudzes pragmatiskās attīstības posmā. Savukārt, līmeņatzīmju modeļi tehnoloģijas jau kā etalonus iekļaut, kad tās sasniedz 3.paaudzi.

Praksē sagaidāms, ka jauno tehnoloģiju jomā dominējošās būs tās, kas nodrošinās zema potenciāla siltuma, tostarp **atlikumsiltuma**, izmantošanu. Vistuvāk komerciālas pielietošanas brieduma pakāpei (t. i., var novērtēt, ka tehnoloģijai noslēdzas pragmatiskās attīstības fāze un tā ir tuvu *TRL* 8.–9. līmenim) pašlaik ir dažādu tehnoloģiju siltumsūkņi. Mazu jaudu diapazonā, kas pielietojami lokāliem risinājumiem – piemēram, viengimenes dzīvojamām ēkām, tie jau ir absolūti konkurētspējīgi ar tradicionālajiem risinājumiem – dabasgāzes vai koksnes granulu katliem. Par to liecina aizvien pieaugošais šo tehnoloģiju lietojums, kura sekmīgai norisei samērā strauji samazinās nepieciešamība pēc papildus atbalsta pasākumiem. Savukārt lielas jaudas siltumsūkņu ienākšana komerciālā lietošanā arī tuvojas [150].

Tāpat tuvākā nākotnē komerciālai lietošanai nepieciešamo briedumu CSA jomā varētu sasniegt saules kolektori. Savukārt ūdeņraža, sintētisko metānu u.tml. tehnoloģijas visdrīzāk vēl joprojām ir **haipa cikla** svārstīgajā daļā.

Lai arī piedāvātā līmeņatzīmju modeļa metode būtībā nav sarežģīta, no praktiskā lietojuma viedokļa tā prasa darbu ar lieliem datu masīviem. Pirmsšķietami tas varētu pretrunā ar vienu no sākotnēji definētajām prasībām iecerētajam regulēšanas modelim – Regulatora resursu patēriņa samazinājumu. Taču no otras puses, tad, kad līmeņatzīmju algoritms ir izveidots, tālākie datu

apstrādes procesi ir sadalāmi vienkāršās daudzkārt atkārtojamās procedūrās. Līdz ar to praksē gan datu iegūšana no CSA uzņēmumiem, gan to apstrāde būtu pilnībā jānodrošina ar mūsdienīgiem informāciju tehnoloģiju risinājumiem. Turklāt var prezumēt, ka datu apstrāde, simulācijas, R_{ff} aprēķini un Regulatora lēmumiem nepieciešamās analīzes būtu jāuztic mākslīgā intelekta rīkiem.

Savukārt Regulatora radošā ekspertīze, kompetence, pieredze būtu jāizmanto pašas līmeņatzīmes izvēlei un tālāk izziņētajiem lēmumiem par rīcību attiecībā uz tiem CSA uzņēmumiem, kas pārsniedz līmeņatzīmi.

Gadījumos, kad konkrēta CSA uzņēmuma lietotais tarifs neizturētu līmeņatzīmes algoritmos iebūvēto testu, Regulators secina, ka ar šādu tarifu konkrētais uzņēmums ir guvis tirgus situācijai nepamatotus ienākumus, un uzdod samazināt tarifu, kas ne tikai izpildītu līmeņatzīmes testu, bet arī kompensētu iepriekšējā periodā gūto ienākumu pārsniegumu.

Tālākā rīcība varētu būt divējāda – vai nu CSA uzņēmums piekrist pārskatīt savu tarifu, atrast iespējas to samazināt un iesniegt atkārtotam testam, vai arī iesniedz Regulatoram pilnu tarifa aprēķinu skrupulozai pārbaudei, kas tiek veikta pēc pilnās tarifa pārbaudes procedūras. Izskatot pilno tarifa projektu, Regulatora lēmumi varētu būt trīs veidu.

1. Regulators pārliecinās, ka konkrētais CSA uzņēmums šobrīd nespēj nodrošināt siltumapgādi par līmeņatzīmēm atbilstošu tarifu, bet vienlaikus secina, ka zināmā laika posmā ir iespējams veikt uzlabojumus un panākt tarifa atbilstību. Šādā gadījumā var apstiprināt terminētu tarifu, norādot pārejas periodu atbilstības sasniegšanai.
2. Regulators pārliecinās, ka konkrētajam CSA uzņēmumam pastāv objektīvi un ārpus uzņēmuma kontroles esoši apstākļi, kādēļ tam nav iespējams nodrošināt siltumapgādi par līmeņatzīmēm atbilstošu tarifu, un apstiprina tarifu.
3. Trešais varētu būt galējais gadījums, kad Regulators secina, ka konkrētajā vietā CSA sistēmas saglabāšanai nav ekonomiska pamata (piemēram, CSA sistēmas ar kritiski zemiem noslodzes rādītājiem mazās apdzīvotās vietās ar izteiktu depopulācijas tendenci). Šādos gadījumos Regulatoram būtu jāsniedz drastiska rekomendācija – veikt plānveidīgu CSA sistēmas decentralizāciju un lokālo siltumavotu izbūvi.

Noslēgumā jāatzīmē, ka Regulatoram ir jāpievērš pienācīga uzmanība arī tiem gadījumiem, kad tarifu raksturojošais rādītājs R_{ff} ir galēji novirzīts uz R_{ff} sadalījuma grafika kreiso zaru. Šādi gadījumi var liecināt par risku, ka konkrētais uzņēmums kaut kādu apstākļu dēļ nespēj atgūt ilgtspējīgai siltumapgādes nodrošināšanai visas nepieciešamās izmaksas. Nemot vērā to, ka Regulators ir atbildīgs ne tikai par patērētāju aizsardzību, bet arī pakalpojumu sniedzēju komercdarbības ilgtspēju un attīstību, Regulatoram jāveic arī šo situāciju cēloņu analīze un savas kompetences ietvaros, ja nepieciešams, jāsniedz uzņēmumam un tā īpašniekam rekomendācijas kritiskās situācijas novēršanai.

4. SECINĀJUMI UN PRIEKŠLIKUMI

Secinājumi

1. Apstākļos, kad visā Eiropas enerģētikas sektorā norit fundamentāla transformācija virzībā uz dekarbonizācijas mērķi, arī CSA regulēšanai ir jātransformējas un pēc iespējas jātuvinās tirgus principiem, lai ne tikai stimulētu CSA uzņēmumus paaugstināt darbības efektivitāti, bet arī virzītu tos investēšanai klimatneitralitātes sasniegšanai nozīmīgās tehnoloģijās, vienlaikus pielāgojoties patērētāju jaunajām prasībām.
2. No regulēšanas teoriju, metožu un prakšu analīzes izriet secinājums, ka nav definējama ideālā pieeja regulēšanai un atrodama universāla un ideāla cenu un tarifu regulēšanas metode. Gan pilnīgi liberalizētam siltumapgādes tirgum, gan arī stingrai siltumapgādes nozares regulācijai ir daudz trūkumu. Tādēļ ir jāmeklē optimāls vidusceļš starp šīm divām alternatīvām, pieeju regulēšanas režīmam pakārtojot noteiktiem mērķiem.
3. Promocijas darba gaitā izstrādātā CSA tarifu līmeņatzīmju metode, kuras pamatā ir virtuālu CSA tirgus apstākļu imitēšana, izmantojot Montekarlo imitācijas modeli, tiek piedāvāta kā optimāls kompromiss starp CSA nozares **pārregulēšanu** un pilnīgu liberalizāciju.
4. No tarifu līmeņatzīmju modeļa izveidei veikto reālo CSA uzņēmumu datu analīžu rezultātiem tika secināts, ka:
 - līmeņatzīmju modeļa izveidi nevar balstīt tikai empīriski iegūtajos regresijas vienādojumos un tarifu noteikšanā nevar lietot vienkāršotu pieeju, piemēram, mēģinot atrast vienu tarifu griestu līmeņatzīmi, kas izteikta ar absolūto vērtību un uz ko būtu jātiecas visiem CSA uzņēmumiem, vai arī dažas atšķirīgas līmeņatzīmes raksturīgākajām CSA uzņēmumu vai sistēmu grupām;
 - reālo uzņēmumu datu apstrāde ar komplicētākiem statistiskās analīzes testiem pierāda, ka gan tarifa vērtību, gan nozīmīgāko to aprēķina elementu vērtību izlasēm, kas veidotas pēc izmantotā kurināmā veida pazīmes, ir statistiski nozīmīgas atšķirības, kā arī to, ka šo vērtību empīriskais sadalījums ar augstu ticamību atbilst normālajam sadalījumam. Tādēļ līmeņatzīmju noteikšanai aprēķinu moduļi *MCs* veikšanai jāveido atsevišķi katram izmantojamā kurināmā veidam.
5. Tarifu līmeņatzīmju modeļa galvenais elements ir bezdimensiju lielums R_{if} , kas raksturo noteikta CSA uzņēmuma siltumenerģijas ražošanas tarifa attiecību pret efektīvas siltumenerģijas ražošanas etalonu – kurināmā izmaksu komponenti *BAT* siltumavotā. Ar *MCs* ģenerēto R_{if} vērtību biežumu sadalījums imitē situāciju, kāda veidotos nosacītā CSA tirgū konkurences apstākļos.
6. Iegūto rezultātu novērtējums ļauj secināt, ka tie ir pietiekami adekvāti:
 - rezultātu robežklūdas novērtējums liecina, ka visos aprēķina variantos tā ir mazāka par 1 %, tādējādi ar *MCs* ģenerētos rezultātus var pieņemt kā adekvāti raksturojošus reālos apstākļus;
 - dažādajos aprēķinu scenārijos iegūto rezultātu izlases raksturojošo rādītāju vērtības korekti atspoguļo siltumenerģijas ražošanas izmaksu veidošanās specifiku atkarībā no izmantoto kurināmo veidu struktūras. Jo augstāks īpatsvars siltumenerģijas ražošanas izmaksās ir kurināmā izmaksām, jo šaurāks ir R_{if} vērtību diapazons un mazāka

standartnovirze. Izmantojot tikai dabasgāzi, mērenu cenu scenārijā R_f vidējā vērtība ir 1,875, savukārt standartnovirze 0,126. Pieaugot biomasas īpatsvaram kurināmā struktūrā, pakāpeniski pieaug arī gan R_f vidējā vērtība, gan šo vērtību izkliede līdz, izmantojot tikai biomasu, R_f vidējā vērtība sasniedz 2,389, savukārt standartnovirze 0,305. Šī tendence atspoguļo realitāti, jo, siltumenerģijas ražošanai izmantojot biomasu, pieaug darbības un kapitāla izmaksu ietekme, un tā rezultātā siltumenerģijas tarifu vērtības vairāk izklīdējas.

7. Promocijas darba gaitā izveidotais siltumenerģijas tarifu līmeņatzīmju modelis nav komplicēts, un tā lietošanai ir pietiekami ar ikdienā plaši pieejamiem IT risinājumiem. Tādējādi modeli nav sarežģīti papildināt ar lietotājiem ērtiem saskarnes risinājumiem un ieviest lietošanai praksē. Lietojot līmeņatzīmju modeli praksē, Regulators to varētu vienkārši kalibrēt līdz augstākai precizitātes pakāpei, jo Regulatoram ir pieejami visu regulējamo uzņēmumu visi reālie dati, kas izmantojami MCs ievadāmo lielumu noteikšanai.
8. Kopumā secināms, ka izveidotais līmeņatzīmju modelis, tā īpašības un lietojuma iespējas liecina, ka izpildās promocijas darba hipotēze, darba mērķis ir sasniegts un uzdevumi izpildīti.

Priekšlikumi

1. Piedāvāt siltumenerģijas tarifu līmeņatzīmju noteikšanas algoritma izveide un lietošana krasi vienkāršotu un paātrinātu regulēšanas procedūru. Regulatoram būtu iespējams principiāli mainīt regulēšanas režīmu – atteikties no skrupulozas *ex ante* regulēšanas un katra CSA uzņēmuma tarifu projekta detalizēto aprēķinu pārbaudes. Tas atbrīvotu gan CSA uzņēmumu, gan Regulatora resursus nozīmīgāku jautājumu risināšanai.
2. Regulators kā enerģētikas politikas īstenotājs līmeņatzīmju modeli varētu lietot motivējošās regulēšanas nodrošināšanai, jo līmeņatzīmju modeļa algoritmos iebūvētie mehānismi sniedz Regulatoram instrumentus virzīt CSA uzņēmumus uz efektivitātes paaugstināšanu. Nosakot atsevišķus līmeņatzīmju aprēķinam nepieciešamos robežlielumus atbilstoši **labās prakses** rādītājiem, kā arī pieļaujamās novirzes no ar modeli iegūtajiem rezultātiem, Regulators var panākt, no vienas puses, efektivitāti stimulējošas, no otras puses, reāli sasniedzamas līmeņatzīmes. Turklāt, sekojot tehnoloģiju attīstībai, Regulators pakāpeniski tās var samazināt, tā stimulējot CSA uzņēmumu tuvināšanos labas prakses piemēriem.
3. Savukārt CSA uzņēmumiem tirgus apstākļus imitējošas CSA regulēšanas metodes ieviešana:
 - o uzlabotu komercdarbības plānošanu ilgtermiņam;
 - o paaugstinātu motivāciju uz komerciāliem principiem investēt efektivitātes paaugstināšanas un emisiju mazināšanas tehnoloģijās, piemēram, siltumsūkņi, zema potenciāla **atlikumsiltuma** izmantošana;
 - o radītu priekšnoteikumus elastīgas sava pakalpojuma cenošanas un tarifu struktūras veidošanai, lai pielāgotos patērētāju jaunajām prasībām un **aktīvo patērētāju** integrācijai CSA sistēmās;

- sekmētu CSA sistēmu kā apjomīga un vadāma enerģijas uzkrāšanas elementa sagatavošanu sinerģijai ar elektroapgādes sistēmu tās elastības paaugstināšanai, kas būs izšķirošais faktors elektroapgādes transformēšanai un maksimāli efektīvai svārstīgo un nevadāmo AER ģenerācijas avotu integrēšanai.
4. Promocijas darbā izstrādātais algoritms un modelis paver arī tālākas pētniecības iespējas, jo to iespējams izmantot ne tikai praktiskai CSA regulēšanai, bet arī tarifu dinamikas pētīšanai dažādu ārējo faktoru izmaiņu ietekmē.

LITERATŪRAS SARAKSTS

- [1] COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS The European Green Deal, Brussels, 11.12.2019 COM(2019) 640 final
- [2] COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS 'Fit for 55': delivering the EU's 2030 Climate Target on the way to climate neutrality, Brussels, 14.7.2021, COM(2021) 550 final
- [3] Geels, Frank W, Sovacool, Benjamin K, Schwanen, Tim and Sorrell, Steve (2017) Sociotechnical transitions for deep decarbonization. *Science*, 357 (6357). pp. 1242-1244. ISSN 1095-9203
- [4] Ziemele J., Vigants G., Vitolins V., Blumberga D., Veidenbergs I. District Heating Systems Performance Analyses. *Heat Energy Tariff. Environmental and Climate Technologies* 2014;13:32-43
- [5] Axelle Delangle, Romain S.C. Lambert, Nilay Shah, Salvador Acha*, Christos N. Modelling and optimising the marginal expansion of an existing district heating network. *Energy* 140 (2017) 209-223
- [6] Jingjing Song, Hailong Li, Fredrik Wallin. Cost comparison between district heating and alternatives during the price model restructuring process. *The 8th International Conference on Applied Energy – ICAE2016. Energy Procedia* 2017; 105: 3922 – 3927
- [7] Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Werner S, Moller B, Persson U, Boermans T, Trier D, Østergaard PA, Nielsen S. Heat Roadmap Europe: combining district heating with heat savings to decarbonise the EU energy system. *Energy Policy*, 2014, vol.65, pp. 475 – 489, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.10.035>
- [8] Patronen J., Kaura E., Torvestad C. Nordic heating and cooling, *Nordic Approach To EU's Heating and Cooling Strategy. TemaNord* (2017), p. 532 Available online: <http://norden.diva-portal.org/smash/get/diva2:1098961/FULLTEXT01.pdf>
- [9] Hast A., Syri S., Lekavičius V., Galinis A. District heating in cities as a part of low-carbon energy system *Energy*, 152 (2018), pp. 627-639, 10.1016/j.energy.2018.03.156
- [10] Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC
- [11] Sven Werner. International review of district heating and cooling. *Energy* 137 (2017) 617-631
- [12] Saban Pusat, Hasan Huseyin Erdem. Techno-economic model for district heating systems. *Energy and Buildings* 72 (2014) 177-185
- [13] Dominković D.F., Stunjek G., Blanco I., Madsen H., Krajačić G. Technical, economic and environmental optimization of district heating expansion in an urban agglomeration *Energy*, 197 (2020), 10.1016/j.energy.2020.117243

- [14] Guelpa E., Mutani G., Todeschi V., Verda V. Reduction of CO₂ emissions in urban areas through optimal expansion of existing district heating networks *J Cleaner Prod*, 204 (2018), pp. 117-129, 10.1016/j.jclepro.2018.08.272
- [15] Sven Warner. District heating and cooling in Sweden, *Energy*, Volume 126, 1 May 2017, Pages 419-429,
- [16] Kerstin Sernhed, Kristina Lygnerud, Sven Werner. Synthesis of recent Swedish district heating research, *Energy* 151 (2018) pp. 126-132, <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.03.028>
- [17] Wissner M. Regulation of district-heating systems. *Util Pol* 2014;31:63-73. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2014.09.001>.
- [18] J. Hertog, "Review of Economic Theories of Regulation," Tjalling C. Koopmans Research Institute, Utrecht School of Economics Utrecht University, 2010
- [19] Stigler, George J. and Friedland, Claire (1962), 'What Can Regulators Regulate? the Case of Electricity', 5 *Journal of Law and Economics*, 1-16.
- [20] Frank R.H., *Microeconomics and behavior*. - New York: McGraw-Hill, Inc., 1991- p. 402.
- [21] Siltumenerģijas apgādes pakalpojumu tarifu aprēķināšanas metodika. *Latvijas Vēstnesis* 2010; 62(4254):1-17.
- [22] Likums par sabiedrisko pakalpojumu regulatoriem. *Latvijas Vēstnesis* 2000;394/395(2305/2306).
- [23] Directive (EU) 2023/1791 of the European Parliament and of the Council of 13 September 2023 on energy efficiency and amending Regulation (EU) 2023/955
- [24] Zigurs, A., Sarma, U., Ivanova, P. Implementation of the energy efficiency directive and the impact on district heating regulation International Conference on the European Energy Market, EEM, Lisbon, Portugal, 19.-22.may, 2015, 2015-August, art. no. 7216630, DOI: 10.1109/EEM.2015.7216630
- [25] M. Ots. Practical Implementation of Price Regulation in Energy Sector, PhD thesis, Tallinn University of Technology, ISBN 978-9949-23-960-3, 2016
- [26] Armstrong M., Sappington D. E. M., Recent developments in the theory of regulation". Chapter 27 in *Handbook of Industrial Organization*. Vol. 3, Edited by Armstrong M. and Porter R, Elsevier B.V., 2007, DOI: 10.1016/S1573-448X(06)03027-5
- [27] J. S. Netz, *Price Regulation: theory and performance; Regulation and Economics*, R. J. Van den Bergh and A. M. Paccos, Eds., Chetltenham, Northampton: Edward Elgar, 2012.
- [28] Averch, Harvey; Johnson, Leland L. (1962). "Behavior of the Firm Under Regulatory Constraint". *American Economic Review*. 52 (5): 1052-1069. JSTOR 1812181
- [29] Annual Report on Electricity and Natural Gas Markets of the Republic of Lithuania to the European Commission Prepared by: National Energy Regulatory Council Vilnius, 2019
- [30] "Issue Paper: Determination of the X Factor," ERRA, Kema International B.V., Budapest, 2006
- [31] *Opening Networks to Competition: The Regulation and Pricing of Access*, David Gabel, David F. Weiman. Springer Science+Business Media, New York, 1998
- [32] *OECD Reviews of Regulatory Reform: Regulatory Reform in Denmark*. OECD, Paris, 2000, 342 lpp

- [33] Annual Report on Electricity and Natural Gas Markets of the Republic of Lithuania to the European Commission Prepared by: National Energy Regulatory Council Vilnius, 2019
- [34] Hempling S., Preside or lead? The Attributes and Actions of Effective Regulators. – USA: National Regulatory Research Institute, 2010-p.144.
- [35] Latvenergo koncerna ilgtspējas pārskati, paziņojumi investoriem un biržai. Pieejami: <https://latvenergo.lv/lv/investoriem/parskati>
- [36] Energy Community, DISCUSSION PAPER by the Energy Community Secretariat on Tariff Setting in District Heating, DP 03/2021 / 29 April 2021, <https://www.energy-community.org/>
- [37] Littlechild, S. Promoting competition and protecting customers? Regulation of the GB retail energy market 2008–2016. *J Regul Econ* 55, 107–139 (2019). <https://doi.org/10.1007/s11149-019-09381-0>
- [38] Sweeney, James L. "The California Electricity Crisis: Lessons for the Future". The Bridge, National Academy of Engineering. Washington, DC Vol. 32 N2. Summer 2002, 23 – 32 p.
- [39] Stigler, G. 1971. The theory of economic regulation. *Bell Journal of Economics*, Vol. 2, 1971, pp. 3–21
- [40] Etzioni, Amitai. (2009). The Capture Theory of Regulations—Revisited. *Society*. 46. 319-323. [10.1007/s12115-009-9228-3](https://doi.org/10.1007/s12115-009-9228-3).
- [41] Fumitoshi Mizutani, Eri Nakamura, Regulation, public interest, and private interest: an empirical investigation of firms in Japan, *Empirical Economics Journal of the Institute for Advanced Studies*, Vienna, Austria, Issue 4/2019, 56:1433–1454p
- [42] Russell Smyth, Magnus Söderberg, Public Interest and Regulatory Capture in the Swedish Electricity Market, *Journal of Regulatory Economics*, December 2010, DOI: [10.1007/s11149-010-9129-9](https://doi.org/10.1007/s11149-010-9129-9)
- [43] Newbery, David M., Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Industries, Cambridge, MA: MIT Press, 1999
- [44] Libby Rittenberg, Tim Tregarthen, Principles of Microeconomics, Flat World Knowledge, Inc., NY, USA, 2008, 539pp
- [45] Sam Peltzman, Michael E. Levine and Roger G. Noll, The Economic Theory of Regulation after a Decade of Deregulation, *Brookings Papers on Economic Activity*. Microeconomics, Vol. 1989 (1989), pp. 1-59, Published by: Brookings Institution Press, DOI: [10.2307/2534719](https://doi.org/10.2307/2534719)
- [46] Marneffe, Wim & Vereeck, Lode. (2011). The meaning of regulatory costs. *European Journal of Law and Economics*. 32. 341-356. [10.1007/s10657-010-9194-7](https://doi.org/10.1007/s10657-010-9194-7).
- [47] McLaughlin, Patrick A. and Williams, Richard A, The Consequences of Regulatory Accumulation and a Proposed Solution (February 17, 2014). Available at SRN: <https://ssrn.com/abstract=2403602> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2403602>
- [48] Chambers, D., Collins, C.A. & Krause, A. How do federal regulations affect consumer prices? An analysis of the regressive effects of regulation. *Public Choice* 180, 57–90 (2019).
- [49] Principles of Economics, University of Minnesota Libraries Publishing, 2016 p.1230, ISBN 13:9781946135162, Available at: <https://open.umn.edu/opentextbooks/textbooks/32>

- [50] C. Wolf (1987) Market and Non-Market Failures: Comparison and Assessment, *Journal of Public Policy* 1987, Vol. 6(1).
- [51] Wolf C.(1993) *Markets or Governments: Choosing Between Imperfect Alternatives*, MIT Press, Cambridge 1993.
- [52] Gordon Tullock, Gordon L. Brady, Arthur Seldon. *Government Failure: A Primer in Public Choice*. Cato Institute, 2002, p.208, ISBN 1935308009, 9781935308003
- [53] Andrei Shleifer, *Understanding Regulation*, *European Financial Management*, Vol. 11, No. 4, 2005, 439–451
- [54] Djankov, S., Glaeser, E., La Porta, R., Lopez-de-Silanes, F. and Shleifer, A., 'The new comparative economics', *Journal of Comparative Economics*, Vol. 31, 2003b, pp. 595–619.
- [55] Thomas Raines, Matthew Goodwin, David Cutts. *The Future of Europe. Comparing Public and Elite Attitudes*, The Royal Institute of International Affairs. Chatham House, London, 2017, 48 p.
- [56] European Commission (2001) *White Paper on Governance*, COM(2001) 428); Brussels, 25.7.2001, Luxembourg, Publications Office of the EU
- [57] European Commission (2002) *Simplifying and improving the regulatory environment* COM(2002) 278. Luxembourg, Publications Office of the EU
- [58] European Commission (2005), *Communication on 'Better Regulation' for Growth and Jobs* COM(2005) 97 final, Luxembourg, Publications Office of the EU
- [59] Coglianesi, Cary; *Measuring Regulatory Performance, Evaluating the Impact of Regulation and Regulatory Policy*, Expert Paper No. 1, August 2012, p. 13
- [60] Renda, A. *Introducing EU Reduction Targets on Regulatory Costs: A Feasibility Study*; CEPS; Brussels, 12 July 2017, p. 15-27
- [61] Elizabeth Golberg, 'Better Regulation': *European Union Style*, Mossavar -Rahmani Centre for Business and Government, Harvard Kennedy School, 2018, 109 p
- [62] Bentley Coffey, Patrick A. McLaughlin, Pietro Peretto, *The cumulative cost of regulations*, *Review of Economic Dynamics*, Volume 38, 2020, Pages 1-21, ISSN 1094-2025, <https://doi.org/10.1016/j.red.2020.03.004>.
- [63] *Energoresursu cenu ārkārtēja pieauguma samazinājuma pasākumu likums*. Latvijas Vēstnesis, 20A, 28.01.2022.OP numurs: 2022/20A.1
- [64] *Grozījumi Energoresursu cenu ārkārtēja pieauguma samazinājuma pasākumu likumā*. Latvijas Vēstnesis, 30A, 11.02.2023.OP numurs: 2023/30A.2
- [65] *Grozījumi Elektroenerģijas tirgus likumā*.Latvijas Vēstnesis, 231, 29.11.2023.OP numurs: 2023/231.1
- [66] *Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisijas padomes lēmums Nr.82 Par kapitāla atdeves likmi siltumenerģijas apgādes pakalpojumu tarifu projekta aprēķināšanai*. Pieņemts: 10.08.2023. OP numurs: 2023/157.9
- [67] *Euro area bank interest rate statistics: December 2023*. <https://www.ecb.europa.eu/press/pr/stats/mfi/html/ecb.mir2402~882b313998.en.html>
- [68] Tim Schittekatte, L. Meeus. *Introduction to network tariffs and network codes for consumers, prosumers, and energy communities*. European University Institute, The

- Florence School of Regulation. 2018. 50 p. DOI:10.2870/934379, ISBN: 978-92-9084-702-1
- [69] Schittekatte, T., Momber, I., and Meeus, L., 2018. Futureproof tariff design: recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back. *Energy Economics*, 70, pp. 484-498. DOI: 10.1016/j.eneco.2018.01.028. <https://fsr.eui.eu/publications/?handle=1814/53324>
- [70] Geels, F. (2018, June 25). Socio-Technical Transitions to Sustainability. *Oxford Research Encyclopedia of Environmental Science*. Retrieved 2 Feb. 2024, from <https://oxfordre.com/environmentalscience/view/10.1093/acrefore/9780199389414.001.0001/acrefore-9780199389414-e-587>.
- [71] Renewable Heating and Cooling Pathways – Towards full decarbonisation by 2050 ENER C1 2019-482 Final report. EUROPEAN COMMISSION Directorate-General for Energy Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2023 p.268
- [72] Directive (EU) i of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 amending Directive (EU) 2018/2001, Regulation (EU) 2018/1999 and Directive 98/70/EC as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652
- [73] Directive 2010/31/EU of the European Parliament and of the Council of 19 May 2010 on the energy performance of buildings
- [74] Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council of 13 October 2003 establishing a system for greenhouse gas emission allowance trading within the Union and amending Council Directive 96/61/EC
- [75] Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council of 21 October 2009 establishing a framework for the setting of ecodesign requirements for energy-related products
- [76] Study on current energy sector investment instruments and schemes. The Heating & Cooling. Investors Dialogue on Energy. 2023. 122 p.
- [77] Nordic heating and cooling. Nordic approach to EU's Heating and Cooling Strategy. Jenni Patronen, Eeva Kaura and Cathrine Torvestad. TemaNord 2017:532, 113 p. ISBN 978-92-893-4992-5. <http://dx.doi.org/10.6027/TN2017-532>
- [78] ANNUAL REPORT 2022. Estonian Competition Authority. Tallin. <https://www.konkurentsiamet.ee>
- [79] Persson U., Werner S. Heat distribution and the future competitiveness of district heating. *Applied Energy*. Volume 88, Issue 3, March 2011, Pages 568-57
- [80] Åberg M., Fåltling L., Forssell A. Differences in pricing and market strategy between public and private district-heating companies. In: 14th International Symposium on District Heating and Cooling, Sweden, Stockholm, September 7-9, 2014
- [81] District heating network ownership and prices: The case of an unregulated natural monopoly Alejandro Egüez, *Utilities Policy* 72 (2021) 101252
- [82] Magnusson D., Palm J. Between Natural Monopoly and Third Party Access. Swedish District Heating Market in Transition. Nova Science Publishers Inc, 2011.

- [83] Söderholm P., Wårell L. Market opening and third party access in district heating networks. *Energy Policy* 2011;39(2):742-752. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.10.048>
- [84] Åberg M, Fåltling L, Forssell A. Is Swedish district heating operating on an integrated market? – Differences in pricing, price convergence, and marketing strategy between public and private district heating companies. *Energy Policy*, March 2016; Volume 90: 222–232.
- [85] Final Report, “Sector Inquiry District Heating”, Summary, Bundeskartellamt, Bonn, August 2012.
- [86] Jingjing Song, Fredrik Wallin, Hailong Li, Björn Karlsson. Price models of district heating in Sweden. CUE2015-Applied Energy Symposium and Summit 2015: Low carbon cities and urban energy systems. *Energy Procedia* 88 (2016) 100 – 105
- [87] Jingjing Song, Fredrik Wallin, Hailong Li. District heating cost fluctuation caused by price model shift. *Applied Energy* 194 (2017) 715–724
- [88] Anders Dyrelund. District heating tariffs – a way to communicate. *HOT|COOL, DBDH* N0. 3 / 2017 23-25
- [89] Dace Cirule, Ieva Pakere, Dagnija Blumberga, Legislative Framework for Sustainable Development of the 4th Generation District Heating System, *Energy Procedia*, Volume 95, 2016, Pages 344-350, ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.09.020>.
- [90] Ziemele, J., Cilinskis, E., Blumberga, D. Pathway and Restriction in District Heating Systems Development towards 4th Generation District Heating. *Energy*, 2018, Vol.152, pp.108-118. ISSN 0360-5442. Available from: doi:10.1016/j.energy.2018.03.122
- [91] 17th International Symposium on District Heating and Cooling (DHC), 6–9 September 2021, Nottingham, United Kingdom Drivers and barriers for prosumer integration in the Swedish district heating sector. Sujeetha Selvakkumaran, Lovisa Axelsson, Inger-Lise Svensson. *Energy Reports* 7 (2021) 193–202
- [92] Variable heat pricing to steer the flexibility of heat demand response in district heating systems Li Bai, Pierre Pinson, Jiawei Wang. *Electric Power Systems Research* 212 (2022) 108383
- [93] A. Olechowski, S. D. Eppinger and N. Joglekar, "Technology readiness levels at 40: A study of state-of-the-art use, challenges, and opportunities," 2015 Portland International Conference on Management of Engineering and Technology (PICMET), Portland, OR, USA, 2015, pp. 2084-2094, doi: 10.1109/PICMET.2015.7273196
- [94] Korsakaite, D., Biekša, D., & Bieksiene, E. (2018). Third-party access in district heating: Lithuanian case analysis. *Competition and Regulation in Network Industries*, 19(3-4), 218-241. <https://doi.org/10.1177/1783591719837410>
- [95] Borna Doračić, Matija Pavičević, Tomislav Pukšec, Neven Duić, Bidding strategies for excess heat producers participating in a local wholesale heat market, *Energy Reports*, Volume 8, 2022, Pages 3692-3703, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egypr.2022.02.307>.
- [96] A dynamic price model based on levelized cost, Hailong Li, Jingjing Song, Qie Sun, Fredrik Wallin, Qi Zhang, *Energ. Ecol. Environ.* (2019) 4(1):15–25, <https://doi.org/10.1007/s40974-019-00109-6>

- [97] Getting fair institutional conditions for district heating consumers: Insights from Denmark and Sweden. Leire Gorroño-Albizu, Jaqueline de Godoy, *Energy* Volume 237,15 December 2021, 121615, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121615>
- [98] District heating network ownership and prices: The case of an unregulated natural monopoly Alejandro Egüez, *Utilities Policy* 72 (2021) 101252, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101252>
- [99] Anna Billerbeck, Barbara Breitschopf, Jenny Winkler, Veit Bürger, Benjamin Köhler, Alexandre Bacquet, Eftim Popovski, Mostafa Fallahnejad, Lukas Kranzl, Mario Ragwitz, Policy frameworks for district heating: A comprehensive overview and analysis of regulations and support measures across Europe, *Energy Policy*, Volume 173, 2023, 113377, ISSN 0301-4215, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113377>.
- [100] Review of price regulation regimes for district heating Ole Odgaard and Søren Djørup, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* Vol. 29 2020 127–140
- [101] Pakere I., Lauka D., Dolge K., Vītoliņš V., Poļikarpova I., Holler S., Blumberga D. Climate index for district heating system *Environ Climate Technol*, 24 (1) (2020), pp. 406-418
- [102] Ieva Pakere, Dagnija Blumberga, Agris Kamenders, Valdis Vītoliņš, Does district heating tariff motivate energy efficiency improvement?, *Energy eports*, Volume 7, Supplement 4, 2021, Pages 410-418, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.087>
- [103] Large technical systems in shrinking municipalities – Exploring system reconfiguration of district heating in Sweden Dick Magnusson, Ida Grundel. *Energy Research & Social Science* 97 (2023) 102963
- [104] Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisijas padomes lēmumi. Pieejams: <https://sprk.gov.lv/lemumi>
- [105] Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija. Informācija par komersantu iesniegtajiem tarifu projektiem. Pieejams: <https://sprk.gov.lv/content/uzklausiasanas-sanaksmes>
- [106] Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija. Energoapgādes komersantu reģistrs. Pieejams: <https://sprk.gov.lv/content/registresanalicencesana-1>
- [107] Latvijas vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centrs. "2-Gaiss" pārskatu datu bāze. Pieejams: https://parissrv.lv/gmc.lv/#viewType=home_view
- [108] Blumberga D., Kamenders A., Pozņaka L., Rošā M., Žogla L., Siltumapgādes plānošanai nepieciešamo datu vākšana un analīze. Centralizētās siltumapgādes ilgtermiņa tendences līdz 2030.gadam. SIA Ekodoma, Rīga, 2015, 121 lpp.
- [109] Sarma, U., Bazbauers, G. District Heating Regulation: Parameters for the Benchmarking Model, *Energy Procedia*, 2016, Vol.95, pp. 401-407. ISSN 1876-6102 DOI: 10.1016/j.egypro.2016.09.046
- [110] Sarma, U., Karnitis, G., Karnitis, E., Bazbauers, G. Toward solutions for energy efficiency: Modeling of district heating costs. *Energy Transformation Towards*

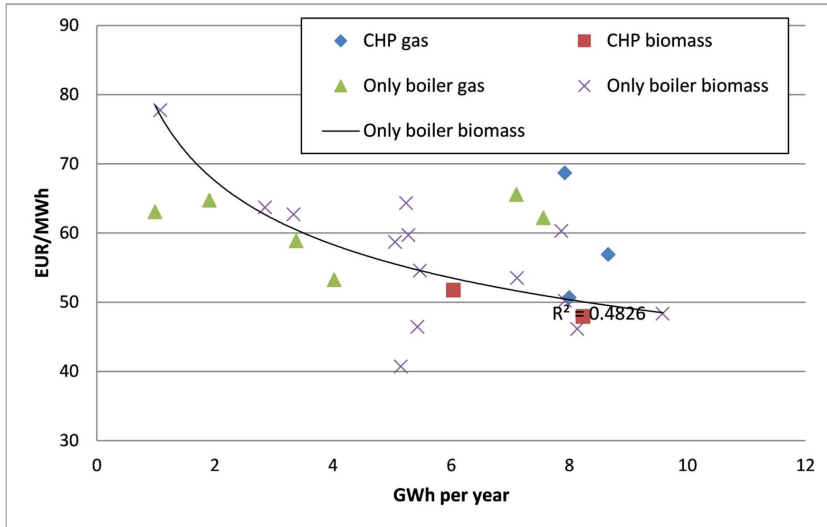
- Sustainability, M.Tvaronavičienė, B.Ślusarczyk red. Amsterdam: Elsevier, 2019 . pp. 219-237. ISBN 978-0-12-817688-7. DOI: 10.1016/B978-0-12-817688-7.00011-2
- [111] Jelena Ziemele, Armands Gravelsins, Andra Blumberga, Dagnija Blumberga., Sustainability of heat energy tariff in district heating system: Statistic and dynamic methodologies, Energy 137 (2017), pp 834-845, <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2017.04.130>
- [112] Sarma, U., Zigurs, A., Bazbauers, G. Correlation analysis for district heating tariff benchmarking model, 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), Porto, Portugal, 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEM.2016.7521208.
- [113] Sarma, U., Bazbauers, G. District Heating Tariff Component Analysis for Tariff Benchmarking Model Energy Procedia, 2017, Vol 113, pp. 104-110. ISSN 1876-6102 DOI: 10.1016/j.egypro.2017.04.029
- [114] Andy Field, Discovering statistics using SPSS. SAGE Publications Ltd, 2009
- [115] Latvijas Republikas Ministru kabineta noteikumi Nr. 243 "Noteikumi par energoefektivitātes prasībām licencēta vai reģistrēta energoapgādes komersanta valdījumā esošām centralizētām siltumapgādes sistēmām un to atbilstības pārbaudes kārtību" Rīgā 2016. gada 19. aprīlī, Publicēts: Latvijas Vēstnesis, 86, 05.05.2016.OP numurs: 2016/86.2
- [116] Gāzes tirgus apskati. Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija. Available: <https://www.sprk.gov.lv/content/nozares-raditaji-3>
- [117] Baltijas valstu enerģētiskās koksnes tirgus pārskati, SIA "Meža un Koksnes produktu pētniecības un attīstības institūts", Available:<http://latvianwood.lv/lv/category/tirgus-parskati/>
- [118] European Energy Exchange AG. Available: <https://www.eex.com/en/markets/natural-gas>
- [119] <https://www.baltpool.eu/lv/biomasas-birza/>
- [120] <https://www.nordpoolgroup.com/en/>
- [121] <https://tradingeconomics.com/>
- [122] Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation. (August 2016, Update 2017, 2018, 2019, 2020, 2022, 2023). Danish Energy Agency. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>
- [123] Russell Langley. Practical statistics simply explained. Courier Corporation, US 2013
- [124] Raychaudhuri S. Introduction to Monte Carlo Simulation. In: Conference: Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference, Global Gateway to Discovery, WSC 2008, USA, Florida, Miami, 7-10 December, 2008. IEEE, 2008, e-ISSN: 1558-4305 Available from: doi: 10.1109/WSC.2008.4736059.
- [125] Sarma, U., Bazbauers, G. Algorithm for calculation of district heating tariff benchmark, Energy Procedia, 2017, Vol 128, pp. 445-452. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.09.029
- [126] Vithayasrichareon P., MacGill I., Wen F. Monte-Carlo Optimization Framework for Assessing Electricity Generation Portfolios. In: Australasian Universities Power Engineering Conference: AUPEC 2009, Australia, Adelaide, 27 - 30 September. 2009. IEEE, 2009

- [127] Application of the Monte Carlo Simulation in evaluating unconventional gas well economy Wang Nan, Zhao Qun, Guo Wei, Zang Huanrong, Liu Dexun. *Advances in Engineering Research*, volume 63 5th International Conference on Sustainable Energy and Environment Engineering (ICSEEE 2016)
- [128] Sacchi, Romain, and Yana Konstantinova Ramsheva. 2018. "The Effect of Price Regulation on the Performances of Industrial Symbiosis: A Case Study on District Heating". *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 14 (January). Aalborg, Denmark:39-56. <https://doi.org/10.5278/ijsepm.2017.14.4>.
- [129] Jelena Ziemele, Stanislavs Gendelis, Elina Dace, Impact of global warming and building renovation on the heat demand and district heating capacity: Case of the city of Riga, *Energy*, Volume 276, 2023, 127567, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127567>.
- [130] Ēku atjaunošanas ilgtermiņa stratēģija. Latvijas Republikas Ministru kabinets. Informatīvais ziņojums. 10.11.2020. Pieejams: <https://likumi.lv/ta/id/342294-eku-atjaunosanas-ilgtermina-strategija>
- [131] ISO 6976:2016 - Natural gas — Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe indices from composition. <https://www.iso.org/standard/>
- [132] CO2 emisiju no kurināmā stacionārās sadedzināšanas aprēķina metodika. Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centrs. Rīga, 2023
- [133] Commission Implementing Regulation (EU) 2018/2066 of 19 December 2018 on the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and of the Council and amending Commission Regulation (EU) No 601/2012
- [134] <https://www.nasdaqomx.com/transactions/markets/commodities/market-prices>
- [135] Elektroenerģijas tirgus apskats, AS "Latvenergo" ik mēnesi, <https://latvenergo.lv/lv/jaunumi/tirgus-apskats>
- [136] Practitioner's guide to cost of capital & WACC calculation. EY Switzerland valuation best practice. Ernst & Young Ltd., 2022.
- [137] Kapitāla izmaksu uzskaites un aprēķināšanas metodika. Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija. Lēmums Nr.1/12 29.08.2022., Latvijas vēstnesis Nr. 168, 31.08.2022. <https://likumi.lv/ta/id/335113-kapitala-izmaksu-uzskaites-un-aprekinasanas-metodika>
- [138] ExternE Externalities of Energy Methodology 2005 Update. Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities, 2004, 288p.
- [139] <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/TEC00114/default/table?lang=en>
- [140] Michael C. Fleming, Joseph G. Nellis. *The Essence of Statistics for Business*. Prentice Hall, 1991. 255 p. digitalised 23.3.2010. ISBN 0132846888, 9780132846882
- [141] Arhipova I., Bāliņa S. *Statistika ekonomikā. Risinājumi ar SPSS un Microsoft Excel*. Rīga: datorzinību Centrs, 2006 – 364 lpp.
- [142] Zuters, J., Valeinis, J., Karnitis, G., Karnitis, E. (2016). Modelling of Adequate Costs of Utilities Services. In: Dregvaite, G., Damasevicius, R. (eds) *Information and Software*

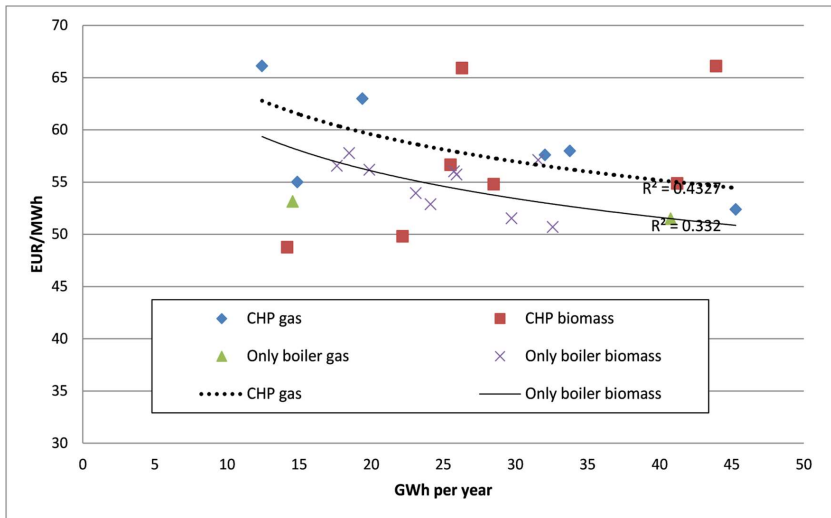
- Technologies. ICIST 2016. Communications in Computer and Information Science, vol 639. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-319-46254-7_1
- [143] Sarma, U.; Karnitis, G.; Zutters, J.; Karnitis, E. 2019. District heating networks: enhancement of the efficiency, *Insights into Regional Development* 1(3): 200-213. DOI: 10.9770/ird.2019.1.3(2)
- [144] Karnitis, G., Bicevskis, J., Pukis, M., Sarma, U., Gendelis, S., Eihmanis, A., Virtmanis, A., Karnitis, E. Methodology for Mathematical Determining Key Performance Indicators of Socioeconomic Processes (2023) *Baltic Journal of Modern Computing*, 11 (1), pp. 114-133. DOI: 10.22364/bjmc.2023.11.1.07
- [145] Frederiksen S., S. Werner S., *District Heating and Cooling*, Studentlitteratur AB, Lund, 2013
- [146] Shughart II, William. Prophet of innovation: Joseph Schumpeter and creative destruction, by McCraw, T. K., Belknap Press of Harvard University Press: Cambridge and London, 2007. *Managerial and Decision Economics*. 29: 675–677 (2008) Published online in Wiley InterScience (www.interscience.wiley.com) DOI: 10.1002/mde.1430
- [147] Śledzik, Karol, Schumpeter's View on Innovation and Entrepreneurship (April 29, 2013). *Management Trends in Theory and Practice*, (ed.) Stefan Hittmar, Faculty of Management Science and Informatics, University of Zilina & Institute of Management by University of Zilina, 2013, ISBN 978-80-554-0736-4, Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=2257783> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2257783>
- [148] *Energy Technology Perspectives 2023*, IEA Publications, International Energy Agency. 459 p. Website: www.iea.org
- [149] Khodayari, Maryam & Aslani, Alireza. (2018). Analysis of the energy storage technology using Hype Cycle approach. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*. 25. 60-74. 10.1016/j.seta.2017.12.002.
- [150] *The Future of Heat Pumps*. IEA Publications International Energy Agency, November 2022, 110p.

PIELIKUMI

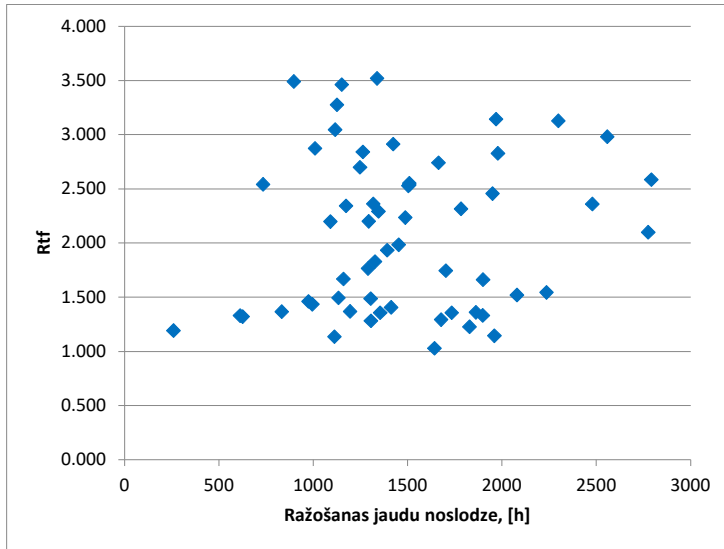
Siltumenerģijas kopējā tarifa atkarība no pārdošanas apjoma gadā (CSA uzņēmumi ar apjomu līdz 10 GWh gadā)



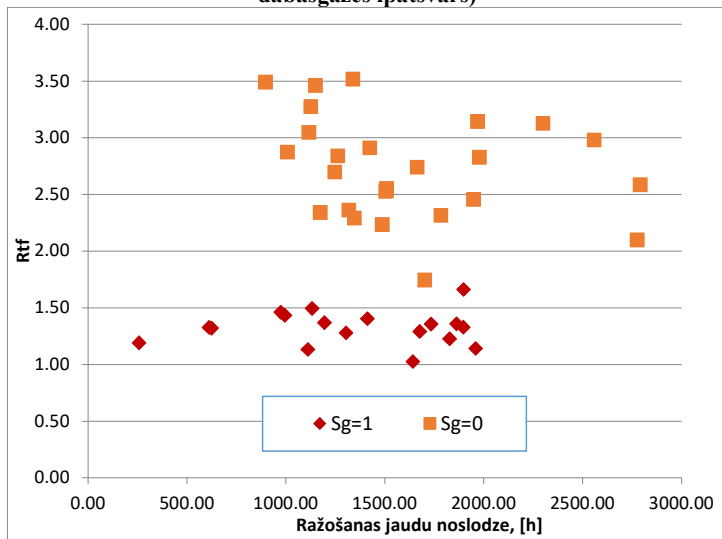
Siltumenerģijas kopējā tarifa atkarība no pārdošanas apjoma gadā (CSA uzņēmumi ar apjomu 10 - 50 GWh gadā)



R_{tt} atkarība no ražošanas jaudu noslodzes

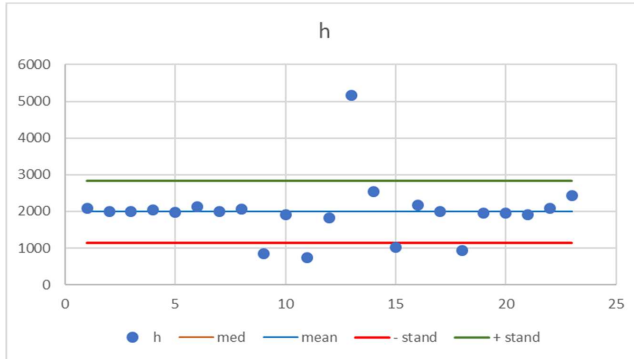


R_{tt} atkarība no ražošanas jaudu noslodzes. Dalījums pēc kurināmā veida (Sg – dabasgāzes īpatsvars)

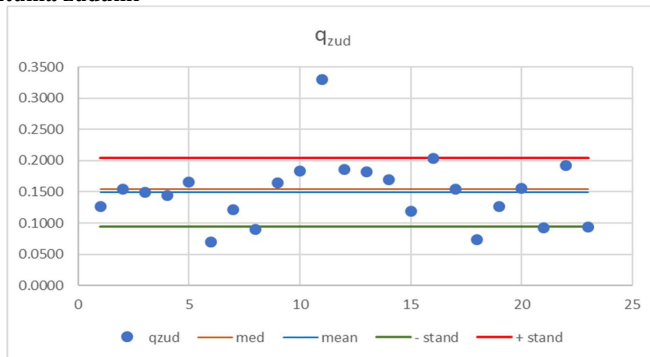


**Reālu CSA uzņēmumu atsevišķu siltumtīklu darbības rādītāju aprakstošās statistikas
analīzes rezultātu grafisks attēlojums**

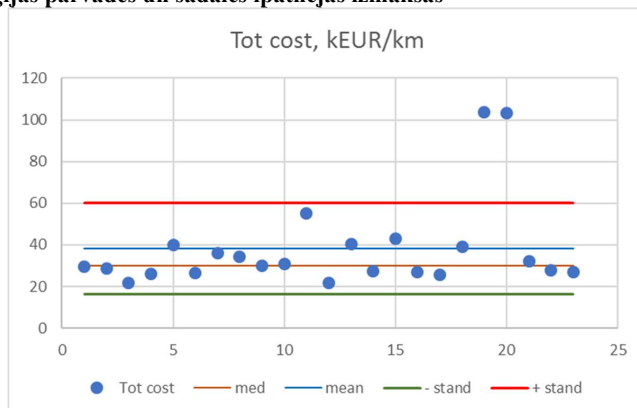
Siltumtīklu noslodze



Īpatnējie siltuma zudumi



Siltumenerģijas pārvades un sadales īpatnējās izmaksas



R_{ff} vērtību statistiskās analīzes rezultāti

R_{ff} vērtību analīze tika veikta datiem, kas iegūti no 26 reāliem Latvijas CSA uzņēmumiem, kas izmanto biomasu un 16 uzņēmumiem, kas izmanto dabasgāzi. Analīze tika veikta izmantojot Statistics package “IBM SPSS Statistics for Windows version 23” (IBM Corp., Armonk, N.Y., USA). Iegūtie aprakstošās statistikas rādītāji apkopoti tabulā p.2.1.

p.2.1. tabula

 R_{ff} vērtību aprakstošās statistikas rādītāji

Descriptives					
			Statistic	Std. Error	
R_{ff}	Fuel - woodchips	Mean	2,7342	,08859	
		95% Confidence Interval for Mean	Lower Bound	2,5518	
			Upper Bound	2,9167	
		5% Trimmed Mean	2,7412		
		Median	2,7200		
		Variance	,204		
		Std. Deviation	,45173		
		Minimum	1,75		
		Maximum	3,52		
		Range	1,77		
		Interquartile Range	,72		
		Skewness	,008	,456	
		Kurtosis	-,426	,887	
		Fuel – natural gas	Mean	1,3711	,04379
	95% Confidence Interval for Mean		Lower Bound	1,2787	
			Upper Bound	1,4635	
	5% Trimmed Mean		1,3640		
	Median		1,3450		
	Variance		,035		
	Std. Deviation		,18579		
	Minimum		1,04		
	Maximum		1,83		
	Range		,79		
	Interquartile Range		,24		
	Skewness	,755	,536		
Kurtosis	1,243	1,038			

Ņemot vērā, ka gan biomasu izmantojošo, gan dabasgāzi izmantojošo uzņēmumu izlases ir relatīvi nelielas ($N < 30$), tika lietots t – tests, lai pārbaudītu vai atšķirības starp abu izlašu R_{ff} vērtībām ir statistiski nozīmīgas (rezultātus skat tabulā p.2.4.).

Vispirms ar Kolmogorova - Smirnova un Šapiro - Vilka testiem tika pārbaudītas vai reālo uzņēmumu datu sadalījumi atbilst normālajam sadalījumam (skat. tabulas p.2.2., p.2.3.)

p.2.2. tabula

R_{tf} vērtību normālā sadalījuma testi

Tests of Normality							
	Fuel	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
		Statistic	df	Sig.	Statistic	df	Sig.
R_{tf}	Woodchips	,087	26	,200 ^c	,978	26	,827
	Natural gas	,160	18	,200 ^c	,956	18	,528

*. This is a lower bound of the true significance.
a. Lilliefors Significance Correction

Ņemot vērā, ka būtiskuma rādītājs (p) = 0,2 > 0,05 visos gadījumos, nevar noraidīt nulles hipotēzi, ka empīriskie sadalījumi atbilst normālajam sadalījumam.

p.2.3. tabula

Kolmogorova – Smirnova normālā sadalījuma tests vienai R_{tf} vērtību izlasei (biomasu izmantojošām katlu mājām)

One-Sample Kolmogorov-Smirnov Test		
		Fuel – woodchips
N		26
Normal Parameters ^{a,b}	Mean	2,7342
	Std. Deviation	,45173
Most Extreme Differences	Absolute	,087
	Positive	,087
	Negative	-,065
Test Statistic		,087
Asymp. Sig. (2-tailed)		,200 ^{c,d}

- a. Test distribution is Normal.
- b. Calculated from data.
- c. Lilliefors Significance Correction.
- d. This is a lower bound of the true significance.

Ņemot vērā, ka būtiskuma rādītājs (p) = 0,2 > 0,05, nevar noraidīt nulles hipotēzi, ka empīriskais sadalījums atbilst normālajam sadalījumam.

Dabaspāzi un biomasu izmantojošu katlu māju R_{if} vērtību t - testa rezultāti

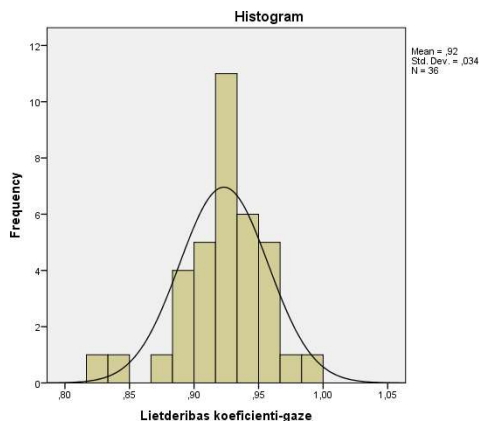
		Independent Samples Test								
		Levene's Test for Equality of Variances		t-test for Equality of Means						
		F	Sig.	t	df	Sig. (2-tailed)	Mean Difference	Std. Error Difference	95% Confidence Interval of the Difference	
									Lower	Upper
R_{if}	Equal variances assumed	13,136	,001	12,080	42	,000	1,36312	,11284	1,13540	1,59084
	Equal variances not assumed			13,794	35,585	,000	1,36312	,09882	1,16262	1,56362

Levina tests parāda, ka izlašu vienādība ir nenozīmīga ($p < 0.05$). Tādējādi dabaspāzi un biomasu izmantojošu katlu māju R_{if} vērtību izlašu atšķirības ir statistiski nozīmīgas.

Nozīmīgāko ievaddatu statistiskās analīzes rezultāti

Izmantojot reālo CSA uzņēmumu datus, nozīmīgākajiem siltumenerģijas ražošanas tehniskajiem parametriem, kuru ietekme uz siltumenerģijas ražošanas tarifu ir vislielākā, tika veikta aprakstošās statistikas analīze, kā arī Kolmogorova -Smirnova tests, lai novērtētu vai arī šo parametru reālo datu kopas nav normāli sadalītas.

Lietderības koeficienti – dabaspāze



One-Sample Kolmogorov-Smirnov Test

		Lietderibas koeficienti-gaze
N		36
Normal Parameters ^{a,b}	Mean	,9231
	Std. Deviation	,03438
Most Extreme Differences	Absolute	,131
	Positive	,067
	Negative	-,131
Test Statistic		,131
Asymp. Sig. (2-tailed)		,123 ^c

a. Test distribution is Normal.

b. Calculated from data.

c. Lilliefors Significance Correction.

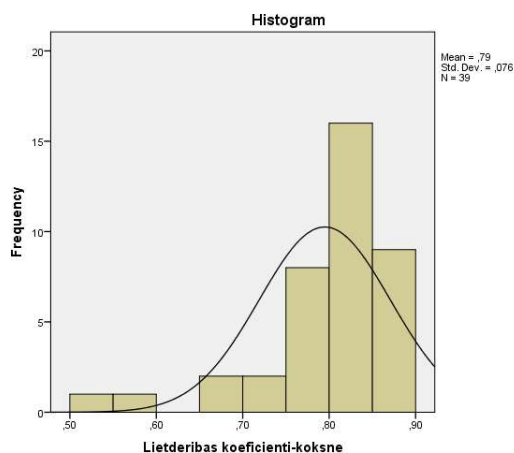
Hypothesis Test Summary

	Null Hypothesis	Test	Sig.	Decision
1	The distribution of Lietderibas koeficienti-gaze is normal with mean 0,92 and standard deviation 0,034.	One-Sample Kolmogorov-Smirnov Test	,123 ¹	Retain the null hypothesis.

Asymptotic significances are displayed. The significance level is ,05.

¹Lilliefors Corrected

Lietderibas koeficienti – biomasa



One-Sample Kolmogorov-Smirnov Test

		Lietderibas koeficienti-koksne
N		39
Normal Parameters ^{a,b}	Mean	,7949
	Std. Deviation	,07586
Most Extreme Differences	Absolute	,203
	Positive	,155
	Negative	-,203
Test Statistic		,203
Asymp. Sig. (2-tailed)		,000 ^c

a. Test distribution is Normal.

b. Calculated from data.

c. Lilliefors Significance Correction.

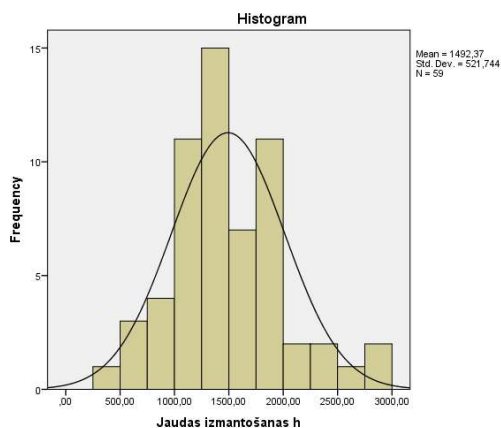
Hypothesis Test Summary

	Null Hypothesis	Test	Sig.	Decision
1	The distribution of Lietderibas koeficienti-koksne is normal with mean 0,79 and standard deviation 0,076.	One-Sample Kolmogorov-Smirnov Test	,000 ¹	Reject the null hypothesis.

Asymptotic significances are displayed. The significance level is ,05.

¹Lilliefors Corrected

Uzstādītās jaudas izmantošanas stundas



One-Sample Kolmogorov-Smirnov Test

		Jaudas izmantošanas h
N		59
Normal Parameters ^{a,b}	Mean	1492,3729
	Std. Deviation	521,74389
Most Extreme Differences	Absolute	,114
	Positive	,114
	Negative	-,068
Test Statistic		,114
Asymp. Sig. (2-tailed)		,053 ^c

a. Test distribution is Normal.

b. Calculated from data.

c. Lilliefors Significance Correction.

Ievadāmie dati līmeņatzīmju aprēķina piemēram

#	Parametrs	Apz.	Mērv.	Aprēķina scenāriji			Avoti / piezīmes
				gāze base	gāze high	bio	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Uzstādītā siltumenerģijas ražošanas jauda:	Q	MW	1	1	1	
2	Uzstādītās siltumenerģijas ražošanas jaudas noslodze:						
	vidējais	$t_{(m)}$	h/gadā	1492	1492	1492	no reālo datu analīzes
	standartnovirze	$t_{(s)}$	h/gadā	292	292	292	no reālo datu analīzes un Regulatora metodikas
3	Siltumenerģijas ražošanas lietderības koeficients						
	vidējais	$h_{(m)}$		0.923	0.923	0.800	no reālo datu analīzes
	standartnovirze	$h_{(s)}$		0.034	0.034	0.070	no reālo datu analīzes
4	Dabāsgāzes vairumtirdzniecības cena	P_w^f	EUR/MWh	35.00	150.00		TTF indeksi no European Energy Exchange AG un tradingeconomics.com. Base - 2024.2.cet; High: 2022. gada vid.
5	Dabāsgāzes mazumtirdzniecības uzcenojums						
	vidējais	$P_{r(m)}^f$	EUR/MWh	3.50	12.00		no dabāsgāzes tirgus datu izvērtējuma
	standartnovirze	$P_{r(s)}^f$	EUR/MWh	0.52	1.00		no dabāsgāzes tirgus datu izvērtējuma
6	Dabāsgāzes zemākā (net) siltumspēja	CV_g	MWh/1000m ³	10.58	10.58		kostante
7	Dabāsgāzes augstākā (gross) siltumspēja	CV_n	MWh/1000m ³	9.47	9.47		kostante
8	Dabāsgāzes piegādes sistēmas izmantošanas tarifu summa	P_{sys}^f	EUR/MWh	2.70	2.70		ietver uzglabāšanas, pārvades, sadales vidējos tarifus
9	akcīzes nodoklis dabāsgāzei	P_{τ}^f	EUR/MWh	1.65	1.65		no likuma Par akcīzes nodokli

1	2	3	4	5	6	7	8
10	CO2 emisijas faktors	E_{co2}	kg/MWh	199.44	199.44	355.32	no LVGMC metodikas
11	bezmaksas emisiju atļauju piešķiruma koeficients	k		0.00	0.00	1.00	pieņemts, ka visa izmantotā biomasas atbilst ilgtspējas krtērijiem
12	SEG emisijas atļaujas cena	P_{EUA}	EUR/t	75.00	75.00	75.00	no European Energy Exchange AG; 2024.2.cet.
13	Biomases cena ar piegādi siltumavotā vidējais	$P_{bio(m)}$	EUR/MWh			22.00	no biomasas tirgus datu izvērtējuma; 2024. 2.cet.
	standartnovirze	$P_{bio(s)}$	EUR/MWh			1.50	no biomasas tirgus datu izvērtējuma; 2024. 2.cet.
14	Elektroenerģijas īpatnējais patēriņš vidējais	$E_{(m)}$	kWh _{el} /MWh _{th}	1.65	1.65	10.00	no Dānijas enerģētikas aģentūras kataloga
	standartnovirze	$E_{(s)}$	kWh _{el} /MWh _{th}	0.35	0.35	1.50	no Dānijas enerģētikas aģentūras kataloga
15	Elektroenerģijas vairumtirgus cena	P_{w}^e	EUR/MWh	80.00	230.00	80.00	no Nordpool; Base un bio - 2024.2.cet; High: 2022. gada vid.
16	Elektroenerģijas mazumtirdzniecības uzcenojums vidējais	$P_{r(m)}^e$	EUR/MWh	10.00	20.00	10.00	no elektrības tirgus datu izvērtējuma
	standartnovirze	$P_{r(s)}^e$	EUR/MWh	2.00	4.00	2.00	no elektrības tirgus datu izvērtējuma
17	Elektroenerģijas sistēmas tarifs	P_{ns}^e	EUR/MWh	29.30	29.30	29.30	ietver pārvades un sadales tarifu vidējās vērtības
18	Mainīgās darbības izmaksas vidējais	$C^{O&M}_{(m)}$	EUR/MWh	1.00	1.00	1.20	no Dānijas enerģētikas aģentūras kataloga
	standartnovirze	$C^{O&M}_{(s)}$	EUR/MWh	0.10	0.10	0.12	no Dānijas enerģētikas aģentūras kataloga

1	2	3	4	5	6	7	8
19	Īpatnējās investīcijas iekārtās vidējais	$I^{eq}_{(m)}$	t. EUR/MW	40.00	40.00	331.00	no Dānijas enerģētikas aģentūras kataloga
	standartnovirze	$I^{eq}_{(s)}$	t. EUR/MW	4.00	4.00	49.65	no Dānijas enerģētikas aģentūras kataloga
20	Īpatnējās investīcijas būvniecībā un montāžā Dānijā						
	vidējais	$I^{ins}_{DK(m)}$	t. EUR/MW	20.00	20.00	184.00	no Dānijas enerģētikas aģentūras kataloga
	standartnovirze	$I^{ins}_{DK(s)}$	t. EUR/MW	2.00	2.00	27.60	no Dānijas enerģētikas aģentūras kataloga
21	Fiksētās darbības izmaksas Dānijā						
	vidējais	$C^{O&M}_{DK(m)}$	EUR/MWgadā	1950.00	1950.00	31800.00	no Dānijas enerģētikas aģentūras kataloga
	standartnovirze	$C^{O&M}_{DK(s)}$	EUR/MWgadā	195.00	195.00	4770.00	no Dānijas enerģētikas aģentūras kataloga
22	Latvijas iekšzemes kopprodukta PPS indekss	GDP_{LV}		73.00	73.00	73.00	no Eurostat
23	Dānijas iekšzemes kopprodukta PPS indekss	GDP_{DK}		136.00	136.00	136.00	no Eurostat
24	Investīciju atbalsta intensitāte	s		0.00	0.00	0.30	pieņēmums no līdzšinējās atbalsta fondu prakses
25	Siltumavota ekonomiskais dzīves cikls	n	gadi	15	15	15	pieņemts no prakses
26	Kapitāla vidējā svērtā pirmsnodokļu cena	$wacc$	%	5.00%	5.00%	5.00%	regulēšanas instruments, izvēlas un nosaka Regulators
27	Kurināmā izmantošanas lietderības koeficients BAT katlu mājā	h_{bp}		0.950	0.950	0.850	regulēšanas instruments, izvēlas un nosaka Regulators

1	2	3	4	5	6	7	8
	Ievades datu starppaprēķinu rezultāti						
	Īpatnējās investīcijas būvniecībā un montāžā Latvijā						
	vidējais	$I_{LV(m)}^{ins}$	t. EUR/MW	10.74	10.74	98.76	
	standartnovirze	$I_{LV(s)}^{ins}$	t. EUR/MW	1.07	1.07	14.81	
	Fiksētās darbības izmaksas Latvijā						
	vidējais	$C_{LV(m)}^{O\&Mf}$	EUR/MWgadā	1046.69	1046.69	17069.12	
	standartnovirze	$C_{LV(s)}^{O\&Mf}$	EUR/MWgadā	104.67	104.67	2560.37	
	Kurināmā komponente BAT katlu mājā	C_{bp}^f	EUR/MWh	46.28	181.52	25.88	

Publikācijas par promocijas darba tēmu

Implementation of the Energy Efficiency Directive and the Impact on District Heating Regulation

Āris Žīgurs, Uģis Sarma, Poļina Ivanova
 Latvenergo ASPulkveža Brieža iela 12, Rīga, LV-1230, Latvia
 e-mail: aris.zigurs@latvenergo.lv,
 ugis.sarma@latvenergo.lv,
 polina.ivanova@latvenergo.lv

Abstract

Discussions in Latvia are ongoing regarding the optimum solution to implementing Directive 2012/27/EU on energy efficiency.

This study analyses a scenario where a significant fraction of target energy efficiency is achieved by obliging energy utilities to implement user-end energy efficiency measures. Investment related costs are likely to be included in the energy prices and service tariffs therefore gains for the users are under question.

The authors analyze ways to achieve a balance between user gains from energy end-use savings and increased energy prices and tariffs as a result of obligations imposed upon energy utilities including the energy supply sectors where supply tariffs are regulated.

Authors also have assessed the disadvantages of the current Latvian district heating regulation and have marked the next steps for a transition from hard regulation towards the approximation of benchmarking and market principles.

Index Terms – Energy efficiency, energy efficiency obligation scheme, district heating tariff setting and benchmarking.

I. INTRODUCTION

Directive 2012/27/EU envisages three options to achieve the end-use energy savings target [1]:

1. To introduce an energy efficiency obligation scheme (EEOS), i.e. to oblige energy utilities to implement user-end energy efficiency measures, and each utility must thereby achieve specific energy end-use savings;
2. To implement alternative measures. In this case, various tax, public financing and fiscal stimulus instruments would be employed to achieve the energy efficiency target;
3. To combine the EEOS with alternative measures.

In preparations and discussions for implementation of Directive 2012/27/EU the Latvian government has conceptually decided that the combination of EEOS and alternative measures shall be employed in order to achieve the end-use energy savings target. Moreover, the goal is to achieve the mandatory end-use energy savings target mostly (65%) by means of the EEOS [2].

II. GAINS FROM ENERGY EFFICIENCY VS INCREASED ENERGY COSTS

There is no doubt that implementation of the EEOS and fulfilment of the obligation to implement user-end energy efficiency improvement measures imposed on energy utilities will achieve certain energy end-use savings. The EEOS provides that these energy efficiency measures shall be financed by energy utilities. Thus, it may seem that the energy users should be the ones who gain: the amount of energy they consume would be reduced without any investment, and therefore, the charges to be paid for energy consumed should also go down.

Yet, the only source of income for energy utilities is the sale of energy or provision of energy supply services. Consequently, to finance measures implemented at the user end, the energy utilities will inevitably have to raise the prices of energy supplied or services provided. Energy policymakers also acknowledge the increase in energy supply costs expected as a result of the implementation of Directive 2012/27/EU, estimating it to be 2-4%. It should be noted, however, that this estimate is not based on an analysis of costs of the selected EEOS model in Latvian conditions, but rather refers to the experience of other countries.

In a general case, EEOS implementation should be modelled with a cost-benefit analysis, selecting the most expedient solution for the public at large, which may be characterized in a simplified way as the solution that fulfils the following ratio:

$$B \geq C \quad (1)$$

where B stands for total gains; C – for total costs.

Total gains for the public should be considered on a larger scale than mere reduction in user payments for energy, because it may reasonably include benefits that are difficult or even impossible to quantify and monetize. For instance, they include the positive effect of reduced GHG emissions, increased energy supply security and lower energy dependence. In this case, one might consider that a positive effect for the public is also achieved in the event that gains directly amenable to evaluation are lower than costs; in such situation, one should select a solution ensuring the lowest exceedance in ratio (1).

Having considered the available information about forecasts of results under the scenario selected in Latvia, the apparent perception is that cost-benefit ratio (1) will be fulfilled, because the set energy end-use savings target to be achieved by means of the EEOS (6-8%) in relative terms is specified as higher than the assumed relative increase in energy and service costs (2-4%) as based on the experience of other countries.

However, the conclusion is premature, because it is not based on specific analytical evaluations, particular suggested guidelines for which are outlined below.

III. IMPACT OF ENERGY EFFICIENCY MEASURES ON ENERGY PRICES AND TARIFFS

The public organization Latvijas siltumuzņēmumu asociācija (Association of Latvian District Heating companies) has polled its members – district heating utilities – asking them to estimate the impact on tariffs for provided services that would result from the implementation of the imposed EEOS requirements. The utilities' evaluations ranged quite widely, estimating an increase in tariffs from 5 to 25%, mostly keeping within the 9-16% range. Furthermore, a large fraction of poll participants noted that a relatively significant part of the energy efficiency obligation could be achieved not by implementing customer energy efficiency measures but by contributing a specific amount of money to the energy efficiency fund, as permitted by Directive 2012/27/EU.

Even assuming that the poll cannot be considered sufficiently representative, one may forecast with relative certainty that the actual increase in energy prices and service tariffs will exceed the policymakers' forecast of 2-4% by a significant margin.

Thus, a competent and detailed analysis of EEOS implementation should be undertaken in order to evaluate expected increases in cost and identify sets of energy efficiency measures that would be suitable for balancing costs and benefits better.

Prior to the EEOS implementation, it is advisable to first carry out assessment of energy efficiency potential in following areas:

- The market potential that is achieved by reduction in energy consumption with relatively low cost measures with fast payback;
- The economic potential in perfectly functional market where energy prices give customers right signals with all costs included and pay back in intermediate term;
- The social potential that is higher than the economic potential but the gains are difficult to assess because of spread across various areas of public interest (e.g. environmental, energy supply security);
- The technical potential that refers to the best commercially available technologies that recoup the high costs in the long term;
- The theoretical potential that represents an ideal energy supply and consumption system that is virtually impossible in reality but can be applied as a distant goal to strive for.

Practical assessments generally divide the overall energy efficiency potential into three types: technical, economic and achievable [4]. Accordingly, implementation of energy efficiency measures should be planned by progressing from those which are cheapest and can be implemented quickly (the market and economic potentials) to those which require greater investments that return slower (the social, achievable, partly even technical potentials).

An evaluation of energy efficiency potentials requires accurate performance indicators for potential energy efficiency measures. The cost-benefit analysis, therefore, should be carried out differentially for each type of energy efficiency measure.

In a general scenario, energy price and service tariff increases arising from implementation of energy efficiency measures are caused by two factors:

- Cost of investment in implementing an energy efficiency measure;
- Reduced volume of supplied energy, given the same infrastructure and ensuing permanent costs.

If energy utilities have correctly considered both factors in their estimates, it still is a narrow view, because increased energy prices and tariffs are a relative value that only shows how much more expensive a unit of energy or supply service has become. On the other hand, from the energy consumer's standpoint, what should be evaluated is not the increase in prices and tariffs but the changes in the payment charged per unit of process, service or other benefit for which the user is consuming the energy. In an ideal case, the consumer payment amount per such unit would be reduced as a result of implementation of an energy efficiency measure regardless of increased energy prices and tariffs, i.e. the following inequality would apply:

$$P_1 Q_1 \geq P_2 Q_2 \quad (2)$$

where P1, P2 refer to the cost of energy before and after the implementation of the energy efficiency measure, and Q1, Q2 characterize the energy consumption before and after the implementation of the energy efficiency measure.

In accordance with the energy potential distribution theory, energy efficiency measures ensuring fulfilment of the requirement (2) would generally exploit the market and economic potentials of energy efficiency. As specified earlier, some consumers exploit the energy efficiency market potential themselves, with no external stimuli and state policy. In the case of Latvia, we should also consider the results of the energy efficiency programs that have already been implemented using the European Community structural fund co-financing. We may accordingly presume that, in implementation of EEOS goals, energy utilities should also target the tougher, more expensively exploitable potentials, where requirement (2) would no longer be fulfilled.

For Latvian situation, to reach the cost-benefit balance would not be an easy task. For an illustration let's consider an average Latvian heat supply company: annual supply of heat 185 GWh, current tariff 58,57 EUR/MWh, where the fixed cost component is 13,94 EUR/MWh. The company shall reach consumption reduction at the customer end by 1,5%. Latvian policy makers have recognized the programs as cost-effective with specific investment of 426-853 EUR per MWh saved [2]. Assuming the payoff period 10 years with return on investment of 5%, we arrive at the following results:

Specific investment, EUR/MWh	Investment, MEUR	Consumption changes	Tariff changes	Payment changes
426	1.18	-1,50%	+1,80%	+0,30%
853	2.37	-1,50%	+3,20%	+1,70%

Therefore, in order to have the lowest possible exceedance of the cost-benefit balance following the implementation of the EEOS duties, the plan of the EEOS duties should grade the energy efficiency measures in an order based on the outcome of their cost-benefit evaluation. A variety of methods can be adapted for the purpose of analyzing the costs and benefits of energy efficiency measures, for example, the Total Resource Cost Test – a method devised in the U.S. [5].

The test is performed for each type of measure using the formula:

$$TRC = \frac{BAC}{TC+AC} \quad (3)$$

where BAC stands for Benefits of Avoided Cost, meaning the monetized total gains from reduced energy and demand (including avoided expenses on investment in generation, transmission and distribution, and variable energy production costs); TC stands for Technological Cost, meaning incremental expenses on implementing the energy consumer's equipment and assets (if current equipment is replaced before the end of its life cycle as a result of implementing an energy efficiency measure, these costs are equal to the total cost of the equipment); and AC stands for Administrative Cost, representing the full cost of the implementing party's execution of the energy efficiency program.

It is easy to conclude that an energy efficiency measure is cost-efficient and achieves the market or economic energy efficiency potential when $TRC > 1$. To stimulate the introduction of some new technologies to the market, the relevant thresholds are specified at less than 1. Furthermore, the

implementing energy efficiency programs have clear guidelines for quantitative evaluation of energy efficiency measures and development of energy efficiency programs.

In terms to plan, prioritize and focus sets of energy efficient measures it is advised to carry out such analysis for energy efficiency potential across various energy sectors and consumption segments. Simultaneously inputs for the necessary investments, expected results, and the ensuing impact on energy prices and tariffs are acquired.

IV. ALLOCATIONS OF EEOS OBLIGATIONS

Currently, Latvia only has a draft energy efficiency target distribution between the EEOS and alternative measures within the framework of the total energy efficiency target stipulated in Directive 2012/27/EU. However, with regard to the distribution of the EEOS target by energy subsectors and energy consumption segments, only the intentions of policymakers are known.

Available information shows that the plan is to include energy utilities that supply electricity, natural gas and district heating in the EEOS. Outside this obligated group are utilities that supply primary energy resources to final consumers. Implementation of such an approach completely deforms the allocation landscape of EEOS obligations. It follows from the overall final energy consumption structure of Latvia [6] that, if the energy consumed in the transport sector is subtracted from the total final energy consumption (since this amount is not included in the country's total energy efficiency target calculation), the amount of energy supplied by energy utilities subject to the EEOS constitutes about 54% of the final consumption specified in the energy efficiency target (Fig. 1). Consequently, 46% of the final energy consumption is supplied by utilities that will not be bound by the energy efficiency obligation.

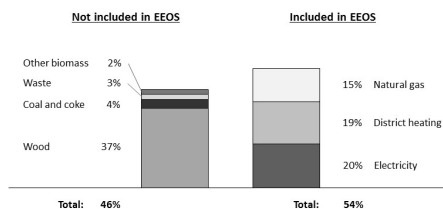


Figure. 1 Inclusion of the final energy consumption suppliers in the EEOS (without the transport sector) in Latvia

If distribution of EEOS obligations is implemented in accordance with the envisaged scenario, the cost burden that the energy utilities included in the EEOS are forced to transfer to consumers will be divided in a highly discriminatory fashion. The energy utilities will be obliged to implement measures for achieving the overall energy end-use savings; and they will be able to implement these measures for any consumer. At the same time, they will be able to transfer the energy efficiency measure costs only to those consumers who receive energy from them. As a result, gains from the EEOS will be available to all energy consumers but paid for only by those who represent 54% of the total final consumption. In this situation, one may presume with certainty that the costs in excess of gains for consumers receiving energy from EEOS utilities will be far from balanced.

Moreover, the allocation of EEOS duties in the district heating sector will bring about a second negative aspect. The EEOS currently stipulates a very high threshold for including district heating utilities – the amount of thermal energy supplied per year should be 40,000 MWh [3]. In this case, the EEOS would include the utilities that provide about 70% of the total thermal energy supplied to district heating. The number of thermal energy utilities outside the EEOS is high, while the amount of energy supplied by each is small. This factor will significantly deform the non-equitable distribution illustrated in Fig. 1 even further, because the amount of energy that would not be subject to the EEOS will increase by about 6 percentage points, as a result of which the EEOS obligations will be imposed on utilities that supply less than half (or about 49%) of the total final energy consumption.

The proposed threshold for including the district heating utilities in the EEOS will also produce a significant risk in the district heating sector itself. An inevitable increase in prices and tariffs for thermal energy supplied by EEOS utilities will cause some consumers or even groups of consumers to reject the district heating services and establish local heating sources or small district heating systems. Consequently, as the amount of energy supplied by EEOS utilities is further reduced, the costs would continue to loom ever higher above benefits for remaining users. This will bring about a positive

lower number of larger energy utilities, and this requires fewer administrative resources. Another argument in favor of such a choice is avoiding administrative and cost burdens on a large number of small utilities.

However, considering that implementation of the proposed EEOS scenario in Latvia will result in the energy supplied by energy utilities not subject to the EEOS exceeding one half of the total final energy consumption, such a solution is unacceptable from the point of view of equitable distribution of cost burdens imposed on energy consumers.

Therefore, despite requiring more complex and resource-intensive administration of the EEOS, there is a reason to expand the EEOS in two directions, namely:

- to include those utilities that supply primary resources for final consumption in the EEOS;
- to remove the threshold for inclusion of district heating utilities in the EEOS.

V. REGULATORY REGIME

If energy is sold on the market, as is the case in electricity supply, then energy utilities are motivated to fulfil the obligations under the EEOS as cost-effectively as possible. The situation is different in the energy sectors where energy is offered for sale at regulated tariffs, for instance, thermal energy supply for district heating.

Latvia applies the Cost Plus method to thermal energy supply regulation. On the one hand, this method requires thorough calculation of all costs and check-up of the relevant supporting documents. However, on the other hand, the regulator has rather limited instruments to evaluate effectiveness of costs based on supporting documents. Part of the costs may be evaluated using technically verifiable and measurable indicators. For instance, it is possible to check if fuel costs are substantiated by evaluating the fuel consumption ratio and comparing it to similar indicators and good practice. The regulator has no basis for doubting other cost substantiations and forecasts provided by utilities, however. For instance, this applies significantly to investment costs, including investments in fulfilment of the energy efficiency obligation.

The current tariff calculation methodology does not stipulate any cost item to ensure recovery of costs arising through fulfilment of the EEOS [8]. One would expect the relevant cost item to be included in the methodology sooner or later, but given the regulatory approach practiced in Latvia, it will not motivate energy utilities to seek more cost-effective solutions, as they will be able to include in the tariff calculation the cost of any energy efficiency measure that they have implemented.

The regulator will lack argumentation to doubt the costs of a given measure. The only motivation for seeking more cost-effective solutions is the efforts of thermal energy utilities to keep their thermal energy market and attract new users, because, although the thermal energy tariff is regulated and provision of this public utility service is characterized by monopolistic elements, any increase in tariffs would be targeted at reducing thermal energy sales further.

In turn, the maximum borderline case that the regulator itself will be able to use as a lawful restriction would be the amount of the EUR/MWh payment specified in legislation, which an energy utility would be obliged to contribute to the energy efficiency fund for each "non-economized" energy unit if it fails to fulfil its individual duty within the EEOS framework.

Therefore, one may expect the current regulatory regime to be another factor that will effectively shift the cost-benefit ratio away from the balance.

The risk that in existing regulatory system companies will apply the EEOS obligations by choosing cost-inefficient solutions is by far not the only disadvantage of regulatory system applied in Latvia. Introduction of Directive 2012/27/EU will only escalate these problems further. The current regulatory system is not motivating the companies to increase operational efficiency and to optimize investments. As a result overinvesting in assets and poorly utilized production facilities are observed and these are additional costs that are shifted to the customers.

Regulatory regime improvements should be sought in relaxing the regulatory regime, i.e. transitioning from the current strict regulation and the *ex ante* principle towards regulation relying more on the market, benchmark and *ex post* principles.

The foremost task for an improvement of tariff setting is to use a benchmark from the most efficient district heating companies in Latvia and countries where district heating is wide spread with a goal to design a system of parameters, indicators and benchmark that would help to scrutinize and compare the

VI. CONCLUSIONS

To achieve a greater balance between public benefits and additional costs from meeting the requirements of Directive 2012/27/EU, the following steps are recommended:

- To carry out an assessment of the conventional types of energy efficiency potential from the perspectives of the energy sectors and consumption segments;
- To carry out a cost-benefit analysis for each type of energy efficiency measure;
- To include in the EEOS those energy utilities that supply primary energy resources for final consumption;
- To abolish the threshold for including district heating utilities in the EEOS;
- In the district heating sector, to proceed towards relaxation of the regulatory regime and its approximation to market principles;
- The first step towards improving tariff setting is analysis of operations of a real district heating company with a goal to design a system of parameters and indicators for evaluation and benchmarking of its efficiency;
- Subsequently by applying the established empirical correlations of the aforementioned system of indicators a mathematical model of incentive regulation can be designed.

VII. REFERENCES:

- [1] DIRECTIVE 2012/27/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC.
- [2] Koncepcija par Eiropas Parlamenta un Padomes 2012.gada 25.oktobra Direktīvas 2012/27/ES par energoefektivitāti, ar ko groza Direktīvas 2009/125/EK un 2010/30/ES un atceļ Direktīvas 2004/8/EK un 2006/32/EK, prasību pārņemšanu normatīvajos aktos, LR Ekonomikas ministrija, 2013.
- [3] Ziņojums par Eiropas Parlamenta un padomes Direktīvas 2012/27/ES (2012. gada 25. oktobris) par energoefektivitāti, ar ko groza Direktīvas 2009/125/EK un 2010/30/ES un atceļ Direktīvas 2004/8/EK un 2006/32/EK 7.panta prasību izpildi, LR Ekonomikas ministrija, 2013.
- [4] Nadel, S., A. Shipley, and R.N. Elliott (2004). The Technical, Economic and Achievable Potential for Energy Efficiency in the U.S.—A Meta-Analysis of Recent Studies. Washington, DC: American Council for an Energy-Efficient Economy [ACEEE].
- [5] 2013 California Energy Efficiency Potential and Goals Study Prepared for:California Public Utilities Commission, The Navigant Consulting, Inc., Walnut Creek CA, 2014.
- [6] Latvian energy in figures, Ministry of Economics of the Republic of Latvia, Rīga 2013.
- [7] Blumberga A. Sistēmdinamikas modelēšanas pamati / Sistēmdinamika vides inženierzinātņu studentiem. Blumberga A., Blumberga D., Bažbauers G. – Rīga: RTU VASSI, 2010.
- [8] Siltumenerģijas apgādes pakalpojumu tarifu aprēķināšanas metodika. Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija, 2010



Available online at www.sciencedirect.com

ScienceDirect

Energy Procedia 95 (2016) 401 – 407

Energy

Procedia

International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”, CONECT
2015, 14-16 October 2015, Riga, Latvia

District heating regulation: parameters for the benchmarking model

Ugis Sarma*, Gatis Bazbauers

Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Azenes iela 12/1, Riga, LV-1048, Latvia

Abstract

In this paper the authors have assessed the disadvantages of the current Latvian district heating (DH) regulation system and marked the next steps for a transition from hard regulation towards the approximation of benchmarking and market principles.

The current regulatory system in Latvia which is based on the “cost+” method is not motivating DH companies to increase operational efficiency and optimize investments. As a result, overinvestment in assets and poorly utilized production facilities resulting in additional costs which are shifted to the customers are observed.

In general terms, a cost-efficient DH tariff depends on the investment choices, conditions of capital utilization and operations performance. Using the operation data of Latvian DH companies, the authors analyze which cost drivers and exogenous factors (e.g. heat load density, scale, resource prices, DH technical parameters, etc.) are the most relevant for reflection of the mentioned three aspects and could be useful for the benchmarking model.

© 2016 The Authors. Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

Peer-review under responsibility of Riga Technical University, Institute of Energy Systems and Environment.

Keywords: benchmarking; district heating; regulation; tariff setting

1. Introduction

In Latvia, as in most of North-eastern Europe, quality of life and the operation of various sectors of the economy are strongly affected by access to affordable, reliable and high-quality heat supply. Latvia relies extensively on a district heating (DH) model of supplying thermal energy, and most cities have well-developed DH infrastructure. The infrastructure leverages a number of well-known advantages of DH: material resource savings thanks to economy of scale; a low number of concentrated sources of emissions is better than a large number of distributed sources, because

* Corresponding author. Tel.: +0-371-292-09531

E-mail address: ugis.sarma@latvenergo.lv

it allows cost-effective solutions to matters of environmental protection; the possibility of large-scale combined heat and power (CHP) generation; compared to numerous small heating sources, improved efficiency of using renewable energy sources, making a significant contribution to the mitigation of greenhouse gas emissions [1].

However, DH does have a major weakness: it bears the elements of a natural monopoly. As a result, heat supply has been treated as a public utility, i.e. a service where one economic operator provides a very important, vital service to a large number of users who, owing to a range of technical and economic factors, have limited possibilities to select a different service provider or substitute the service they currently receive with a similar one. Consequently, DH services are mostly subject to regulation.

The economic essence of regulation is specification of prices and tariffs on goods and services provided by such natural monopolies. As a rule, the regulator should specify a price or tariff that covers justified expenses and allows adequate profitability that will enable company development and returns on equity, yet protect consumers from price gouging. Methods of regulation and its effectiveness have been subject to theoretical and applied discussions for decades, with two basic questions [2]:

- How justified are the expenses that a company reports to the regulator?
- What is a “moderate” or “adequate” rate of return on equity, and what would be the most appropriate way of defining the basis itself, i.e. a company's equity?

The main criticisms of regulation have been the alleged inability of regulators to determine a “moderate” rate of return on equity, prevent inefficient capital expenditures and evaluate companies' production costs.

The criticisms are rationally substantiated: objectively, the regulator and the regulated are in an imbalanced relationship. In practice, a regulated company has access to all information about its business activities and plans, whereas the regulator is only able to analyse and assess the information that a company has submitted in accordance with statutory procedures. As a result, a company will always have a better chance to substantiate the price project it has applied for than for a regulator to question it. Another pitfall of regulation is so-called over-regulation, when the regulator inefficiently allocates resources towards in-depth analysis and protracted discussions over marginal issues and justification of relatively insignificant costs.

At present, the overall trends in specifying pricing and tariffs for public utilities have been towards relaxing regulatory regimes; the ultimate result of such a process would be complete deregulation of prices and tariffs, subjecting them to the forces of competition where possible. However, a clear-cut answer to the question of how much regulation is justified remains to be found [3–5].

Latvia, like other countries in Eastern Europe, has established a relatively inflexible, “strict” regulatory regime for DH, applying the so-called “cost+” method, supplemented with several elements borrowed from the “price ceiling” approach [6]. Put simply, the method works like this: a DH company calculates and substantiates all expenses on generation, transmission, distribution and trade of thermal energy, then adding the allowed margin of return on equity, while the regulator reviews the cost substantiation and decides to either approve or reject the proposed tariff.

Practical application of the current regulatory model has had numerous flaws:

- It does not allow optimal investment in DH technology. Considering that all investments may be recouped with an approved tariff, DH systems are subject to elevated risks of over-investment and inefficient loading of facilities. The regulator's range of instruments for rejecting the investments made is very limited, which does not motivate DH companies to prioritise and balance their capital expenditures. Consequently, there have been cases where the technological dimension would exceed the demand dimension, leading not only to elevated capital expenditures but also to decreased operational performance of technology due to low loadings.
- Low motivation to improve efficiency and optimise costs. In accordance with the tariff calculation methodology [6], a DH company must calculate heat supply costs and substantiate them with appropriate supporting documents. When verifying the expenses submitted by a DH company, the regulator can very often only identify that there are documents that substantiate an expense item but not what the substantiation itself is. As a result, even utterly scrupulous review of documents substantiating costs does not exclude the likelihood that some heat supply processes will be less than cost-effective.

- The regulator does not have effective instruments to influence companies. The regulator's activity is strictly specified in the law, which determines exact procedures for its operation [7]. The legislation, however, is based mostly on administrative procedure and legal considerations, greatly restricting the regulator's ability to doubt that documents submitted by a DH company actually substantiate the costs.
- Resource-intensive work of determining tariffs. Tariff determination is a very time-consuming process, with a lot of document verification. The law [7] specifies 90 days as the time to review a draft tariff; however, the countdown is suspended if the regulator requests submission of additional information or substantiating documents. In practice, there have been cases where adoption of a tariff was delayed for nearly 12 months after the draft tariff had been submitted. The DH company and the regulator are spending a lot of time and human resources on the process.
- Moreover, the approved tariffs are not always strictly comparable. Although a rather detailed methodology is applied to tariff calculations and the process of evaluating draft tariffs is long and scrupulous, the results achieved are not always adequate – due to the aforementioned complications. There have been practical cases where economic operators with similar key parameters (i.e. technology, type of fuel, amount of energy supplied) had very disparate approved tariffs with no evident explanation, since both DH companies had substantiated their expenses to the regulator with appropriate documents.

The most radical solution for eliminating these faults would be complete deregulation. Notably, this model, where DH companies specify pricing independently, has already proven to work well in Finland. The Estonian regulator is also considering steps towards DH deregulation, indicating that, in a number of countries, DH is not a state-regulated sector but a market-driven one [8]. A DH sector reform has been promoted for a long time in Sweden, aiming to integrate the market that would, theoretically, have prices trending towards one common baseline. However, this model is also being disputed, with relatively robust proofs that Sweden's DH sector is not suited for transformation into a single market and the ambitions of the reform are not being achieved [4, 5, 9].

Thus, it would be expedient to seek a middle ground solution somewhere between the extremes of strict DH regulation and complete deregulation, relaxing the regulatory regime and introducing benchmarking elements in regulation. The authors presumed that the introduction of benchmarking could prevent the main shortcomings of the "hard regulation": in case of benchmarking, justification of costs (from the company's side) and process of detailed checks (from the regulator side) would not be required. There will be no need for discussion of the return of capital - the regulatory asset base (RAB) would be accepted in accordance with the benchmark for the effective company, but returns in accordance with the simple WACC calculation where benchmarking application is already being widely used in practice. Benchmarking methods like the regulatory theory and methods in general develop on the basis of electricity supply, because this energy sector has both a long history and it is topical everywhere in the world, unlike district heating. Also, benchmarking elements use is more common for electricity distribution regulation. In Europe benchmarking is relatively widely used for single cost group of distribution system operators – to establish levels of OPEX [10], however in case of formation of complete distribution tariffs, benchmarking is used only in two countries – Netherland and Norway [11]. For district heating sector benchmarking currently is being used even less commonly - the individual elements are determined that way in Poland and Lithuania only [12].

The aim of this study is to find out possible correlations between some key DH performance indicators and thermal energy tariffs in the DH sector of Latvia that could be used in applying a benchmarking model for determining DH tariffs. Results obtained during the study indicate that benchmarking elements of tariff determination should not be implemented in a simplified manner, e.g., by specifying one or several tariff ceilings for all regulated DH companies; instead, a system of benchmarks should be created that would consider the effect of various parameters on different tariff components.

2. Methodology

Currently, the regulator has approved 65 DH tariffs for 58 regulated DH companies in Latvia. There are more tariffs than companies because some of the companies provide services through unrelated DH systems; a tariff is then approved for each of the DH systems separately. Data on the tariffs applicable in April 2015 were obtained from information published by the Latvian regulator [13]. The analysis also incorporates data compiled by the authors regarding key performance indicators of the said regulated DH companies, namely: volume of heat supplied, type of fuel, heat production technology, length of DH networks. The purpose of this data analysis is to evaluate whether actual tariffs in real DH systems have any usable correlations with these performance indicators.

DH systems with approved tariffs in Latvia range widely in terms of the volume of heat supplied: from 1 GWh to 2970 GWh per year. DH systems can be divided into two groups by heat production technology: generation from boilers only, and generation of significant amounts in the CHP mode. CHP outputs also differ widely across DH systems [14]. However, even with lower CHP output ratios, the effect on tariffs is significant, because the support scheme in Latvia includes procurement of CHP electricity at a very high price, applying most of the income from selling the electricity towards reducing thermal energy costs [15, 6]. There are two basic types of fuel: natural gas and biomass. Most companies rely on both types, but the ratio of one will usually be higher, making it the dominant type of fuel. Based on these two parameters, the data may be arranged into four groups, with the following number of objects (i.e. DH systems) per group: boilers, natural gas – 10; boilers, biomass – 26; CHP, natural gas – 19; CHP, biomass – 10. Initially, the four groups were analysed across the entire range of heat supply volumes. Next, given that the DH systems under consideration are very different in terms of how much thermal energy they supply, the dataset was subdivided into three ranges, which correspond to the kinds of DH companies active in Latvia: small companies – thermal energy sales of less than 10 GWh per year, medium-sized companies – 10 to 50 GWh per year, and large companies – more than 50 GWh per year (see Fig. 1).

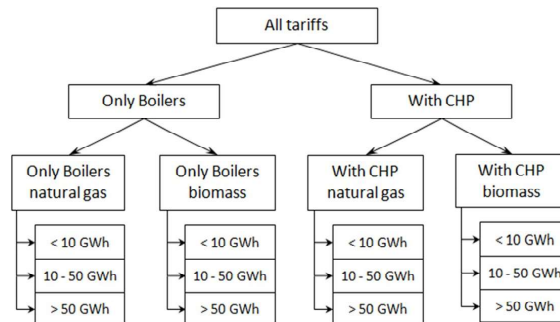


Fig. 1. Data grouping.

3. Results and Discussion

By dividing tariffs into the four groups shown in Fig. 1 and arranging them by the amount of heat supplied to the relevant DH system, a very diffuse data cloud was obtained, with no evident correlation with the type of predominant fuel, energy generation technology, or DH system size (see Fig. 2).

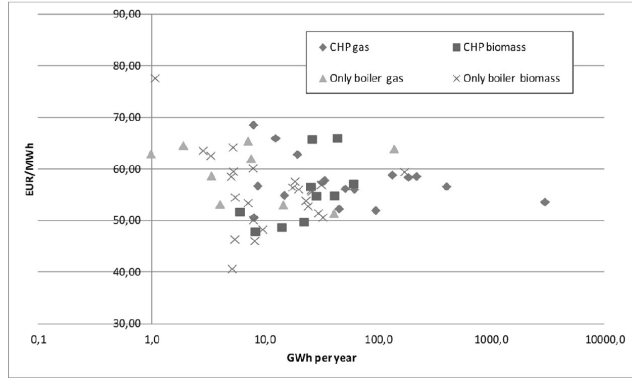


Fig. 2. Tariffs depending on the volume of thermal energy supplied per year.

Even greater diffusion was observed when arranging tariffs in the four groups by network usage intensity (MWh/year per km of network length) (see Fig. 3).

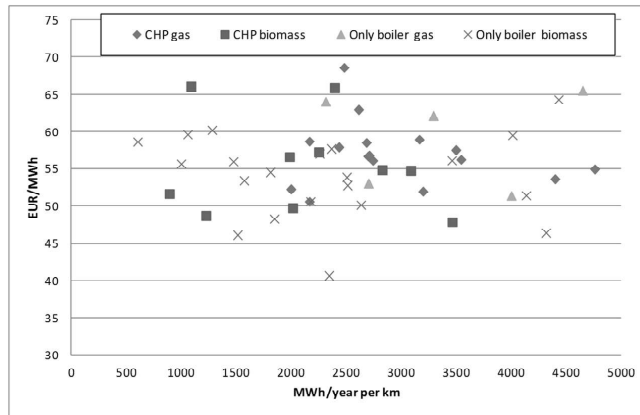
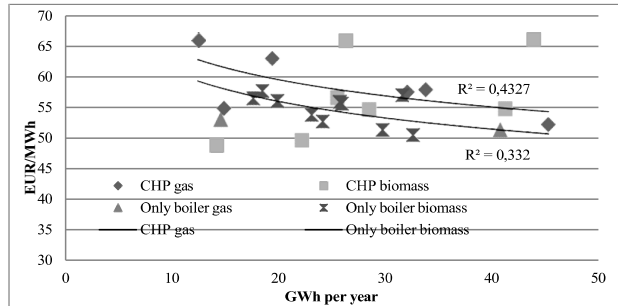
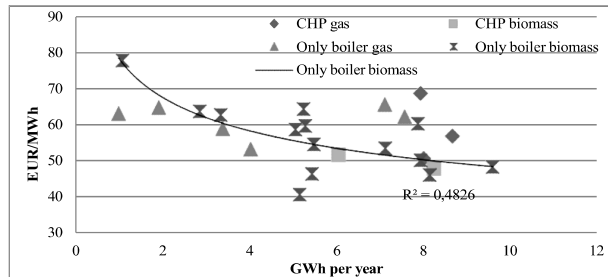


Fig. 3. Tariffs depending on network loading intensity.

However, once data were subdivided into the aforementioned three ranges of heat supply volume and viewed within separate ranges, some types of generation technology and predominant fuel showed signs of correlation (see Fig. 4).



(a) Thermal energy sales 10 to 50 GWh per year



(b) Thermal energy sales less than 10 GWh per year

Fig. 4. Tariffs depending on the volume of thermal energy supplied per year within different supply volume ranges.

The results do not identify an evident trend with marked correlations among the dominant type of fuel, generation technology, amount of energy supplied, network usage intensity, and the tariff within the relevant DH system. Without a doubt, each of the parameters characterising a DH system has an effect on the tariff, but the effect on one or another side apparently decreases or is negated due to other factors.

Therefore, the findings indicate that, although the DH systems are all similar in terms of operational and organisational principles, each of them differs greatly from the others by the extent of factors that might impact tariffs and by the intensity of such impacts. Consequently, one cannot use a simplified approach to implementing tariff benchmarking elements by identifying a single price ceiling for all DH companies to target, or several different benchmarks for the most typical DH system groups, subdividing them by, e.g. the predominant type of fuel used.

Some correlation is evident if tariffs are considered within narrower DH system groups. This means that the effect of certain parameters on similar DH companies is more pronounced, and a way to shape a more nuanced benchmarking system should be sought that would consider the effects of a wider range of parameters than this comparative analysis had specified. It should also be noted that an isolated parameter of a DH system does not impact the tariff as a single variable: it only affects one of the tariff components, i.e. variable, operational, or capital expenditures. Therefore, further analysis of data should concentrate on the impact of various parameters on certain tariff components. As part of further analysis, the authors intend to create a model of specifying benchmarks with a conceptual structure displayed in Fig. 5. Model data input would consist of three data groups: "External physical factors", "Factors selected by company" and "Prices in the markets". First, based on the "External physical factors" and "Factors selected by

company” “Selecting of technical parameters” would be done. In the next step, using the “Selected technical parameters” and the necessary data from all three input groups, costs would be calculated.

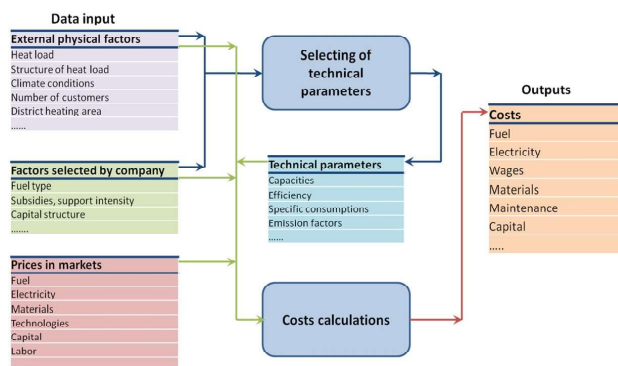


Fig. 5. Conceptual structure of the benchmark specification model.

4. Conclusion

No clear and straightforward correlations have been observed among the parameters characterising DH systems and thermal energy supply tariffs within the dataset for this study.

The same parameters have impacts of different intensities on tariff levels in specific DH systems. Considering that tariffs are affected simultaneously by a range of parameters, tariff benchmarking elements cannot be implemented in a simplified manner, e.g., by defining one or several tariff ceilings for all regulated DH companies.

For creating a benchmarking system, tariffs should be subdivided into their constituent components, and the effects of DH system performance indicators as well as other parameters related or unrelated to the DH company should be further analysed.

References

- [1] Ziemele J, Vigants G, Vitoliņš V, Blumberga D, Veidenbergs I. District Heating Systems Performance Analyses. Heat Energy Tariff. Environmental and Climate Technologies 2014;13:32–43.
- [2] Frank RH. Microeconomics and behavior. New York: McGraw-Hill Inc.; 1991.
- [3] Hempling S. Preside or lead? The Attributes and Actions of Effective Regulators. USA: National Regulatory Research Institute; 2010.
- [4] Magnusson D, Palm J. Between Natural Monopoly and Third Party Access. Swedish District Heating Market in Transition. Nova Science Publishers Inc; 2011.
- [5] Söderholm P, Wärell L. Market opening and third party access in district heating networks. Energy Policy 2011;39(2):742–752.
- [6] Siltumenerģijas apgādes pakalpojumu tarifu aprēķināšanas metodika. Latvijas Vēstnesis 2010; 62(4254):1–17.
- [7] Likums par sabiedrisko pakalpojumu regulatoriem. Latvijas Vēstnesis 2000;394/395(2305/2306).
- [8] Annual report 2013. Tallinn: Competition Authority of Republic of Estonia; 2014.
- [9] Åberg M, Fålling L, Forssell A. Differences in pricing and market strategy between public and private district-heating companies. Presented in 14th International Symposium on District Heating and Cooling, Sweden, Stockholm, September 7–9, 2014.
- [10] The Economic Regulation for European Distribution System Operators. Brussels: EURELECTRIC; 2010.
- [11] Electricity distribution investments: What regulatory framework do we need? Brussels: EURELECTRIC; 2014.
- [12] Regulatory implications of district heating. Energy Regulators Regional Association (ERRA); 2011.
- [13] Homepage of The Public Utilities Commission. Available: <http://www.sprk.gov.lv> [14.01.2015].
- [14] Cimdina G, Blumberga D, Veidenbergs I. Analysis of wood fuel CHP operational experience. Energy Procedia 2015;72:263–269.
- [15] Ministru kabineta 2009.gada 10. marta noteikumi Nr.221 „Noteikumi par elektroenerģijas ražošanu un cenu noteikšanu, ražojot elektroenerģiju koģenerācijā”. Latvijas Vēstnesis 2009;42(4028).

Correlation Analysis for District Heating Tariff Benchmarking Model

Ugis Sarma

Aris Zigurs

Latvenergo AS

Riga, Latvia

ugis.sarma@latvenergo.lv; aris.zigurs@latvenergo.lv

Gatis Bazbauers

Institute of Energy Systems and Environment

Riga Technical University

Riga, Latvia

gatis.bazbauers@rtu.lv

Abstract — The overall objective of this study is to create a benchmark model for setting district heating (DH) tariffs. The analysis covered the group of 12 largest DH companies in Latvia, and correlation analysis included the parameters characterizing the DH systems such as influence of cogeneration (CHP), fuel mix, utilisation of installed generation capacity, network heat load density, components of tariffs and most significant groups of the fixed costs. The analysis resulted in correlations found between the intensity of use of DH networks and the transmission and distribution tariff, as well as between the proportion of gas in the fuel mix and OPEX. No previously expected correlations were found between specific parameters and CAPEX, however, the potential direction for further research was marked. A significant result is the observation of a close correlation between the influence of CHP and the generation tariff.

Index Terms — Cogeneration, District Heating, Tariff Benchmarking

I. INTRODUCTION

Today, the general trend of price and tariff setting for public utility services is moving towards “softening” of the regulatory regime, where the ultimate result of the process would be a complete price and tariff deregulation and their exposure to competitive pressures where possible. However, there is still no straightforward answer as to the justification and feasibility of deregulation [1], [2], [3].

In Latvia, like in other Eastern European countries, inflexible and “strict” regulatory regime has been established for district heating (DH), and the so-called “cost+” method, complemented with certain “price cap” elements, is applied [4]. While evaluating the implementation scenario of the Energy Efficiency Directive in Latvia [5], the authors arrived at the conclusion that it is necessary to soften the existing “stringent” regulatory regime because practical application of the current regulatory model has had numerous flaws:

- low motivation to improve efficiency and optimize costs and overinvestment in assets and poorly utilized production capacities;
- problematic comparison of the approved tariffs;
- the regulator’s activities are strictly defined by the law [6] which results in lack of effective instruments for regulators to influence companies and resource-intensive tariff determination process.

Theoretically, the above-mentioned shortcomings could be eliminated through deregulation of the sector, as it has been the case in Finland. Their neighbour Sweden, however, is still studying and discussing the feasibility of such a model, and the DH reform has not yet been completed [7], [2], [3]. Similar conclusions questioning the possibility to organise the market in the DH sector similar to that of the electricity sector, with complete separation of operators, free third party access to the system and competition between producers, are also drawn in Germany’s DH sector study conducted by *Bundeskartellamt* (Independent federal competition authority of Germany) [8]. Therefore, the authors presumed that it would be useful to look for a medium between an “over-regulated” and fully liberalised DH market where tariff setting is based on benchmarking elements instead of thorough examination of all costs.

In the previous study [9], the authors started investigation with searching correlations between full end-use DH tariffs approved by regulator and basic key performance indicators of 58 regulated existing

DH systems such as amount of heat supply, type of fuel, heat production technology and length of DH networks. Unfortunately, the results obtained did not indicate a marked relationship between the above mentioned parameters and the end-use tariff level in the relevant DH system. The authors concluded that a simplified approach could not be used for the introduction of benchmarking elements in the tariff setting, for example, by trying to find a single tariff cap benchmark for all DH companies. Therefore, here the study is continued by expanding the set of parameters to be analysed, dividing the thermal energy end-use tariff into its constituent components and analysing the impact of various parameters on such separate components.

It must be noted that the topicality of changing the regulatory regime of district heat supply in Latvia will increase in the coming years due to another factor: after long discussions, movement towards the opening of the natural gas (hereafter – gas) market has started. The Regulator approved the gas tariffs for the single gas trader in the Latvian gas market that was fully closed until recently in the form of a matrix: at a fixed gas sales price, each consumer could read the gas sales end-use tariff corresponding to their annual gas consumption. The gas sales prices, in their turn, are set in the tariff matrix with a constant step (7.11 EUR/1,000 m³), and each month the seller announces the current sales price, which is pegged to the current price of oil products [10].

Accordingly, thermal energy tariffs for DH companies using gas for generation are approved in the form of analogous matrices: at different gas prices, the respective thermal energy supply tariffs can be read with the same step. Therefore, the variable part of the thermal energy tariff can change every month, while its setting remains simple.

Although the gas market model to be introduced is yet unknown, it is clear that maintaining such a strictly structured district heating tariff system will not be possible, since with the entry of new gas traders into the market it can be expected that they will offer the gas at prices that could be linked to various references with the help of different formulas. DH companies, in turn, will probably buy gas from various suppliers, creating different gas procurement portfolios. Under such changing circumstances, a regular and complete review of all the approved tariffs would be irrational and probably even impossible.

II. METHODOLOGY

During the second stage of the study, which is described in this paper, a more detailed analysis was done, starting with the largest group of Latvian DH companies, i.e., those supplying to consumers more than 45 GWh of district heat per year. Twelve DH companies were included in this group, constituting approximately 20% of the regulated DH companies and covering 86% of the regulated market in terms of the amount of district heat supplied, or a total of 5.33 TWh.

All the studied DH companies operate DH networks and supply heat to end users. However, they materially differ in terms of the heat generation structure: some generate all the necessary energy in their own boiler houses and/or cogeneration plants (CHP), while most of them buy certain amounts of heat from the so-called “independent” producers. Moreover, there are considerable differences regarding both the share of energy purchased (18-100%) and the number of “independent” producers supplying energy to a single system (1 to 10).

An important aspect for analysing the generation component of the heat tariff is the support mechanism for energy generation in CHPs. In Latvia, the so-called feed-in tariff is applied for support to CHP, i.e., a specially designated institution procures all the electricity generated by CHP plants at considerably higher prices than the electricity market price. As a result, CHP operators generate a considerable “extra” profit, while, according to the regulatory framework, CHP operators must “share” the gain with the district heat consumers. If CHP operator's tariff is approved by the Regulator, the total return on equity is being limited. If the “independent” producer sells heat to a DH system operator for the agreed price, it must be proven that the heat is purchased at lower price than the DH operator could be able to produce at its own heat source.

Taking into account that only two of the 12 DH companies analysed do not generate in or buy energy from CHPs, the share of energy generated in CHPs and the type of its price setting, as well as the CHP support intensity, are very important factors that have a significant impact on heat tariffs within the group of DH companies being analysed. However, taking into account the different variations of this impact, its quantitative assessment is quite complicated. In order to evaluate the CHP impact to a first approximation, at this stage of the analysis, a dimensionless value, which is simple to obtain and characterises the intensity of the CHP impact sufficiently well was introduced:

$$e_{chp} = N_{el} / Q_{prod} \quad (1)$$

where N_{el} is the total electrical capacity of the CHPs connected to the relevant DH system, and Q_{prod} is the total amount of heat generated by the relevant DH system (boiler houses and CHPs).

Another important factor with a potentially significant impact on the tariff components is the fuel mix. Two fuel types dominate in the Latvian district heating supply: gas and biomass. The analysed DH companies (including the independent producers that sell heat to the studied companies) use these fuel types in different proportions. Therefore, the share of gas in the total fuel consumption s_g is used for the impact evaluation: s_g may vary from 1.0 to 0.0, where 1.0 means that gas only, and 0 – biomass only is used by the company for the generation. In calculations where DH companies were to be grouped by fuel mix, the DH companies with $s_g < 0.95$ were included in the group with a considerable share of biomass.

From other indicators characterising the DH system and capable of affecting the heat tariff components, the DH network utilisation intensity q (GWh/km) was also included. It is determined as the ratio of the amount of heat supplied to consumers to the network length of the relevant DH system. Another indicator used was the utilisation indicator of the installed heat generation capacity t_{ut} (h), which is determined as the ratio of the heat generated by the relevant system to the installed generation capacity.

From the components constituting the end-use tariff and from cost categories, the production tariff T_{pr} , transmission and distribution tariff T_{td} , fixed operational expenditure (OPEX) and capital expenditure (CAPEX) were selected for the analysis. The following characteristic fixed cost items were included in CAPEX: depreciation, interest payments, income and property taxes, net profit; while in OPEX – personnel, maintenance and operation and other fixed costs. In CAPEX and OPEX analysis, specific indicators (i.e. EUR/MWh) are used instead of absolute numbers (i.e. EUR). The third component of the end-use tariff, the sales tariff, was not used in the analysis, since its share in the end-use tariff is insignificant: in the dataset of the studied DH companies it ranges from 0.58% to 2.85% and basically depends on how the billing and collection management is organised at the company.

As already mentioned in the Introduction, gas tariffs in Latvia are set in the form of a matrix and also depend on the amount of gas consumption. In the tariff matrix, gas consumers are divided into 8 groups based on their annual consumption: Group 8 – the highest consumption, Group 1 – the lowest. These groups are used for the differentiation of the gas supply system tariffs: the higher the consumption group, the lower the system tariff. In the dataset reviewed, according to gas consumption, DH companies were included in Groups 5 to 8, which means that at equal gas prices different system tariffs and, accordingly, also the gas sales end-use tariffs are applied. This definitely affects heat production tariffs as well. For example, assuming that all other conditions are the same and gas is used in equally efficient boilers (efficiency rate of 0.95), the difference in gas system tariffs between Group 5 and Group 8 leads to a 3.99 EUR/MWh difference in production tariffs. Therefore, in certain stages of the analysis where it was important to exclude the impact of the system tariff groups, instead of absolute tariff values of heat generation, dimensionless ratio characterising the proportion of the relevant T_{pr} tariff and the fuel component F_{bp} , which would be achieved in a “best practice” boiler house (efficiency rate of 0.95) while using gas of the same group tariff, were used:

$$R_{gf} = T_{pr} / F_{bp} \quad (2)$$

Data about a total of 42 companies, 12 DH companies and 30 independent producers, obtained from the following public sources were used in the analysis: Regulator's decisions on tariff approval [10], public information about the most important tariff components [11], registers of heat and power producers [12], information published by the Ministry of Economics about electrical energy producers receiving aid [13], information of the Latvian Environment, Geology and Meteorology Centre database about fuel consumed by energy producers [14].

III. RESULTS AND DISCUSSION

From the results of data analysis, those results were selected for comments where certain correlations which confirmed the initial presumptions of the authors were found, as well as the results, where, completely contrary to the expected outcome, correlations were not observed.

Considerable signs of correlations can be observed in the dependence of transmission and distribution tariff on the intensity of using DH networks (see Fig. 1), which was expected by the authors and which also has a very simple explanation – the more energy is transmitted through networks, the lower are network maintenance costs per one unit of energy. However, relatively low correlation coefficient shows that the transmission and distribution tariff is obviously significantly influenced by other factors too; therefore, a more detailed analysis shall be done during further research.

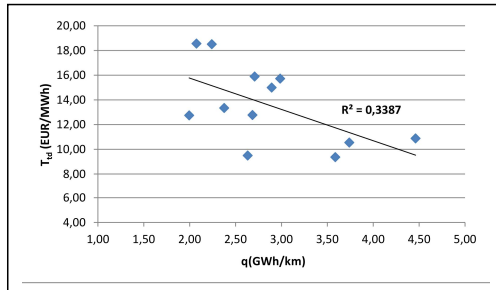


Figure 1. Dependence of the transmission and distribution tariff T_{td} on DH networks' utilisation intensity q .

The second group of data, where a previously expected correlation was detected, is dependence of OPEX on the type of the utilized fuel (see Fig. 2). The fact that less staff and other operational resources are necessary when using gas instead of solid fuel (biomass) is widely known, and the performed assessment of the actual data confirms that this tendency is relatively well observable. However, also in this case, the analysis will have to be continued in order to search for closer correlations.

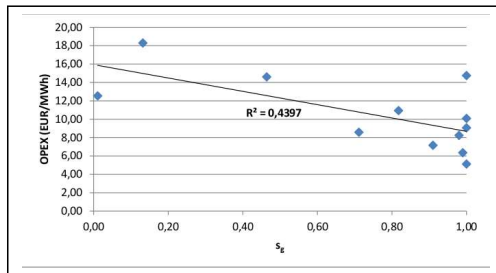


Figure 2. Dependence of OPEX on the proportion of gas s_g in fuel mix.

At the same time, in two other groups of data, no correlations were observed contrary to the expectations. It is generally known that technologies for using gas are cheaper than those intended for using biomass. Therefore, it should be expected that CAPEX is higher in DH systems with lower proportion of gas use s_g . However, the data of actual DH systems do not show such a tendency.

Also, it is known that the fixed costs per one production unit decrease with increasing production for any particular equipment. The authors tried to verify this correlation for the generation capacity utilization ratio t_{ut} and CAPEX (see Fig. 3).

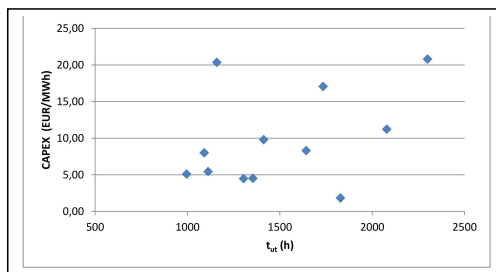


Figure 3. Dependence of CAPEX on the installed thermal energy generation capacity utilisation ratio t_{ut} .

However, Fig. 3 reflects data dispersion with no observable trend. By trying to explain, why no dependence of CAPEX on the generation capacity load and the fuel mix used can be observed in the data of actual DH companies, the authors came up with a hypothesis that expected correlations could

materialize only in terms of value of assets for mutually well-comparable DH companies. The value of assets is the factor that is most significantly influencing CAPEX, since all components of CAPEX directly or indirectly depend on the value of assets. Whereas in real conditions, DH companies that are very similar in terms of other parameters can differ considerably in terms of value of assets, because assets of different age and value can be used. Namely, some companies may use recently reconstructed assets, where extensive investments are made, versus companies that use fully depreciated assets with very small accounting value. Therefore, in further stages of the research, it is planned to search for an approach for using benchmarks according to the age and value of assets for comparison of CAPEX of different DH companies. One of the verifiable solutions may be to use a benchmark of the value of assets that would correspond to a newly built DH system that is similar in terms of parameters. At the same time, a relative indicator should be found for comparison of actual DH systems, which could characterize the position of each actual DH system against the benchmark.

The review of results was concluded with an assessment of a quite important parameter – extent of CHP influence. By assessing the influence of this parameter on the production tariff T_{pr} , the data to be analysed were divided into two groups according to the fuel mix used: DH systems with a considerable influence of biomass ($s_g < 0.95$) and without influence of biomass ($s_g > 0.95$). The obtained results are reflected in Fig. 4 from which a few conclusions can be drawn. Firstly, the general tendency can be seen that in majority of cases the use of CHP lowers the overall production tariff. Secondly – from DH systems, where the influence of biomass is significant in the fuel mix, there are only three systems with CHP influence. Consequently, it doesn't seem rational to look for deeper regularities in this group. But a quite interesting situation can be observed in the second group (without influence of biomass) of points: the layout of the first four points gives impression of a strong correlation, whereas the last two points show strong deviation from this tendency. The authors tried to find an explanation for this tendency. First, in order to exclude the influence of groups of gas system tariffs from the analysis, the assessment was made against the dimensionless ratio R_{gf} rather than against the generation tariff T_{pr} (see Fig. 5).

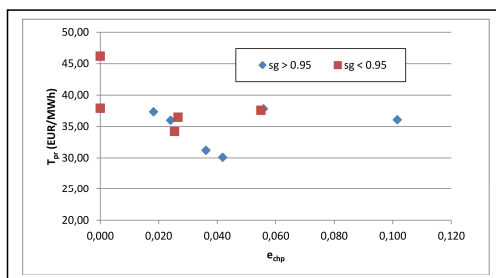


Figure 4. Dependence of production tariff T_{pr} on the parameter of CHP influence e_{chp} .

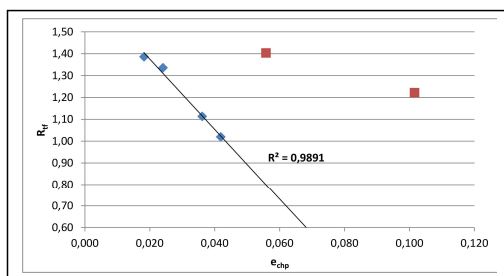


Figure 5. Dependence of R_{gf} on the parameter of CHP influence e_{chp} . Red squares correspond to the outliers for the data $s_g > 0.95$ in the Figure 4.

It can be observed in Fig. 5 that four points have a strong correlation – the larger is CHP influence, the lower is R_{gf} , i.e., the ratio between T_{pr} and F_{bp} . This correlation has a simple explanation – the high price of electricity procurement from CHP allows to sell heat from CHP for a price that is considerably below the production costs in the boiler house and is close to the fuel component, and frequently even lower than that. Deviation of both points outside the tendency, in its turn, has not changed significantly, therefore, the cause of such a deviation is not the different groups of gas system tariffs. Consequently,

the authors compared those parameters in the entire group, which may also be causes for this deviation, with the aim to verify, whether any of these parameters do not differ from the general tendency in the group for both specific DH systems. The authors compared the following indicators within the group: OPEX, CAPEX, generation capacity utilization ratio t_{ut} . However, none of these indicators showed pronounced differences in these two DH systems compared to the rest of the group.

If the comparison of the above mentioned factors does not provide an explanation why R_f is increasing rapidly when the indicator of influence of combined heat and power generation in the two DH systems is increasing, it can be concluded that the most likely cause is prices for heat procurement from CHP. As already indicated above, DH operator can purchase heat from the “independent” producer for a price approved by the regulator, or for the agreement price. Therefore, one more parameter was included in the assessment – the proportion of heat purchased at the agreed price in the respective DH system. It is surprising that the values of this parameter are radically different in these two DH systems that deviate from the general tendency, compared to these values in other systems. If this proportion is very small or equal to 0 in other DH systems, it is very significant in both systems that deviate from the tendency – 0.34 and 0.40 (see Tab. I).

TABLE I. COMPARISON OF PARAMETERS FOR EXPLANATION OF THE DEVIATION

e_{chp}	R_{tr}	t_{ut}	OPEX	CAPEX	Proportion of heat purchased for an agreement price
		h	EUR/MWh	EUR/MWh	
0.018	1.39	1412	14.75	9.80	0.000
0.024	1.34	1734	9.06	17.07	0.000
0.036	1.11	1111	6.35	5.44	0.015
0.042	1.02	1642	10.09	8.31	0.000
0.056	1.40	995	8.24	5.10	0.340
0.102	1.22	1828	5.12	1.84	0.402

Apparently, the agreement price for procurement of heat in both observed DH systems is lower than generation costs in the boiler house of DH company, since otherwise such a procurement would not happen and the regulator would not allow to include it in the tariff. However, it is also obvious that the benefit of using CHP in these cases is not divided between the “independent” producer and consumers, as basically it is retained by the independent producer. This leads to a conclusion that it would be too challenging to completely deregulate the district heating market, and once more confirms the thesis declared by the authors that a compromise has to be found between the “hard” regulation and a completely deregulated sector.

IV. CONCLUSIONS

Considerable correlations can be observed between the DH networks usage intensity q and transmission and distribution tariff T_{td} , as well as between the proportion of gas s_g in the fuel mix and OPEX. A more detailed analysis should be carried out here in order to find closer correlations.

The analysis showed that the purchase of heat from “independent” producers, who use CHP support systems – selling the generated power for the feed-in tariff – have a massive influence on tariffs. Therefore, deeper and more detailed research shall be conducted on correlations between feed-in tariff support schemes and the sales prices of heat generated by CHPs, as well as redistribution of benefits of using CHPs between the “independent” producer and consumers of the heat.

The other direction for further research – an approach for determination of CAPEX benchmarks shall be found, considering massive differences of actual DH companies in terms of size of assets, their age, investments made and time of making such investments, as well as accounting values of the assets. A solution may be found in defining a benchmark for assets and creating parameters that would describe the position of the assets and CAPEX of each actual DH company against this benchmark.

REFERENCES

- [1] S. Hempling, “Preside or lead? The Attributes and Actions of Effective Regulators”, USA: National Regulatory Research Institute, 2010, p.144.
- [2] D. Magnusson, J. Palm, “Between Natural Monopoly and Third Party Access”, Swedish District Heating Market in Transition, Nova Science Publishers Inc., 2011
- [3] P. Söderholm, L. Wärell, “Market opening and third party access in district heating networks”, Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510007998>
- [4] Siltumenerģijas apgādes pakalpojumu tarifu aprēķināšanas metodika (Methodology for the Calculation of Thermal Energy Supply Service Tariffs, in Latvian), Latvijas Vēstnesis, 2010, No. 62(4254), pp. 1–17

- [5] A. Zigers, U. Sarma, P. Ivanova, "Implementation of the energy efficiency directive and the impact on district heating regulation", European Energy Market (EEM), 2015 12th International Conference, 2015, Portugal, Lisbon, May 19.-22., Available: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=7216630>
- [6] Likums par sabiedrisko pakalpojumu regulatoriem, (Law on Regulators of Public Utilities, in Latvian), Latvijas Vēstnesis, 2000, No.394/395 (2305/2306).
- [7] M. Åberg, L. Fåltling, A. Forssell, Differences in pricing and market strategy between public and private district-heating companies. The 14th International Symposium on District Heating and Cooling, September 7th to September 9th, 2014, Stockholm, Sweden
- [8] Final Report, "Sector Inquiry District Heating", Summary, Bundeskartellamt, Bonn, August 2012.
- [9] U. Sarma, G. Bažbauers, District heating regulation: parameters for the benchmarking model, *International Scientific Conference "Environmental and Climate Technologies – CONECT 2015, Latvia, Riga, October 14.-16., 2015*, in press.
- [10] Public Utility Commission of Latvia, Decision of Board 24.07.2008. Nr. 247 "On JSCCompany "Latvijas Gāze" natural gas supply tariffs" (in Latvian), Decisions of Board "On heat supply tariffs" (in Latvian), Available: <https://www.sprk.gov.lv/lemumi>.
- [11] Public Utility Commission of Latvia, Summary's on heat supply tariffs calculations, Available: <https://www.sprk.gov.lv/lapas/sabiedribas-lidzdaliba#Uzklausisanas-sanaksms>.
- [12] Public Utility Commission of Latvia, Register on Power producers, Register on Heat producers, Available: <https://www.sprk.gov.lv/uploads/doc/Elektroenerijasrazotajuregistrpub.pdf> and <https://www.sprk.gov.lv/uploads/doc/Siltumenerijasrazotajuregistrs20160208.pdf>
- [13] Ministry of Economics of Latvia, Information on the decision issued by the mandatory purchase of electricity, Available: https://www.em.gov.lv/lv/nozares_politika/atjaunojama_energija_un_kogeneracija/informacija_par_izdotajiem_lemumiem_par_elektroenerijas_obligato_iepirkumu/
- [14] Latvian Environment, Geology and Meteorology Centre, Public access to National statistical reports "2-Air", Available: <http://www.meteo.lv/lapas/vide/parskatu-ievadisana/parskatu-ievadisana?id=1039&nid=376>.



Available online at www.sciencedirect.com

ScienceDirect

Energy Procedia 113 (2017) 104 – 110

Energy

Procedia

International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”, CONECT 2016, 12–14 October 2016, Riga, Latvia

District heating tariff component analysis for tariff benchmarking model

Ugis Sarma*, Gatis Bazbauers

Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Azenes iela 12/1, Riga, LV-1048, Latvia

Abstract

The aim of this study is to search for possible correlations between tariff components of Latvian district heating (DH) companies and their specific performance indicators. The purpose of the correlation analysis is to find parameters which can be used for the creation of a tariff benchmark model, which might be used in Latvia, as well as in other countries in order to eliminate negative aspects of “stringent” DH regulation currently in use.

The authors focus on significant components constituting the tariff – the dependence of the heat production tariff on the cogeneration support schemes, fuel mix used, capacity load indicator. The authors conclude that actual DH companies and systems are very different – even though they are grouped in a set based on one parameter, at the same time they considerably differ based on other parameters. Therefore, the creation of a benchmark model cannot be based on empirical regression equations only.

© 2017 Published by Elsevier Ltd. This is an open access article under the CC BY-NC-ND license

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).

Peer-review under responsibility of the scientific committee of the International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”.

Keywords: district heating; cogeneration; regulation; tariff benchmarking; tariff setting

1. Introduction

Today, the general trend of price and tariff setting for public utility services, including district heating (DH), is moving towards “softening” of the regulatory regime, where the ultimate result of the process would be a complete price and tariff deregulation and their exposure to competitive pressures where possible. However, there is still no straightforward answer as to the justification and feasibility of DH deregulation [1, 2]. In the evaluation of the DH

* Corresponding author: Tel.: + 371 29209531.

E-mail address: ugis.sama@latvenergo.lv

regulation environment in Latvia, in their previous studies the authors identified a range of serious drawbacks having as their main cause a “stringent” regulatory regime and rigid “cost+” method for DH tariff setting [3]: “overinvestment” risk [4], low incentive to increase the efficiency and to optimize costs [5], the tariff setting process is too ponderous and time-consuming [6, 7].

However, although complete deregulation as practised in electricity and natural gas (gas) sectors might probably eliminate the identified drawbacks, it may also cause other adverse effects – “stranded” investment costs or unjustified extra profit incidents. According to the comparatively recent evaluations of results of DH sector deregulation in Sweden [8], the main reason for the expected results not to be achieved was the peculiar nature of DH – unlike gas and electricity, the DH sector consists of many systems, which are not interconnected. Similar conclusions questioning the possibility to organise the market in the DH sector similar to that of the electricity sector, with complete separation of operators, free third party access to the system and competition between producers, are also drawn in Germany’s DH sector study conducted by Bundeskartellamt (Independent federal competition authority of Germany) [9]. Therefore, the authors presumed that it would be useful to look for a medium between an “over-regulated” and fully liberalised DH market where tariff setting is based on benchmarking elements instead of thorough examination of all costs.

In the previous study [7], the authors began to explore the regularities between some of the most important parameters characterising the DH and the overall end-use tariffs of heat in the Latvian DH sector, which could be further used for developing a benchmarking model for DH tariff setting. For the purpose of analysis, the companies were divided into several characteristic groups, differentiated by the size of the DH company (amount of energy supplied), type of fuel used, type of heat production technology. Unfortunately, the results obtained did not indicate a marked relationship between the dominant types of fuel used, the generation technology applied, the amount of energy supplied, the network usage intensity and the end-use tariff level in the relevant DH system. The authors concluded that a simplified approach could not be used for the introduction of benchmarking elements in the tariff setting, for example, by trying to find a single tariff cap benchmark for all DH companies, or couple of different benchmarks for the most characteristic DH system groups by categorising them only by the dominant type of fuel used, for example.

It must be noted that the topicality of changing the regulatory regime of district heat supply in Latvia will increase in the coming years due to another factor: after long discussions, a decision has been made to open the gas market. Although the gas market model to be introduced is yet unknown, it is clear that maintaining such a strictly structured heat tariff system will not be possible, since with the entry of new gas traders into the market it can be expected that they will offer gas at prices that could be linked to various references with the help of different formulas. DH companies, in turn, will probably buy gas from various suppliers, creating different gas procurement portfolios. Under such changing circumstances, a regular and complete review of all the approved tariffs would be irrational and probably even impossible.

Nomenclature

I_{subs}	dimensionless value which characterises the intensity of the effect of subsidies received by CHP
η	heat generation efficiency
NPS	price of electricity at Nordpoolspot platform in the Latvian bidding area in the period concerned, EUR/MWh
P_i	subsidised purchase price of electricity for each CHP, EUR/MWh
Q_i	amount of heat transferred to networks of each heat source connected to the respective DH system, MWh
R_{ref}	dimensionless value characterising the proportion of the relevant generation tariff and the heat effective generation benchmark
S_g	share of gas in the total fuel consumption
T_{Pr}	heat generation tariff, EUR/MWh
T_s	heat sales tariff, EUR/MWh
T_{td}	heat transmission and distribution tariff, EUR/MWh
t_{ut}	installed heat capacity utilisation indicator, h

1. Methodology

At the second stage of the study, which is described in this paper, a dataset for detailed analysis, which comprises and characterises all the 57 Latvian DH companies having a regulated end-use tariff was created. All the DH companies reviewed operate DH networks and supply district heat to end users. However, they materially differ in terms of the heat generation structure: 30 of them produce all the necessary energy in their own boiler houses and/or cogeneration plants (CHP), while others buy certain amounts of the heat from the so-called “independent” producers. Moreover, there are considerable differences regarding both the share of energy purchased (10–100 %) and the number of “independent” producers supplying energy to a single system (1 to 9). When the dataset was created, “independent” manufacturers were also identified, including data that are available about them and their production sites. Therefore, data about a total of 97 companies, 57 DH companies and 40 “independent” producers, obtained from the following public sources were used in the analysis: Regulator’s public information about the most important tariff components and decisions on tariff approval, registers of district heat and electrical energy producers, information published by the Ministry of Economics about electrical energy producers receiving aid, information of the Latvian Environment, Geology and Meteorology Centre database about fuel consumed by energy producers.

The authors included the following information about each DH company in their dataset: components constituting the end-use tariff (generation tariff – T_{pr} , transmission and distribution tariff – T_{td} , sales tariff – T_s), most significant groups of fixed costs (fixed operational expenditure (OPEX) and capital expenditure (CAPEX) broken down by their elements according to the information published by the regulator), technical indicators of a DH system and operational performance indicators calculated from them (heat production capacity, amounts of the heat produced, heat losses, energy transferred to customers, length of DH systems, network usage intensity, district heating loads, type and amount of fuel used).

At this stage of the study, the authors focused on the generation tariff component T_{pr} , because it has a domineering influence on the end-use tariff – in the dataset of the DH companies reviewed its ratio in the end-use tariff ranged from 0.59 to 0.92, but the average value is 0.73.

An important aspect for analysing the generation component of the heat tariff is the aid mechanism for energy generation in CHPs. In Latvia, the so-called feed-in tariff is applied for aid to CHP, i.e., a specially designated institution procures all the electricity generated by CHP plants at considerably higher prices than the electricity market price. As a result, CHP operators generate a considerable “extra” profit, while, according to the regulatory framework, CHP operators must “share” the gain with the heat consumers. If a CHP operator’s tariff is approved by the Regulator, total return on equity is being limited, and if the “independent” producer sells heat to a DH system operator for an agreed price, it must be proven that the heat is purchased cheaper than the DH operator could be able to produce at its own heat source.

Taking into account that 30 of the 57 DH companies analysed generate or buy energy from CHPs, the share of energy generated in CHPs and the type of its price setting, as well as the CHP aid intensity, are very important factors that have a significant impact on heat tariffs [10]. The CHP support system introduced in Latvia is complicated – an increased purchase price for the electrical energy generated by CHPs is calculated using the formulae determined by the government and depends on electrical capacity of the CHPs, on the fuel type use and on the actual natural gas price, which may change every month [11]. Also, depending on the fuel type and technology use, the amount of generated electricity vs the heat load covered by CHPs may also vary greatly [12]. In order to define the economic impact of CHP support correctly, the authors have chosen to introduce a dimensionless value, which characterises the intensity of the effect of subsidies received by CHPs in each DH system as a ratio of income from subsidised electrical energy generation and income from heat generation (1).

Another important factor with a potentially significant impact on T_{pr} is the fuel mix used. Two fuel types dominate in the Latvian district heat supply: gas and biomass. In the DH systems of 57 companies analysed in this study (also taking account of the 40 “independent” producers that sell heat to those systems) these fuel types are used in different proportions. Therefore, the share of gas in the total fuel consumption s_g is used for the fuel mix impact evaluation: it may vary from 1.0 to 0.0, where 1.0 means that gas only, and 0 – biomass only is used for the generation. In calculations where DH companies were to be grouped by fuel mix, DH companies with $s_g < 0.90$ were included in the group with a considerable share of biomass.

$$I_{subs} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i * (P_i - NPS)}{T_{pr} * \sum_{i=1}^n Q_i} \quad (1)$$

where

- E_i the amount of electricity sold by each CHP connected to the respective DH system (MWh); P_i a subsidised purchase price of electricity for each CHP (EUR/MWh);
 NPS the price of electricity at Nordpoolspot platform in the Latvian bidding area in the period concerned, EUR/MWh;
 Q_i the amount of heat transferred to networks of each heat source connected to the respective DH system.

The initial attempts to analyse the potential dependence of T_{pr} absolute values on different factors failed to find considerable correlations leading to conclude that the absolute T_{pr} value is affected by many factors at the same time and the intensity of this impact varies. Therefore, a dimensionless value characterising the proportion of the relevant T_{pr} and the heat effective generation benchmark – the fuel component F_{bp} , which might be achieved in a “best practice” boiler house was introduced:

$$R_{gf} = \frac{T_{pr}}{F_{bp}} \quad (2)$$

$$F_{bp} = \frac{C_f}{\eta} \quad (3)$$

where

- C_f the actual price of the fuel type concerned expressed in energy units;
 η heat generation efficiency.

If T_{pr} is replaced with R_{gf} , the following benefits were obtained:

- Any T_{pr} is comparable with the most significant heat generation benchmark – a generation efficiency indicator of a “best practice” boiler house. At this stage of the study, it is still assumed that the efficiency indicator of gas boiler houses was 0.95, and that of biomass – 0.85. These indicators can be changed depending on the ambitiousness of the regulatory policy goal. For example, more efficient DH companies supplement their biomass boiler houses with condensing economizers, which considerably increase the total heat generation efficiency [13];
- The impact of the gas supply system tariff is thus prevented. In Latvia, gas system tariffs are differentiated based on the amount of gas consumption – the higher the consumption, the lower the system tariff and therefore the final payment for the gas. In the dataset being analysed, the gas system tariff difference itself at other conditions being equal makes the T_{pr} difference among the largest and the smallest producers using gas to reach 6.20 EUR/MWh. This difference makes quite a considerable impact, since the entire dataset had T_{pr} in March 2016 ranging from 25.66 to 51.74 EUR/MWh. This asymmetry is prevented, if F_{bp} is calculated for each specific producer using the system tariff corresponding to its gas consumption and then the relevant R_{gf} is obtained.

3. Results and discussion

From the results of data analysis, the authors selected, commented and tried to explain the results where certain correlations were found, which confirmed the initial presumptions, as well as the results, where, completely contrary to the expected outcome, correlations were not observed.

Taking into account the rather high levels of subsidies for electricity generation at CHPs and the wide use of CHPs in Latvian DH systems, it was assumed that the intensity of subsidies received by CHPs might be the factor, which significantly affects R_{gf} and therefore T_{pr} , as well. R_{gf} of all DH systems were first grouped by I_{subs} . The obtained results are reflected in Fig. 1(a). A few general conclusions can be drawn from Fig. 1(a). Firstly, a general trend is observed

that, in the majority of cases, the use of CHP reduces R_{if} compared to the DH systems, which have no CHP (the respective points concerned are on the vertical axis). Secondly, this trend seems to have no strict correlation. However, it can be observed that data points of DH systems with CHP effect tend to form two groups: one with R_{if} ranging from 1 to 1.7, and the other with the value ranging from 2 to 3. If we conduct further analysis and break down DH systems with CHP into two sets by fuel mix: DH systems with considerable biomass impact ($S_g < 0.90$) and the one without biomass impact ($S_g > 0.90$), it turned out that the group having R_{if} ranging from 2 to 3 includes only systems with considerable biomass impact, however, the dispersion of points indicates that it would not be rational to search for deeper regularities in this group. On the contrary, in the datasets representing systems with gas dominance in their fuel mix – the points are located more densely. A more detailed analysis of this group leads to the conclusion that it also has two subgroups, and each of them might have indications of correlation (see Fig. 1(b)).

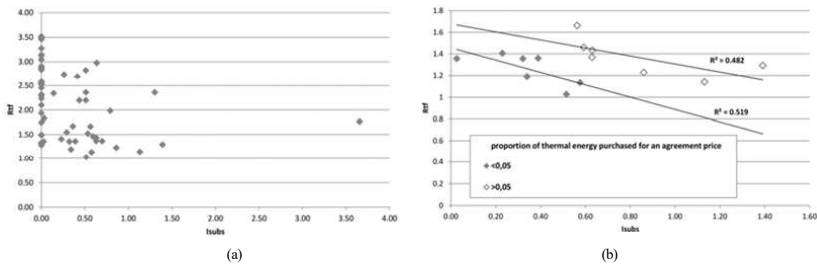


Fig. 1. The dependence of dimensionless value characterising the proportion of the relevant generation tariff and the heat effective generation benchmark (R_{if}) on the CHP subsidy intensity indicator (L_{chp}): (a) in entire data set; (b) in data group of DH systems without biomass impact.

Both subgroups show the following trend: the higher the CHP influence, the smaller R_{if} , i.e. the ratio between T_{pr} and F_{bp} . The high price of electricity procurement from CHP allows to sell heat from CHP for a price that is considerably below the production costs in the boiler house and is close to the fuel component, and frequently even lower than that. However, it is necessary to find an explanation for the deviation between these two subgroups.

If the comparison of the above mentioned factors does not provide an explanation why one subgroup shows considerably higher R_{if} , it can be concluded that the most likely cause is the price for heat procurement from CHP. As already indicated above, the DH operator can purchase heat from the “independent” producer for a price approved by the Regulator, or for an agreement price. Therefore, one more parameter was included in the assessment – the proportion of heat purchased for an agreement price in the respective DH system. It is surprising that the values of this parameter are radically different in these two subgroups. In the subgroup with a lower R_{if} trend (filled rhombuses on Fig. 1b) this proportion is negligible or 0, while in the subgroup with a higher trend (empty rhombuses on Fig. 1b) it is quite considerable – from 0.34 to 1.0.

It should be assumed that the agreement price for procurement of heat in the subgroup with the highest R_{if} indicators is lower than generation costs in the boiler house of DH company, since otherwise such procurement would not occur and the regulator would not allow to include it in the tariff. However, it is also obvious that the benefit of using CHP in these cases is not divided between the “independent” producer and consumers of heat, as basically it is retained by the independent producer. This leads to the conclusion that it would be too challenging to completely deregulate the district heating market, and once more confirms the thesis declared by the authors that a compromise has to be found between the “stringent” regulation and a completely deregulated sector. Similar conclusions that prices in DH systems do not converge and known price control mechanisms are required can also be found in the latest research on the results of the Swedish DH sector reform [14].

An attempt was then made to verify whether there are correlations which would characterise the dependence of R_{if} on the generation capacity utilization and the mix of assets. It is a generally known economic regularity that the more is produced with any particular equipment, the lower are the fixed costs per one unit produced, and the unit price or, in this case, R_{if} , should reduce, respectively. The percentage of depreciation in the total fixed costs was chosen as an

asset age indicator. However, analysis of the dataset from different angles: i.e. based on the fuel mix type used and individually at the DH systems, which use only one fuel type, and separating DH systems with and without CHP impact, no considerable correlations were observed and data groups with varying dispersions were obtained. One of those examples is shown in Fig. 2.

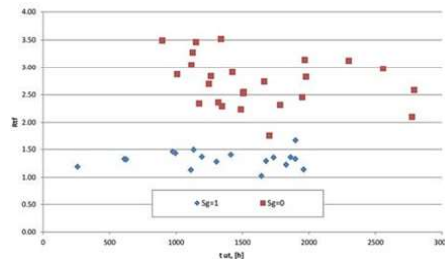


Fig. 2. The dependence of dimensionless value characterising the proportion of the relevant generation tariff and the heat effective generation benchmark (R_{rf}) on the installed heat capacity utilisation indicator (t_u) in DH systems, which use gas ($S_g = 1$) or only biomass ($S_g = 0$).

In the attempt to explain why data of actual DH companies do not show any dependence on parameters, when there should be such a dependence from the point of view of economic theory, a hypothesis was proposed that actual DH companies and systems are very different – even though they are grouped in a set based on one parameter, at the same time they considerably differ based on other parameters. Expected correlations may appear only comparing very similar DH companies or systems using several parameters. Therefore, a solution might be similar to the introduction of R_{rf} – to find benchmarks for significant parameters, which would match new and/or efficient systems.

However, another characteristic mark can be noticed on Fig. 2 – data tend to group within certain R_{rf} ranges. Therefore, a hypothesis was proposed that although the study failed to find stringent correlations in the impact of one individual parameter on the tariff, combinations of different parameters with different values still assign certain distribution indications to R_{rf} frequencies characterising the size of tariffs. Fig. 2 shows that the data tend to group into two sets differing by fuel type used. The descriptive statistic indicators were calculated for each of these two sets: mean, standard deviation, etc. and designed R_{rf} frequency distribution curves. Although the first approximation or R_{rf} frequency distributions might show indications of normal distribution, for the same datasets with the same standard deviation the frequency curves for the occasion, if R_{rf} frequencies accurately follow normal distribution were obtained (Fig. 3).

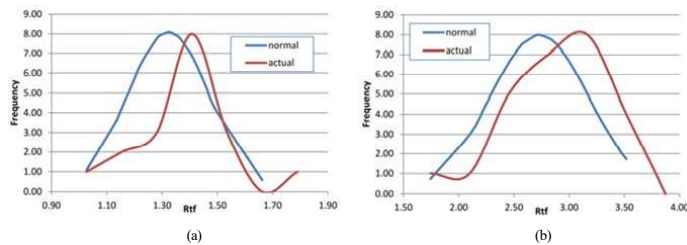


Fig. 3. Frequency distributions of dimensionless value characterising the proportion of the relevant generation tariff and the heat effective generation benchmark (R_{rf}) for two groups of DH companies: a) DH companies using gas only; b) DH companies using biomass only.

The nature of the curves displayed on Fig. 3 allow one to conclude that in further studies it would be reasonable to propose a hypothesis that the Rtf frequency distribution is subject to known distribution laws and to verify this using statistical data analysis methods.

4. Conclusions

Based on the results of the data analysis, it is concluded that CHP aid schemes have considerable impact on the heat production tariff. A correlation is observed between the intensity of CHP aid impact and the heat production tariff – as the aid intensity increases, tariffs get close to the efficient heat generation benchmark – fuel cost component F_{bp} in a “best practice” boiler house. At the same time, a trend is being observed that when heat is purchased from “independent” producers for an agreement price, the benefit of CHP aid is asymmetrical and in this case the CHP aid impact intensity on the tariff is smaller. This proves that some price control mechanism would be worth introducing in this process.

Taking into account that, unfortunately, the study failed to find expected correlations between generation tariffs and operating and asset mix indicators of DH companies, it was concluded that actual DH companies and systems are very different – even though they are grouped in a set based on one parameter, at the same time they considerably differ based on other parameters. Therefore, the creation of a benchmark model cannot be based on empirical regression equations only. A solution may be to search for proper parameter benchmarks for efficient and/or new DH systems and to create relative indicators, which would describe the deviation of the indicators of each actual DH company from the benchmark values. At the same time, it can be noticed that combinations of different parameters with different values still assign certain distribution indications to R_{rf} frequencies, which may probably be close to normal distribution, characterising the size of tariffs.

Therefore, in further steps of the study, the plan is to combine the use of benchmarks and relative indicators, correlation analysis and statistical hypothesis verification methods.

Acknowledgements

The 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)”.

References

- [1] Magnusson D, Palm J. Between Natural Monopoly and Third Party Access. Swedish District Heating Market in Transition. Linköping: Nova Science Publishers Inc; 2011.
- [2] Soderholm P, Warell L. Market opening and third party access in district heating networks. *Energy policy* 2011;39(2):742–752.
- [3] Methodology for the Calculation of Thermal Energy Supply Service Tariffs (in Latvian). *Latvijas Vestnesis* 2010;62(4254):1–17.
- [4] Ciuule D, Pakere I, Blumberga D. Legislative Framework for Sustainable Development of the 4th Generation District Heating System. *Energy Procedia* 2016;95:344–350.
- [5] Cimdina G, Timma L, Veidenbergs I, Blumberga D. Methodologies Used for Scaling-up From a Single Energy Production Unit to State Energy Sector. *Environmental and Climate Technologies* 2016;15(1):5–21.
- [6] Zigurs A, Sarma U, Ivanova P. Implementation of the energy efficiency directive and the impact on district heating regulation. *European Energy Market (EEM)*, 12th International Conference. Portugal, Lisbon, 19–22 May, 2015. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=7216630>
- [7] Sarma U, Bazbauers G. District heating regulation: parameters for the benchmarking model. *Energy Procedia* 2016;95:401–407.
- [8] Åberg M, Fålling L, Forssell A. Differences in pricing and market strategy between public and private district-heating companies. The 14th International Symposium on District Heating and Cooling. Sweden, Stockholm, 7–9 September, 2014.
- [9] Final Report. Sector Inquiry District Heating. Summary. Bonn: Bundeskartellamt; 2012.
- [10] Prodanuks T, Cimdina G, Veidenbergs I, Blumberga D. Sustainable Development of Biomass CHP in Latvia. *Energy Procedia* 2016;95:372–376.
- [11] Regulations No 221 of Cabinet of Ministers. Regulations Regarding Electricity Production and Price Determination upon Production of Electricity in Cogeneration (in Latvian). *Latvijas Vestnesis* 2009;42(4028).
- [12] Cimdina G, Blumberga D, Veidenbergs I. Analysis of wood fuel CHP operational experience. *Energy Procedia* 2015;72:263–269.
- [13] Vigants G, Galindoms G, Veidenbergs I, Vigants E, Blumberga D. Efficiency diagram for district heating system with gas condensing unit. *Energy Procedia* 2015;72:119–126.
- [14] Åberg M, Fålling L, Forssell A. Is Swedish district heating operating on an integrated market? – Differences in pricing, price convergence, and marketing strategy between public and private district heating companies. *Energy Policy* 2016;95:222–232.



Available online at www.sciencedirect.com

ScienceDirect

Energy Procedia 128 (2017) 445–452

Energy

Procedia

www.elsevier.com/locate/procedia

International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”, CONECT 2017,
10–12 May 2017, Riga, Latvia

Algorithm for calculation of district heating tariff benchmark

Ugis Sarma*, Gatis Bazbauers

Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Azenes iela 12/1, Riga, LV-1048, Latvia

Abstract

In the North-Eastern European region, a quality of life of population and an activity of the economic sector is largely affected by availability of a qualitative and safe thermal energy for adequate prices. District heating (DH) systems are inherent of natural monopoly elements and in the majority of cases are subject to regulation. The existing DH regulation environment often has a range of serious drawbacks having as their main cause a “stringent” regulatory regime and rigid “cost+” method for DH tariff setting: “overinvestment” risk, low incentive to increase efficiency and to optimize costs, time-consuming and ponderous tariff setting process. The purpose of this study was to create a benchmark-based model for regulation of district heating (DH) tariffs. Based on the previous studies about the most important elements of DH supply tariffs, properties and nature of individual tariff components, as well as the impact of parameters of DH systems on tariffs, a framework and a structure for the algorithm, which might be used for benchmarking and for checking compliance of the specific tariff against benchmarks was formed.

Based on the framework and the structure defined in this publication, as well as by integrating the proposed modules and mechanisms (Monte Carlo simulation; instruments for a regulator for implementation of energy policy; specific tariff compliance tests), it is possible to create algorithms for calculation of benchmarks for DH generation, transmission and distribution tariffs and evaluation of specific tariffs. These algorithms allow to make radical changes in the regulatory regime, i.e. to refuse from the scrupulous ex-ante regulation and to focus the activity of a regulator on supervision and stimulation of efficiency of DH companies, thus eliminating any drawbacks, which are characteristic for the “stringent” regulatory regime.

© 2017 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

Peer review statement - Peer-review under responsibility of the scientific committee of the International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”.

Keywords: district heating; regulation; tariff benchmarking; tariff setting

* Corresponding author. Tel.: 371-29209531.

E-mail address: ugis.sarma@latvenergo.lv

1. Introduction

In Latvia, like all over the North-Eastern European region, a quality of life of population and an activity of the economic sector is largely affected by availability of a qualitative and safe thermal energy for adequate prices. Latvia widely uses district heating (DH) and a well-developed DH infrastructure in most cities enables to use well-known advantages of DH. However, DH systems are inherent of natural monopoly elements and in the majority of cases DH as public service is subject to regulation.

In the previous studies of the DH regulation environment in Latvia [1, 2] a range of serious drawbacks having as their main cause a “stringent” regulatory regime and rigid “cost+” method for DH tariff setting [3] is identified: “overinvestment” risk [4], low incentive to increase efficiency and to optimize costs [5], too ponderous and time-consuming tariff setting process. These drawbacks might be probably eliminated through deregulation of the sector as practised in electricity and natural gas sectors. However, a complete deregulation may cause other adverse effects – “stranded” investment costs or unjustified extra profit incidents. Sweden has just recently deregulated its DH sector and the results are still being evaluated and analysed [6–9]. A conclusion is traced in these studies – the expected results have not been achieved, but the main obstacle to the implantation of market principles is a peculiarity of DH, unlike gas and electricity, the DH sector is shaped by many separated systems. Therefore, the number of competing producers in one system is not large and; therefore, liquidity of the DH market is low. This makes us question a possibility to organise a market in a DH sector similarly to that of an electricity sector, i.e. with complete separation of operators, free third party access to the system and competition between producers. Therefore, the present study looks for a medium between an “over-regulated” and fully liberalised DH market where tariff setting is based on benchmarking elements instead of thorough examination of all costs.

At previous stages of the study [2, 10, 11], regularities, which can be found between some of the most important parameters characterising DH and DH tariffs in Latvia’s DH sector, and which could be further used for developing a benchmarking model for DH tariff setting are explored. The study is based on the data analysis, using a dataset which includes data about 97 actually regulated Latvian DH companies: 57 vertically integrated DH companies and 40 independent producers. The following information about each DH company is included in the dataset: components constituting the end-use tariff (generation tariff – T_{pr} , transmission and distribution tariff – T_{td} , sales tariff – T_s), the most significant groups of fixed costs (fixed operational expenditure (OPEX) and capital expenditure (CAPEX) broken down by their elements according to information published by the regulator), technical indicators of a DH system and operational performance indicators calculated from these (heat production capacity, amounts of generation, heat losses, heat supplied to customers, length of DH systems, heat network usage intensity, heat loads, type and amount of fuel used).

Nomenclature

bio; gas	indices representing type of fuel
C_f	actual price of the fuel type concerned, EUR/MWh
C_{opex}^{pr}	operation and maintenance costs of heat production, EUR/MWh
C_{opex}^{td}	operation and maintenance costs of heat transmission and distribution, EUR/MWh
FC_{pr}	fixed cost component of generation tariff, EUR/MWh
FC_{td}	fixed cost component of transmission and distribution tariff, EUR/MWh
FC_{td}^{max}	the maximum value of fixed cost component of transmission and distribution tariff allowed by a regulating authority, EUR/MWh
η	heat generation efficiency
η_{bp}	heat generation efficiency which might be achieved in the “best available technology” (BAT) boiler house
I_{pr}	specific investment costs of boiler house, EUR/MW
I_{td}	specific investment costs of district heating (DH) network, EUR/km
i_{subs}	dimensionless value which characterises intensity of the effect of subsidies received by CHP
L_{hd}	linear heat load density, MWh/km
MCS	Monte Carlo simulation

Q, q	heat losses in DH network, MWh/year or %
Q_{\max}	the maximum value of specific heat losses allowed by a regulating authority, %
R_{rf}	dimensionless value characterising a ratio of the relevant generation tariff and the effective heat generation benchmark, calculated by using the heat generation efficiency of BAT
R_{rfmax}	the maximum value of R_{rf} allowed by a regulating authority
s_g	share of gas in the total fuel consumption
σ	standard deviation
T_{pr}	heat generation tariff, EUR/MWh
T_{td}	heat transmission and distribution tariff, EUR/MWh
T_s	heat sales tariff, EUR/MWh
t_{ut}	installed heat capacity utilisation indicator, h
τ	economic lifetime of investments, years
VC_{td}	variable cost component of transmission and distribution tariff, EUR/MWh
wacc	weighted average cost of capital, %

1. Methodology

Based on the considerations obtained at previous stages and conclusions about elements of heat supply tariffs: properties and nature of individual tariff components, as well as the impact of parameters of DH systems on tariffs, a framework and a structure for the algorithm, which might be used for benchmarking and for checking compliance of the specific tariff against benchmarks was formed. At previous stages of the study, the most important conclusions which are used for further work on the creation of the algorithm are:

- A simplified approach could not be used for introduction of benchmarking elements in the tariff setting, for example, by trying to find a single, expressed as an absolute value, tariff cap benchmark for all DH companies, or couple of different benchmarks for the most characteristic DH system groups by categorising them only by the dominant type of fuel used [2];
- Actual DH companies and systems are very different – even though they are grouped in a set based on one parameter, at the same time they considerably differ based on other parameters. Therefore, the creation of a benchmark model cannot be based on empirical regression equations only. A solution may be to search for proper parameter benchmarks for efficient and/or new DH systems and to create relative indicators, which would describe the deviation of indicators of each actual DH company from benchmark values;
- A useful solution for development of a benchmarking model could be replacement of the absolute values of the parameters being analysed by the dimensionless values, which characterise a ratio of some specific parameter to the efficient process, or a value characterizing the best available technology (BAT). For example, the dimensionless value R_{rf} characterising a proportion of the relevant generation tariff T_{pr} and the effective heat generation benchmark, i.e. the fuel cost component, which might be achieved in the BAT boiler house [10], turned out to be fit for comparison of heat production tariffs;
- A support mechanism for power generation at CHP has a significant impact on heat production tariff. In order to correctly define the economic impact of CHP aid on heat supply, a dimensionless value i_{subs} was introduced. The dimensionless value characterises, in a complex way, intensity of the impact of grants received by CHP on heat tariffs, taking into account the share of heat generated in the respective DH system and the type of its price setting, as well as the CHP aid intensity [11];
- Although no sufficiently firm correlations were found as a result of the analyses, it was concluded that the fuel mix used in heat production (two fuel types dominate in the Latvian DH supply: gas and biomass) has a significant impact on tariff indicators. It was also concluded that a clear trend is observed in the parameters forming tariffs, i.e. these group in certain ranges depending on the indicator characterising the fuel mix – share of gas in the total fuel consumption – s_g [11];
- When analysing data sets corresponding to s_g marginal cases (DH using gas or biomass only) with descriptive statistics methods, it was observed that R_{rf} frequency distribution have indications of the normal distribution [11].

The end-use DH tariff is formed by three components: generation tariff – T_{pr} , transmission and distribution tariff – T_{td} , sales tariff – T_s . The share of T_s in the end-use tariff usually is small – in the dataset of the reviewed DH companies it ranges from 0.58 % to 2.85 %, and it mainly depends only on the invoicing and payment collection management in a DH company. It means that the impact of T_s on the end-use tariff is smaller than, for instance, the fuel price forecast deviation included in the tariff by 1 % and it is deemed to be insignificant. Therefore, at this stage T_s is not taken into account, when establishing the framework and the structure of the algorithm. Results of the previous stages of the study evidence that although T_{pr} and T_{td} are linked, as T_{td} variable cost component VC_{td} directly depends on T_{pr} ; however, each of them largely depends on substantially different set of parameters. Thus, the algorithm is formed by dividing it into two parts – separately for evaluation of T_{pr} and T_{td} . For evaluation of T_{pr} , the algorithm is based on the use of the dimensionless value R_{rf} and setting of benchmarks for two marginal groups of DH companies, i.e. whose s_g is 0 or 1, obtaining different R_{rf} benchmarks for the DH group using a gas only and for the group using a biomass only, respectively. Furthermore, a comparison of T_{pr} of any specific DH company to these benchmarks would be carried out by calculating the weighted average R_{rf} according to the actual s_g value of the specific DH company.

Number of the actual Latvia's DH companies is limited, which means that all the data analysis was carried out by using final general sets. However, at the previous stages of the study, it was concluded that the datasets being analysed show indications of the normal distribution. For example, R_{rf} frequency curves were built for two datasets: for DH companies using gas only and DH companies using biomass only (Fig. 1). For the same datasets with the same standard deviation frequency curves were also designed with R_{rf} frequencies following the normal distribution (Fig. 1).

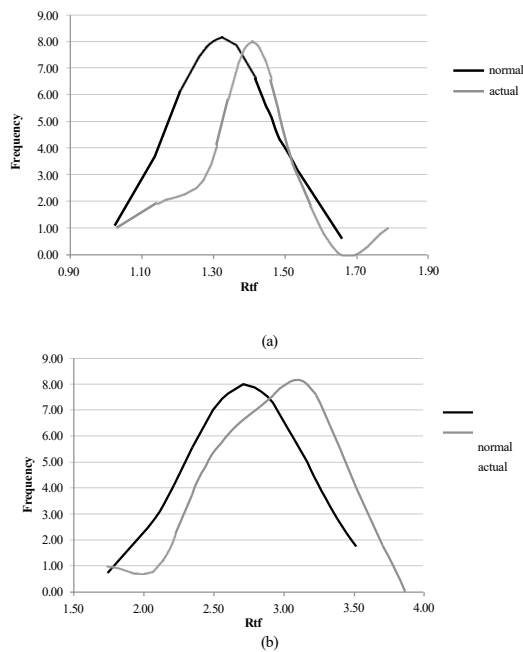


Fig. 1. Frequency distributions of the dimensionless value characterising a proportion of the relevant heat production tariff and the benchmark of effective heat generation (R_{rf}) for two groups of DH companies: a) DH companies using a gas only; b) DH companies using a biomass only.

It may be presumed from this observation that if simulation is based on sufficiently large number of possible input values necessary for the calculation of T_{pr} , it could be possible to obtain a more objective picture of potential variations

of T_{pr} . Therefore, it was decided to build Monte Carlo simulation [12] modules for calculation of the parameters forming tariffs, T_{pr} value itself and also for R_{tf} calculations. The Monte Carlo method is successfully used in case of similar conditions – a case with the final amount of actual data, but with parameters of the statistical law to be defined, for example, in modelling of the electricity generation portfolios [13].

The approach integrates a mechanism in T_{pr} benchmark calculation algorithm, which would provide a regulator with a possibility to ensure implementation of a certain energy policy and stimulate efficiency of operations of DH companies. That would be organized by setting a range of limit parameters to be entered in the algorithm for calculation of T_{pr} benchmarks (Fig. 2).

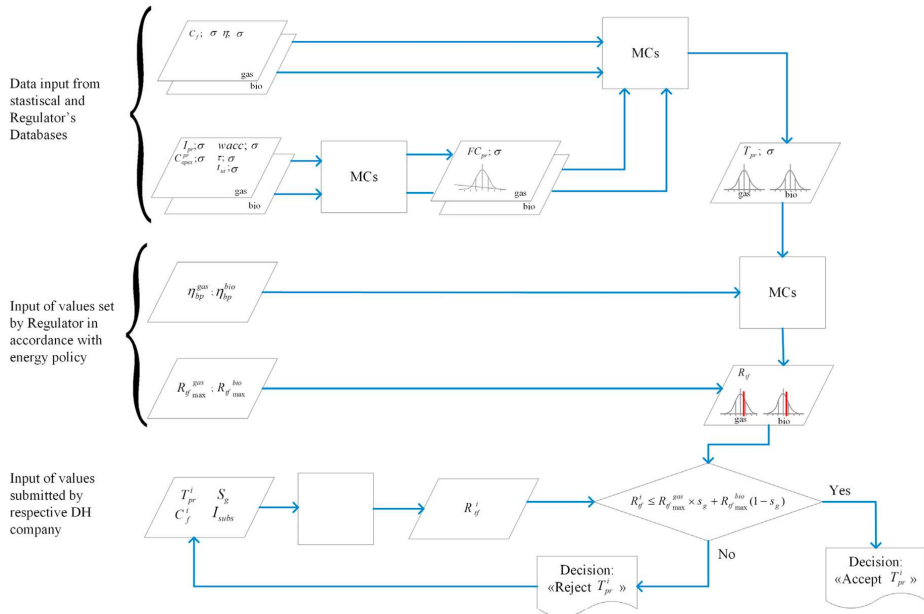


Fig. 2. An algorithm for calculation of T_{pr} benchmark.

The algorithm determining T_{td} benchmarks is also based on similar principles. Like in the case of T_{pr} , it integrates Monte Carlo simulation modules and a mechanism for a regulator for implementation of energy policy. However, unlike T_{pr} , calculations of the T_{td} benchmark and the evaluation of T_{td} calculated for the specified DH company are intended to be carried out individually for components forming T_{td} – the variable cost component VC_{td} and the fixed cost component FC_{td} . T_{td} of a specific DH company would be considered proper only in the case, if evaluation criteria of both components are met at the same time. The scheme of the algorithm for the calculation of T_{td} benchmarks is shown on Fig. 3.

3. Results and Discussion

When creating and using DH tariff benchmark evaluation algorithms according to the schemes presented above, it would be possible to make quite radical changes in the regulatory regime, i.e. to refuse from a scrupulous ex-ante regulation and to focus the activity of a regulator on supervision and stimulation of efficiency of DH companies. The

algorithms defined according to the previously defined principles will ensure use of the actual data and additional variations for determining parameters forming tariffs, the tariffs itself and setting of their benchmarks. For the inputs, i.e. fuel price, efficiency ratios, specific investment costs, specific operation and maintenance costs, economic lifetime of assets, weighted average costs of capital, specific heat losses, linear load of heating networks, not only available statistics of Latvia's DH companies, but also performance indicators from other countries, where efficient DH is widely employed, could be used. All the above mentioned datasets, before entering into the calculation algorithm, require calculations of the parameters characterising the set using descriptive statistics methods, which, in its turn, are required for calculation of a set of potential tariffs and benchmarks using the Monte Carlo method.

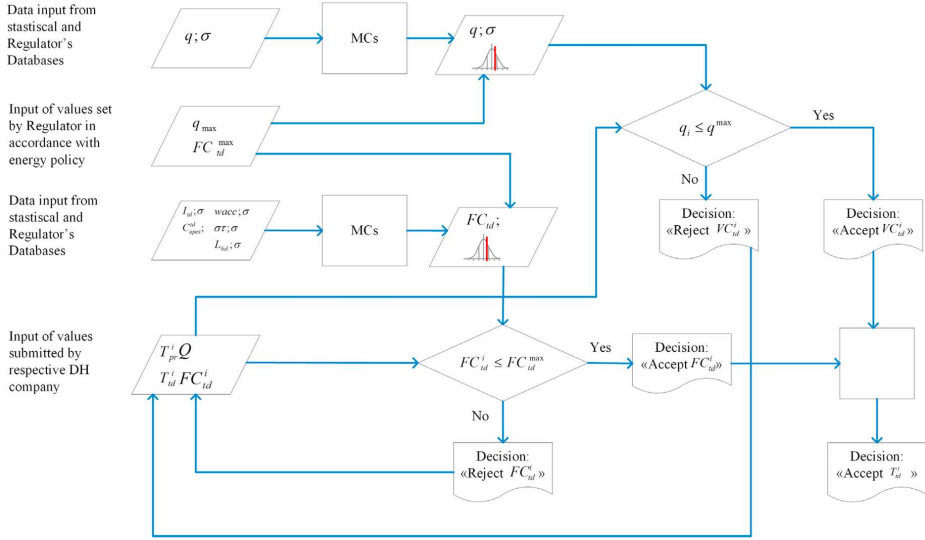


Fig. 3. An algorithm for calculation of T_{id} benchmark.

The mechanisms built into the algorithms also provide a regulator with instruments to advance DH companies on the way to increasing their efficiency. By setting individual limit values necessary for calculation of benchmarks according to BAT indicators, a regulator may achieve benchmarks, which are stimulating, on the one hand, and actually achievable, on the other hand. The second tool for stimulation of efficiency is updating of the input data necessary for the Monte Carlo simulation according to technological development and actual improvement of performance indicators of DH companies. A regulator may recalculate the benchmark values after each known period of time (once a year or biannually) with updated statistical data and thus increase the efficiency requirements arising from the benchmarks. A use of the offered benchmark setting algorithms would drastically simplify and accelerate the regulation procedure. Using the offered approach, a regulator would no longer need to thoroughly check detailed draft tariff calculations and bunches of supporting documents of each DH company. If a benchmark setting algorithm is used, each specific DH company would calculate the desirable tariff and submit it to a regulator along with some parameters characterising its activity and tariffs. In its turn, a regulator would have to determine the permissible range for frequency distribution of benchmarks in advance. In a general case, this range might be one standard deviation on either side of the highest frequency of the normal distribution. In this case, it is expected that about 68% of tariffs of DH companies would be deemed proper and a regulator might permit to use them without a thorough check. However, in order to stimulate efficiency, a regulator may gradually redirect the limiting range in a targeted way. If any specific

tariff, submitted by a DH company, does not withstand the test integrated into the algorithms, a regulator would reject the tariff. Further action would include one of the two options: either the DH company would agree to review its tariff, i.e. to look for the possibilities to reduce it and submit for retesting, or would submit its complete calculation of the tariff to a regulator for a thorough review, which is carried out according to the procedure currently in force. When reviewing a complete draft tariff, a regulator may take one of the three decisions:

- A regulator makes sure that the specific DH company is currently unable to heat for a tariff matching the benchmarks, but at the same time concludes that improvements may be made in a known period of time and the compliance of the tariff might be achieved. In this case, a terminated tariff may be approved specifying a transition period for the achievement of the compliance;
- A regulator makes sure that the specific DH company has objective and irreversible conditions making it impossible to supply heat for the tariff matching benchmarks, and approves the tariff;
- The third might be an extreme case, when a regulator concludes that it is not economically sound to keep a DH system in the specific place (for example, DH systems with critically low linear heat load density in scarcely populated areas with a clear depopulation trend). In these cases, a regulator would have to provide a drastic recommendation – to perform a rearranged decentralisation of the DH system and installation of local heat sources.

2. Conclusions

Based on the defined framework and the structure, as well as by integrating the proposed modules and mechanisms (Monte Carlo simulation; instruments for a regulator for the implementation of energy policy; specific tariff compliance tests), it is possible to create algorithms for calculation of benchmarks for district heat production, transmission and distribution tariffs and evaluation of a specific tariffs. Using the offered heat tariff benchmark evaluation algorithms, it would be possible to make considerable changes in the regulatory regime and to eliminate its major drawbacks, namely:

- A regulator would get instruments to advance DH companies on the way to increasing their efficiency. Moreover, the offered algorithms would ensure that the set efficiency requirements tend to reach compliant BAT indicators, but at the same time the majority of DH companies could actually gradually reach the benchmarks;
- The regulation process would be simplified and accelerated, and the administrative burden on DH companies and a regulator would reduce.

Future studies are planned to be devoted to development of more detailed algorithms for calculation of benchmarks for heat production, transmission and distribution tariffs, and to create a calculation model and validate it using real data.

Acknowledgements

The 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)”.

References

- [1] Zigurs A, Sarma U, Ivanova P. Implementation of the Energy Efficiency Directive and the Impact on District Heating Regulation. In: Proceedings of 12th International Conference on the European Energy Market, Portugal, Lisbon, 19–22 May, 2015. Lisbon.
- [2] Bazbauers G, Sarma U. District Heating Regulation: Parameters for the Benchmarking Model. Energy Procedia 2016;95:401–407.
- [3] Methodology for the Calculation of Thermal Energy Supply Service Tariffs (in Latvian). Latvijas Vestnesis 2010; 62(4254):1–17.
- [4] Cirule D, Pakere I, Blumberga D. Legislative Framework for Sustainable Development of the 4th Generation District Heating System. Energy Procedia 2016;95:344–350.
- [5] Cimdina G, Timma L, Veidenbergs I, Blumberga D. Methodologies Used for Scaling-up From a Single Energy Production Unit to State Energy Sector. Environmental and Climate Technologies 2016;15(1):5–21.
- [6] Magnusson D, Palm J. Between Natural Monopoly and Third Party Access. Swedish District Heating Market in Transition. Nova Science Publishers Inc.; 2011.

- [7] Soderholm P, Warell L. Market opening and third party access in district heating networks. *Energy Policy* 2011;39(2):742–752.
- [8] Aberg M, Falting L, Forssell A. Differences in pricing and market strategy between public and private district-heating companies. The 14th International Symposium on District Heating and Cooling, Sweden, Stockholm, 7–9 Sep, 2014.
- [9] Aberg M, Falting L, Forssell A. Is Swedish district heating operating on an integrated market? – Differences in pricing, price convergence, and marketing strategy between public and private district heating companies. *Energy Policy* 2016;90:222–232.
- [10] Sarma U, Zigurs A, Bazbauers G. Correlation Analysis for District Heating Tariff Benchmarking Model. In: 2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), Portugal, Porto, 6–9 June, 2016.
- [11] Sarma U, Bazbauers G. District Heating Tariff Component Analysis for Tariff Benchmarking Model. *Energy Procedia* 2017;113:104–110.
- [12] Raychaudhuri S. Introduction to Monte Carlo Simulation. In: Conference: Proceedings of the 2008 Winter Simulation Conference, Global Gateway to Discovery, WSC 2008, USA, Florida, Miami, 7–10 December, 2008.
- [13] Vithayasrichareon P, MacGill I, Wen F. Monte-Carlo Optimization Framework for Assessing Electricity Generation Portfolios. In: Australasian Universities Power Engineering Conference: AUPEC 2009, Australia, Adelaide, 27–30 September.

0011 Toward solutions
for energy
efficiency:
modeling of
district
heating costs

*Ugis Sarma^{1,3}, Girts Karnitis²,
Edvins Karnitis², Gatis Bazbauers¹*

¹Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Riga, Latvia;

²Faculty of Computing, University of Latvia, Riga, Latvia; ³JSC Latvenergo, Riga, Latvia

O U T L I N E

Introduction	3	<i>Multistage linear modeling</i>	10
Simulation of the heat production tariff	4	<i>Nonlinear modeling</i>	12
Transmission costs modeling: the paradigm	6	Results and discussion	15
Data gathering and exploratory analysis	7	Conclusions	16
<i>Predictors</i>	7	Appendix	17
<i>Dependent (target) variable</i>	7	Acknowledgments	18
<i>Outliers</i>	8	References	18
<i>Multicollinearity</i>	9		
Modeling of transmission costs	10		

Nomenclature

Cdep	depreciation costs (1000s \mathbf{V})
Cfu	fuel costs, expressed in energy units (\mathbf{V}/MWh)
Cl	heat loss costs (1000s \mathbf{V})
Clab	labor costs (1000s \mathbf{V})
Cpr	total heat production costs
(1000's \mathbf{V}) Ctr(lin)	modeled costs, linear modeling (1000s \mathbf{V})
Ctr(nolin)	modeled costs, nonlinear modeling (1000s \mathbf{V})
Ctr(m)	modeled heat transmission costs (1000's \mathbf{V})
Ctr	total transmission costs (1000s \mathbf{V})
Dmax	the largest inner diameter of pipes (mm)
Dmed	inner diameter of most frequently used pipes (mm)
Dmin	the smallest inner diameter of pipes (mm)
Kif	heat generation costs index
L	network length (km)
n	number of connected users
Pcon	connected load (MW)
Pins	installed heat capacity (MW)
Qpr	produced thermal energy (GWh)
Qus	thermal energy transferred to users (GWh)
R ²	coefficient of determination
Rtf	indicator on proportion of Tf _u in Tpr
T	total district heating tariff (\mathbf{V}/MWh)
Tfu	tariff component that covers "the best practice" fuel costs
Tpr	heat production tariff (\mathbf{V}/MWh)
Tpr(sim)	simulated heat production tariff (\mathbf{V}/MWh)
Ttr	transmission tariff (\mathbf{V}/MWh)
P	set of transmission predictors
h	heat generation efficiency

Abbreviations

ANSDM	average normalized squared deviation from the mean value
CAPEX	capital expenditure
CHP	cogeneration
DH	district heating
DH01-DH23	district heating utilities
KPI	key performance indicators
NRA	National Regulatory Authority
OPEX	operating expenses
VIF	variance inflation fact

s0015

 Introduction

- p0205 The provision of networked utility services of electricity, gas, heat, and water supply is naturally divided into two stages, which are characterized by principally different technologies, processes, and competition prerequisites. Some limited competition is possible in the commodity production stage. Actually, all production segments legally are opened for competitors; in practice there are more competitors (e.g., power generation) or only very few activities (e.g., drinking water production) in various branches. At the same time, an expensive infrastructure (network of cables/wires or pipes) with a very long payback period is a strong barrier for competition in transmission/distribution (hereinafter transmission) stage, leaving a monopoly in particular area).
- p0210 The economic regulation of utility services has been introduced of more general and soft procedures in the production segment and the strong cost control and following tariff setting in transmission segment. Specific input data for regulation, which utilities should declare, actually are insufficiently qualitative (unreliable, mutually incompatible) for the large number of district heating (DH) utilities. Submission of the large number of data is a strong administrative burden even for large utilities. Assessment of costs is a laborious task for the National Regulatory Authorities (NRAs); especially this relates to the water supply and district heating because of their high fragmentation even within a single country, and a large number of the local monopolies (see, e.g., [Zuters et al., 2016](#)). The usage of advanced data mining technologies has become more and more popular for investigation, management, and prediction of physical, technological, and economic issues of all utility services, including those relating to regulation (e.g., [Mansura et al., 2018](#); [Tutusaus et al., 2018](#)). In recent years simulation and modeling tools have been widely created and offered (e.g., [Strzelecka et al., 2014](#); [Berg van den et al., 2016](#); [Molinos-Senante et al., 2017](#); [Schweiger et al., 2018](#)); benchmarking methods, which are based on the aggregation of a large number of key performance indicators (KPIs), are preferred as suitable tools (e.g., [Festel and Würmseher, 2014](#)).
- p0215 DH services naturally are not as comprehensive as electricity or water supply; these are not developed in the European Union's (EU) most influential countries with mild climate, with the exception of some of the largest cities ([Werner, 2017](#)). In contrast, the DH is very important in Nordic countries and in Eastern Europe. Latvia ranks second in Europe behind Iceland ([Epp, 2016](#)) by population served by DH (65% in 2015); nevertheless, only about two-thirds of Latvian households are using a centralized heating supply.
- p0220 Studies on the DH pricing models and strategies for implementation of optimal price structure have been carried out, and various models of the final price's structure and price differentiation are described; they are based on users' consumption profile and load demand (e.g., [Song et al., 2016](#); [Dyrelund, 2017](#)). Nowadays it is becoming particularly topical to take into account integration of renewable and waste energy sources as well as development of low-temperature DH systems ([Schmidt, 2018](#)).
- p0225 Very few studies are devoted to the DH regulation and tariff-setting principles. A positive exception is rather widely analyzed reform of the DH in Sweden. The reform's vision was to build a common single heat market, in which heat prices in all DH systems will strive to a single level. Unfortunately the conclusion is that the goal was not reached ([Magnusson and Palm, 2011](#); [Söderholm and Wårell, 2011](#); [Åberg et al., 2016](#)).
- p0230 There is a lack of a major normative framework on DH at the EU level. Despite acknowledgment of the DH as a significant contribution to mitigation of the climate change and to

reaching the objectives of decarbonization (e.g., [Rezaie and Rosen, 2012](#); [Ziemele et al., 2014](#); [Delangle et al., 2017](#); [Song et al., 2017](#)), relatively minor activities had been made to improve and to synchronize the DH regulation at the EU level. Currently the regulatory regime in Nordic countries is more liberal, but in Eastern Europe overregulation can be observed (see, e.g., [Zigurs et al., 2015](#)).

p0235 Although the interest in simulation and modeling of the DH processes is lower in comparison with electricity and drinking water supply, advanced technologies are used to optimize the DH systems. It is self-explanatory that the direct quantitative calculation of the adequate heat supply costs is practically an impossible approach for regulatory authorities. The alternative option that ensures a well-based compromise between high credibility of the cost evaluation and rapidity of the calculations is usage of the intelligent benchmarking data mining methods and mathematical modeling tools. The DH utilities provide identical service under homogenous geographic, normative, and business environment; because of analogous impact of external factors, the benchmark methodologies are applicable.

p0240 A wide range of academic literature relates to the thermohydraulic modeling (e.g., [Arce et al., 2018](#); [Vivian et al., 2018](#); [Dahash et al., 2019](#); [Denarie et al., 2019](#)); economic and financial issues ([Persson and Werner, 2011](#); [Song et al., 2017](#); [Ahn et al., 2018](#)) as well as the management of DH business ([Wang et al., 2018](#)) are less popular. Nevertheless, the tariff-setting process remains very traditional; it is based on careful evaluation of all declared cost items including the very insignificant ones. At the same time, exact and objective tariffs are a critical precondition for efficient and sustainable energy supply (e.g., [Lukosevicius and Werring, 2011](#)).

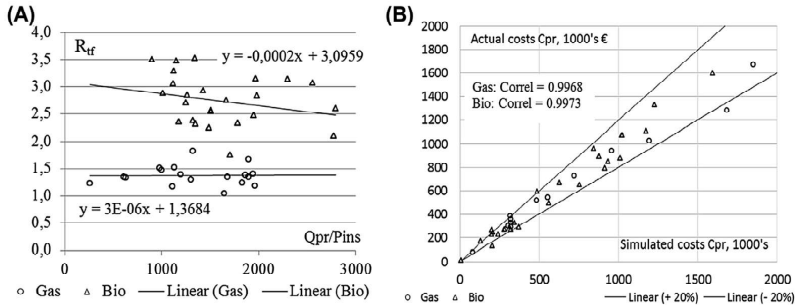
p0245 The aim of the current study is development of the methodology for fast and objective evaluation of the actual costs of DH to optimize the regulatory process and to set the adequate tariffs for consumers, as well as to increase the DH systems' efficiency and to reduce the administrative burden on utilities. It would support also a gradual shift from the strict ex ante regulation to flexible ex post monitoring. The concrete developed methodology will be based on the data sets of Latvian DH providers, but the methodological principles will be applicable in another area too.

p0250 Previous analysis, performed by the authors, indicated that the heat production and the transmission networks should be analyzed separately because of differences in processes and technologies ([Bazbauers and Sarma, 2016](#)).

s0020

Simulation of the heat production tariff

p0255 In the previous studies ([Sarma et al., 2016](#); [Sarma & Bazbauers, 2017a, 2017b](#)) authors have focused on the heat generation segment, which is quite fragmented in Latvia. On the one hand, heat generation is the regulated segment; on the other hand, there are elements of competition of several larger and smaller heat producers operate in a number of the DH systems. The NRA approves a heat production tariff for vertically integrated companies; the legislation also allows an agreed upon price between the independent heat producer and the network operator. Two fuel types dominate the heat production: natural gas and biomass (mainly wood chips, somewhere granules). Also, several technologies are used of heat-only boilers and cogeneration (CHP) plants of the latter being granted state aid under a rather complicated scheme, which sometimes leads to cross-subsidies and also market distortion.



f0010 FIGURE 11.1 Dependence of the production tariff structure on Q_{pr} in the concrete plant (A); correlation of actual and simulated heat production costs (B); developed by the authors.

p0260 A reciprocal of the specific indicator R_{tf} , which was offered in the previous stage of the study (Sarma and Bazbauers, 2017a), shows the proportion of the tariff component T_{fu} in the total heat production tariff T_{pr} :

$$T_{pr} = T_{fu} * R_{tf} = \frac{C_{fu} * R_{tf}}{h}, \text{ where } T_{fu} = C_{fu} / h \quad (11.1)$$

p0265 The conclusion in Sarma and Bazbauers (2017a) is very informative (see Fig. 11.1A); it is clearly evident that the chosen fuel defines R_{tf} . In the case of gas use, the mean $R_{tf} = 1.37$ is actually independent from the amount of heat Q_{pr} produced in the plant, which can be characterized by the P_{ins} . Small dispersion of R_{tf} values is caused by specifics of the concrete plant: heat generation efficiency, company's performance, consumption of electricity, etc.

p0270 In the case of biomass use, the proportion of other costs slightly decreases as Q_{pr} rises. Nevertheless, in the first simulation we can assume that the proportion is rather constant and use the mean value of $R_{tf} = 2.69$; the error of this assumption in the real range of installed capacity utilization does not exceed 8% as can be seen in Fig. 11.1A (fluctuations of fuel price during the heating season often are higher).

p0275 In addition h also is quite constant for adequately maintained and operated plants: $h = 0.95$ for gas-fired plants and $h = 0.85$ for biomass-fired ones. Thereby:

$$T_{pr}(\text{sim}) = C_{fu} * K_{tf} \quad (11.2)$$

where:

$$K_{tf} = R_{tf} / h \quad (11.2a)$$

u0010 $K_{tf} = 1.44$, using natural gas;

u0015 $K_{tf} = 3.16$, using biomass.

- p0290 If the production capacities are selected adequately to the actual demand and heat generation efficiency h is near the optimal one, the heat production tariff using the certain type of fuel will depend on a single external factor c fuel price (Eq. 11.2).
- p0295 It is obvious that the tariff component T_{fu} directly depends on C_{fu} and h (Eq. 11.1). This component is a large part of the heat production tariff T_{pr} . Its proportion highly depends on fuel type (75%–80% for gas-fired plants, 40%–45% for biomass-fired plants in average, considering the reasonable heat generation efficiency), while the objective differences between costs of heat-only boiler and CHP technologies are practically aligned by the CHP subsidies. On the other hand, the chosen fuel determines production technology, which in turn defines the technical parameters of production, as well as variable costs, CAPEX and OPEX cost items.
- p0300 Comparison of the heat production costs, which are covered by the actual tariffs T_{pr} and the simulated ones $T_{pr(sim)}$ (Fig. 11.1B), shows extremely high correlation between them. It should be noted that for efficient producers (the deviation from benchmark is less than one standard deviation) actual tariffs in real terms are similar in both groups (Fig. 11.1B). This can be explained by the fact that if the gas prices are approximately two times higher than the prices of biomass, then other costs associated with biomass fuel usage are much higher than for the gas-fired technologies. Despite fluctuations of prices in short term, in the medium term the ratio between the gas and biomass prices remains quite stable and consequently the tariffs are similar.
- p0305 The conclusion is that the fuel type and specific fuel costs can be classified as the KPI for determination of production tariff in the first simulation.

s0025 Transmission costs modeling: the paradigm

- p0310 The transmission segment is very different from the production one in several aspects. The network systems are more homogeneous (assets mainly consist of standardized pipe-lines) and determined; the design of the networks does not change significantly during long time period. Changes in segment structure are much slower than those in the generation segment; the network renovation projects, which are directed to replacement of the pipelines with those that are better insulated and more adequate for the real heat demand, are planning investments for a long life cycle (30–40 years). It is strictly regulated because of the natural monopoly in a certain area d in the license zone of the DH network system operator.
- p0315 On the other hand, the DH network system is characterized by many interconnected geometric (lengths and diameters of pipes, branching, number of connecting points of heat producers and customers), thermophysical (heat flows and temperatures), and energetic (amount of delivered heat, heat losses) factors.
- p0320 The intelligent data mining methods are appropriate for the discovery of existing regularities in the network's data set. The benchmarking data mining algorithms are well suited to investigate cause-and-effect relationships and to compare the performance aspects of companies, to discover the top performing leaders, and to identify how current less successful operators could progress.

p0325 The usage of mathematical modeling tools has become a popular and generally accepted method for the prediction of the scenarios in a wide variety of fields. In our case the modeling will determine the exact relationships between the network indicators as independent variables (predictors) and some cost indicator as the dependent variable, which should reflect the technological and economic performance of the network operator. This way we will disclose the impact of indicators on costs and extract the KPI, reducing a large number of potential factors.

p0330 There are several multivariate analytical methods that are appropriate in principle for the investigation of cause-and-effect relationships between the input and output variables without investigation of internal aspects of the system (a *black box* modeling). Regression analysis, as the method at the crossroads of data mining and modeling, was chosen as the most preferable statistical modeling tool, which is directly focused on the relationships between the dependent variable and several predictors. The authors already have successfully used regression methodologies for the cost modeling in a related industry of water supply (Karnitis et al., 2017); the results obtained have shown the suitability of the method to solve similar tasks.

s0030 Data gathering and exploratory analysis

s0035 Predictors

p0335 The quality of output data strongly depends on the quality of input data. Therefore, we used only a limited number of clearly and unambiguously defined predictors, which are quantitatively measurable and controllable, and which are obtainable for the NRA without additional administrative burden on utilities.

p0340 These predictors were separated from the sets of indicators, declared by 23 DH utilities, which were available for modeling (see Appendix, Table 11.4).

s0040 Dependent (target) variable

p0345 To perform the modeling, the dependent (target) variable (total transmission costs or several separate cost components) should be determined. An analysis of the structure of declared cost components has been made; it identified a great variety in these components (Table 11.1). There are several objective reasons for it, e.g., utilities are using various business

t0010 TABLE 11.1 Proportion of transmission cost components; developed by the authors.

	Percentage of total costs Ctr	
	Min	Max
Heat loss costs CI	20.9%	83.3%
Labor costs Clab	5.5%	58.3%
Depreciation costs Cdep	2.4%	41.3%

models, wide but uneven investments (from both national resources and EU Structural Investment Funds) have been made for extension and efficiency increase of the DH networks; in addition, the national regulations on accounting and bookkeeping are quite general, as well as accuracy and uniformity of data on several cost components remains some challenge for the utilities.

p0350 The Ctr can be evaluated as more qualitative (accurate, reliable) data in comparison with the separate cost components. In addition, exact total costs are the main DH efficiency criterion and basic regulatory focus as the determinant of tariff; analysis of cost structures and examination of every cost component leads to overregulation of utilities and is not an NRA function. Consumers also are interested in the total costs only. Therefore, the total transmission costs were chosen as the dependent variable. The modeled Ctr(m) would be defined as a multiparameter function of the set of predictors:

$$\text{Ctr}(m) = f(\mathbf{x}) = f\{i_1, i_2, \dots, i_k\}$$

(11.3)

where:

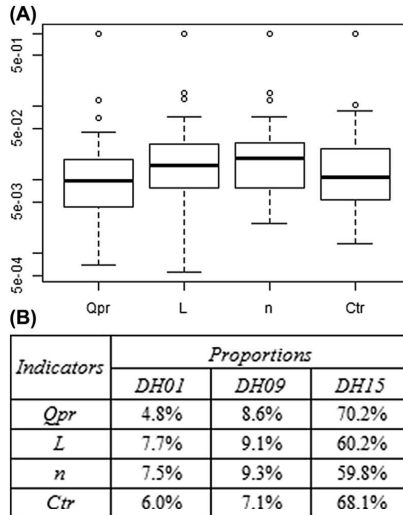
u0020 k=number of predictors i.

s0045 Outliers

p0360 One can find several data points in Table 11.4 that deviate significantly from other data points in the columns of indicators Q, L, n, and C. The identification of outliers, i.e., data points that are too far away from the central data cluster, is an essential preparatory activity before benchmarking modeling. Outliers may have a different essence and cannot be used to create general regularities.

p0365 Rejection of such data samples from the total data set is necessary to achieve the normal observations on costs of the heat transmission processes in the corresponding network. "Detected outliers are candidates for aberrant data that may otherwise adversely lead to model misspecification, biased parameter estimation and incorrect results. It is therefore important to identify them prior to modeling and analysis" (Ben-gal, 2010).

p0370 Using a box plot procedure for normalized (in the range 0e1) values of the Qpr, L, n, and Ctr, we identified three DH utilities (DH01, DH09, DH15) as extreme outliers (Fig. 11.2A). The scale of their business is relatively very high in comparison with other utilities; in total they serve 76.6% of users, maintaining 77% of the total pipe length and operating 83.7% of heat in networks (Fig. 11.2B). Two of them lie just beyond an upper outer fence, and the third one (DH15) lies in extremely abnormal distance from the central data cluster. Nevertheless, all of them should be qualified as bad data sets and excluded; data samples of remaining 20 DH utilities had been used for the modeling.



f0015 FIGURE 11.2 Box plots of indicators (A) and proportion of outliers' business in total business of 23 DH utilities (B); developed by the authors.

s0050 Multicollinearity

p0375 Having so many independent variables, it is necessary to check their cross-independence level, to make sure how strong are the mutual correlations between the predictors. Usage of strongly correlated predictors would lead to the so-called multicollinearity problem (see, e.g., Allen, 1997). The essence of the problem is the possibility of obtaining unreliable results by usage of interdependent predictors.

p0380 To examine the potential problem, the typical tool was used d the variance inflation factors d which characterize the mutual correlation between any pair of predictors. The reliability criterion is:

$$VIF = 1/(1 - R^2) < d$$

p0385 There are various evaluations of the critical value d . We followed the strong recommendations of the Allen(1997) and used $d = 2.5$ as the value of the threshold.

p0390 The VIFs were calculated for full matrix of predictors; the mutual correlations of five variables are above the mentioned threshold (Table 11.2). There is an obvious conclusion: only one of the five strongly correlated predictors can be used for modeling, the others should be excluded from the data set.

t0015

TABLE 11.2 Fragment of the VIF matrix: developed by the authors.

	Variance inflation factors			
	Pcon	Qus	Qpr	L
Qus	13.3			
Qpr	15.5	238.1		
L	5.5	11.3	14.3	
n	5.0	6.7	6.7	4.9

s0055

Modeling of transmission costs

s0060 Multistage linear modeling

p0395 For modeling we chose the well-developed, powerful, and at the same time user-friendly R statistics environment, which provides flexible algorithms for modeling. We started modeling by using the simpler linear regression algorithm. The postmodeling analysis of residuals will show the purposefulness of continuation of modeling by usage of more complicated nonlinear regression algorithms to obtain the stronger cause-effect relationship.

p0400 For the linear modeling we used the built-in linear regression model, implemented in R as a function lm, which is called by command lm. The target was to detail the general regularity (Eq. 11.3) and to create the benchmarking model as the linear mathematical expression:

$$\text{Ctr}(\text{lin}) = a + b_1 * i_1 + b_2 * i_2 + \dots + b_k * i_k \quad (11.4)$$

where:

u0025 a ∈ constant

u0030 b_k ∈ estimated optimal weight of predictor i_k

p0415 In the first stage we included all nine thermal energy and geometric indicators in the set of predictors with a single goal C to define the most preferable one among the strongly inter-connected five predictors and to avoid potential multicollinearity. The general regularity (Eq. 11.4) in this case becomes:

$$\begin{aligned} \text{Ctr}(\text{lin}_9) = & a + b_1 * P\text{con} + b_2 * Q\text{us} + b_3 * Q\text{pr} + b_4 * T\text{pr} + b_5 * L + b_6 * n + b_7 * D\text{max} \\ & + b_8 * D\text{min} + b_9 * D\text{med} \end{aligned} \quad (11.5)$$

p0420 The result is very instructive (Table 11.3, column Ctr(lin₉)). Although the correlation between any of processed five predictors and Ctr(lin₉) is very strong (>0.9), their impact on Ctr(lin₉) is different (their mutual correlation is one of the basic reasons). A perusal of P-values shows that the network length L is the most significant predictor among the five mentioned mutually correlating ones; there is only 3.8% probability on random impact of

t0020 TABLE 11.3 Characteristics of the models and predictors: developed by the authors.

Indicators	Characteristics of the predictors							
	Linear models					Nonlinear model		
	Ctr(lin 9)		Ctr(lin 5)		Ctr(lin 2)		Ctr(nolin)	
	P-Value	P-Value	Model parameters	P-Value	Model parameters	P-Value	Model parameters	
Pcon	0.2730							
Qus	0.2730							
Qpr	0.6256							
L	0.0381	5.84e-08		3.05e-10		2.11e-13		
n	0.8499							
Dmax	0.0916	0.00428		0.000309		7.25e-06		
Dmin	0.9038	0.70497						
Dmed	0.3632	0.83559						
Tpr	0.4303	0.79119						
<i>Statistical characteristics of the models</i>								
		1.071e-09		5.89e-13		7.91e-16		
R ²			0.9651		0.9636		0.9747	
ANSDM			0.0736		0.1443		0.0303	

the L on Ctr(lin9). Chances of other indicators to be accidental ones are incomparably higher (27% e85%); the network length L was chosen as the predictor for the next modeling stages.

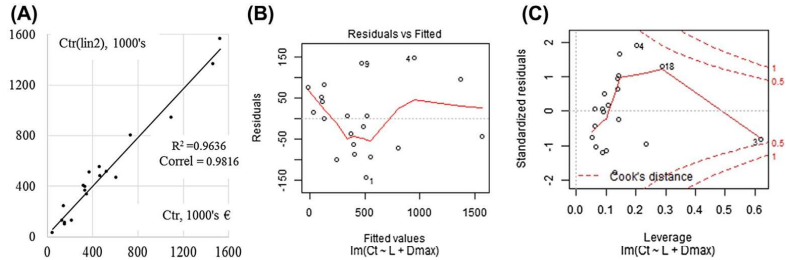
p0425 The second stage is creation of 5-predictor model, using the network length L and remaining four indicators as predictors, in the form:

$$\text{Ctr}(\text{lin}5) = a + b_1 * \text{Tpr} + b_2 * L + b_3 * \text{Dmax} + b_4 * \text{Dmin} + b_5 * \text{Dmed} \quad (11.6)$$

p0430 The obtained correlation is extremely strong, the P-value for the model is very small (Table 11.3, columns CTR(lin5)). Nevertheless, high P-values of three predictors show that their impacts on costs are insignificant; these predictors only complicate the model unnecessarily.

p0435 In addition, the average normalized squared deviation from the mean value (ANSDM) of the actual costs Ctr from those of modeled Ctr(lin5) is quite big; we have used the normalization for evaluation of deviations here and further because of the large range of networks size:

$$\text{ANSDM} = \sum_{i=1}^{20} ((\text{Ctr} - \text{Ctr}(m))/\text{Ctr})^2 / 20$$



f0020 FIGURE 11.3 predictor linear model; scatter plot Ctr(lin2) versus Ctr (A), diagnostic plots (B, C); developed by the authors.

p0440 The 5-predictor model approves the paradigm on length of the pipelines and inner pipe- line diameter as the determining (significant) factors for the flow of the heat carrier in the pipes and consequently for network design (Pusat and Erdem, 2014). Costs for laying out pipes (Delangle et al., 2017) as well as the total cost of piping per meter (District, 2013) strongly depend on the pipes' diameter, therefore significance of the largest diameter is well explained. Thus L and Dmax were chosen as the predictors for creation of 2- predictors model (Eq. 11.7) in the third modeling stage:

$$\text{Ctr}(\text{lin}2) = a + b_1 * L + b_2 * \text{Dmax} \quad (11.7)$$

p0445 The final result of linear modeling (Table 11.3, columns Ctr(lin2)) is:

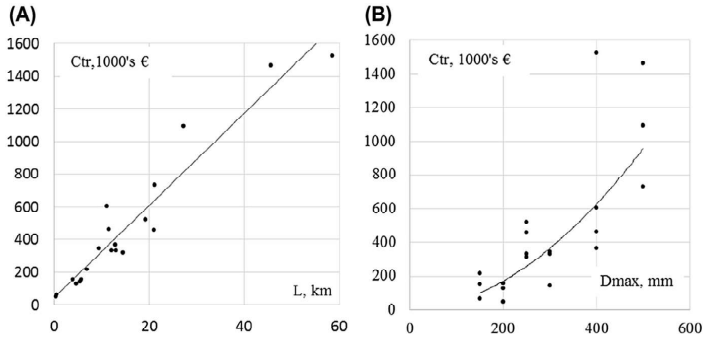
$$\text{Ctr}(\text{lin}2) = -176.7086 + 23.0418 * L + 0.9863 * \text{Dmax} \quad (11.8)$$

p0450 The correlation parameters are virtually unchanged in comparison with the Ctr(lin5)). Extremely small *P*-value confirms the validity of the predictors choice; the abandoned three indicators really have no significant impact on the searched regularity. At the same time the excellent correlation is partly misleading because of too few data points in the 30-fold range of the actual Ctr values (Fig. 11.3A); this is confirmed by the quite large value of ANSDM.

p0455 R diagnostic plots also point to incomplete compliance of the linear model Ctr(lin2) with the actual data. The plot 3b shows that residuals are not equally spread around a horizontal line (especially at small fitted values). It is an indication that the linear model doesn't capture the existing nonlinear relationship between predictors and the target variable. The plot 3c identifies the data point that lies very near to the threshold, so-called Cook's distance. This point is not an outlier; nevertheless it can become influential against a general regularity.

s0065 Nonlinear modeling

p0460 Using the traditional method of the least squares, it was found that the nonlinear trendline in the linear model (Fig. 11.3A) provides a little higher coefficient of determination R^2 in



f0025 FIGURE 11.4 Scatter plots Ctr versus L (A) and Ctr versus Dmax (B); developed by the authors.

comparison with the standard linear one. It approves a necessity to add some nonlinearity in the model.

p0465 To find the correct way, we checked the scatter plots Ctr versus L and Ctr versus Dmax (Fig. 11.4). The impact of each individual predictor on the result of the total mining is, of course, different from the individual correlation (e.g., due to some mutual impact of predictors). Nevertheless, the qualitative differences between both scatter plots provide some comparative indication. The optimum trendline on the scatter plot (Fig. 11.4A) is linear, while on the scatter plot (Fig. 11.4B) one can observe a moderate nonlinearity as well as can indicate that the inclusion of power function is preferable.

A nonlinear regression process was applied to reduce the mentioned inconsistencies and to increase the coincidence of the searched regularity with declared transmission costs, thus improving the quality of the model. As the first step, we used the NLS function, which determines the nonlinear (weighted) least-squares estimates of the parameters of the nonlinear model, to define the nonlinearity that best matches the regularities of the actual costs Ctr:

$$\text{model1} < -\text{nls}(\text{Ctr} \text{ w}b_1 * L + b_2 * (\text{Dmax})^9, \text{start} = \text{list}(b_1 = 23, b_2 = 1)) \quad (11.9)$$

where the start values of b_1 and b_2 were determined according to the linear model (8).

p0470 The optimum values of the coefficients b_1 and b_2 were calculated by NLS function for number of picked g values using the correlation (Ctr:Ctr(nolin)) as the quality criterion.

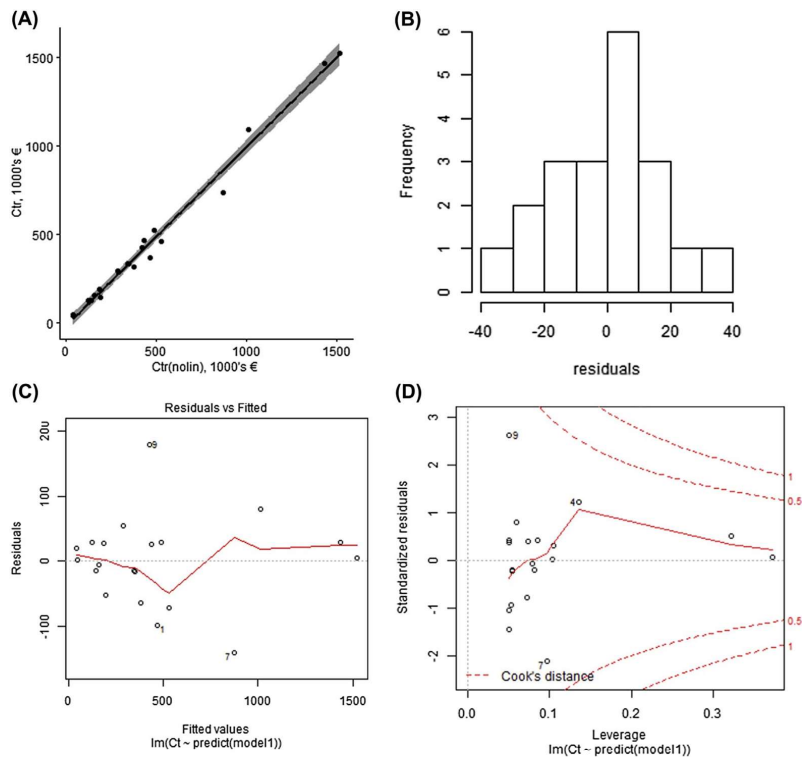
p0475 As the second step we used linear modeling to find the free term of the final model Ctr(no- lin) by processing function (Eq. 11.9) that was found in the first step:

$$\text{Ctr}(\text{nolin}) < -\text{lm}(\text{Ct w predict}(\text{model 1}))$$

p0480 The final result is:

$$\text{Ctr}(\text{nolin}) = 25.40652 + 22.994925 * L + 5.77105E - 09 * (\text{Dmax})^4 \quad (11.10)$$

- p0485 Slightly improved formal correlation and P -value (Table 11.3, columns $\text{Ctr}(\text{nolin})$) in comparison with the linear model $\text{Ctr}(\text{lin2})$ is not the main achievement. One can see that nonlinear model (Fig. 11.5A) is much more coinciding with the actual costs of utilities. Deviation of actual costs Ctr from the modeled $\text{Ctr}(\text{nolin})$ has decreased for 18 utilities, while it has insignificantly increased only for two utilities; ANSDM has decreased significantly as the result. The highlighted confidence interval (at 95% confidence level) is satisfactorily narrow (Fig. 11.5A).
- p0490 R diagnostic plots show better behavior of the residuals in comparison with the linear model. The residuals are more equally spread around the horizontal zero line (Fig. 11.5C).



f0030 FIGURE 11.5 Nonlinear model $\text{Ctr}(\text{nolin})$; scatter plot $\text{Ctr}(\text{nolin})$ versus Ctr (A), histogram of residuals (B), diagnostic plots (C, D); developed by the authors.

There are no patterns between the residuals and fitted values, thus the independence assumption might hold as well. No data point is near the Cooks distance (Fig. 11.5D). The histogram on Fig. 11.5B suggests the normality of the residuals around the zero value that is desirable for a good model.

p0495 Then the transmission tariff can be determined as:

$$T_{tr} = \frac{Ctr(nolin)}{1000 * Q_{us}} \quad (11.11)$$

where $Ctr(nolin)$ is defined by (11.10).

p0500 The conclusion is: the network length L , the largest inner diameter of pipes D_{max} and the amount of thermal energy transferred to users Q_{us} can be classified as KPI for determination of the transmission tariff.

Results and discussion

s0070

p0505 The achieved accuracy of the results and their coincidence with the parameters of real DH utilities clearly demonstrates correctness of the trend of the current research and its perspective. Several KPIs have been identified, which are decisive for the definition of adequate tariffs of heat production (fuel type and fuel price) and of heat transmission/distribution (length of pipes, the largest inner diameter of pipes, and amount of thermal energy transferred to users).

p0510 The analysis of results of heat production simulation (Fig. 11.1B) shows that more than 85% of utilities lie in the corridor 20%. This proportion is higher for the utilities using gas-fired technologies (94%), and lower for biomass users (82%), thus confirming a thesis on higher share of the fixed costs in the case of biomass use (e.g., much higher labor costs).

p0515 The histogram on Fig. 11.5B indicates that there are five utilities with actual Ctr that are more than 10% above the values of $Ctr(nolin)$; it is the combined effect of several causes. The specific heat loss per unit of the virtual pipe surface ($\rho \cdot L \cdot D_{max}$) in each of these networks is significantly higher than the mean level. The heat loss in DH11 network is near one-third of produced heat, while the loss in DH20 network is very high for the very short network (600 m only). In addition, utilities DH10 and DH20 have declared high depreciation costs, i.e., large investments in the networks, which indicate the massive renovation of the networks that should have significantly reduced losses. The labor costs in DH7 and DH18 are incomprehensibly high.

p0520 Further improvement of the models certainly is possible and necessary; the impact of other cost items should be assessed in more detail in the next studies. Reduction of the existing information asymmetry is the primary task; the input data problems currently are greater than the inadequacy of the proposed methodology. One can understand that a large number of data sets are required for modeling to select the most significant KPI. Currently data on only 43 of existing 107 heat generation plants and 23 of 56 functioning pipe networks were available for simulation/modeling.

p0525 While the total number of transmission systems would be sufficient for further modeling in case of the full coverage due to their comparative uniformity, the number of production

plants in each of the segments (natural gas or biomass use, heat-only boiler or CHP) definitely is too small. It was concluded in [Sarma and Bazbauers \(2017b\)](#) that the simulation should be based on a sufficiently large number of possible input values to obtain a more objective picture of potential variations of Tpr. Therefore, a study has been started to build Monte Carlo simulation models for calculation of the parameters forming Tpr values and to integrate them in the data mining algorithm.

s0075

Conclusions

- p0530 The created benchmarking models well reflect the association of fuel parameters (fuel type and fuel price) with the heat production tariff, as well as the association of network parameters (length of pipes and largest inner diameter of pipes) and amount of the thermal energy transferred to users with the tariff for heat transmission and distribution. The performed analysis and the models indicate the KPIs, which determine generation and transmission costs and tariff quite objectively.
- p0535 The models well illustrate appropriateness of the proposed methodology for development of tools and procedures for the regulatory analysis of operation performance of the DH companies and for evaluation of the DH tariffs. The methodology is a reasonable compromise between accuracy and simplicity, which is its strong advantage for practical applications. Despite the use of a small number of predictors, the correlations between the modeled and the actual costs are extremely strong and average deviation small. Because of constantly developing technologies, growing efficiency and changing external factors, for practical applications the NRA should make annual calibrations of the model according to the data declared by DH utilities.
- p0540 Based on the proposed methodology, it would be possible to make considerable changes in the regulatory regime. The NRA, as an energy policy implementer, could use this tool for incentive regulation by setting tariff ceilings and permissible deviations of the actual values from the tariffs calculated by the models. Furthermore, following technological and economic developments, the NRA can gradually reduce the permissible deviations, stimulating in this way the DH utilities' approach to the best practice. The goal should be a transition to the model-based tariff setting by using KPIs that are declared in annual reports of the utilities.
- p0545 Using the described methodology, the NRA could also draw conclusions on economic soundness of the specific DH system in cases with critical deviations from the model value. Such cases are becoming more of a reality due to continuing decrease of heat demand because of implementation of energy efficiency measures in buildings and pipe networks ([Persson and Werner, 2011](#)).
- p0550 DH utilities could use the methodology for the sustainable planning and assessment of investments and activities to increase their efficiency. This will be a very important aspect in the near future when the number of prosumers and their activity will increase (see, e.g., [Song et al., 2017](#)).
- p0555 Overall, by using the proposed methodology the regulation process will become simplified and accelerated; the administrative burden on the DH utilities and the NRA will substantially reduce while NRA efficiency will significantly increase.

s0080

Appendix

TABLE 11.4 Performance indicators of district heating utilities.

	Lcon, Utility MW	Qpr, GWh	Qus, GWh	Tpr, V/MWh	L, km	n	Dmax, mm	Dmin, mm	Dmed, mm	Ctr, 1000's V	Cl, 1000's V	Clab, 1000's V	Cdep, 1000's V
DH1	103.00	246.63	215.29	34.36	102.18	990	600	25	100	3008.0	1077.0	376.0	1018.0
DH2	20.26	47.90	40.51	41.50	12.80	192	400	40	80	368.0	306.4	49.9	10.7
DH3	15.09	35.46	30.17	36.81	14.50	158	250	32	100	317.5	194.6	17.5	53.8
DH4	65.46	156.01	133.45	36.85	58.60	349	400	40	200	1524.6	831.4	281.9	157.4
DH5	29.80	70.90	59.18	38.27	27.30	264	500	25	80	1093.4	448.3	201.9	304.7
DH6	6.60	15.17	14.11	49.87	5.39	55	300	20	150	143.3	52.7	12.6	29.7
DH7	15.39	35.02	30.78	27.81	9.50	123	300	25	65	344.5	117.8	116.3	45.8
DH8	28.34	64.50	58.71	37.51	21.20	162	500	50	65	732.3	217.1	155.2	250.1
DH9	429.89	438.85	366.74	37.93	120.68	1238	750	32	200	3596.9	2735.4	268.6	375.7
DH10	4.11	9.63	7.87	54.99	6.91	43	150	65	150	214.6	97.0	31.4	57.9
DH11	34.40	38.07	25.50	32.76	11.00	140	400	32	150	606.1	411.9	79.9	96.0
DH12	15.50	34.77	28.33	34.89	20.97	250	250	32	200	458.7	225.0	97.3	74.4
DH13	4.65	29.35	24.01	30.89	11.45	158	400	15	65	462.6	165.0	81.0	122.8
DH14	3.30	10.08	8.37	31.88	4.70	69	200	32	100	128.6	54.5	23.5	9.8
DH15	3085.00	3576.73	3152.04	31.41	800.00	7941	1200	25	80	34369.0	13341.0	6398.0	5452.0
DH16	14.00	38.20	30.41	36.24	19.29	175	250	25	150	520.2	282.0	96.6	98.6
DH17	9.85	23.29	19.70	32.90	13.00	130	250	25	65	332.3	118.3	49.5	96.5
DH18	15.00	15.01	13.91	34.73	3.96	48	200	40	100	154.0	38.0	73.0	19.0
DH19	1.10	2.46	2.15	57.69	0.44	20	200	65	200	46.0	18.0	5.0	19.0
DH20	1.50	3.49	2.95	60.66	0.60	21	150	65	150	62.0	33.0	7.0	16.0
DH21	76.11	160.23	145.49	44.72	45.59	567	500	32	100	1463.3	659.3	224.3	302.3
DH22	12.00	30.96	25.02	33.97	12.08	143	300	40	150	334.2	201.9	37.6	8.1
DH23	3.80	10.18	9.23	33.64	5.68	35	150	40	150	153.9	32.1	89.7	8.5

Source: Utilities, members of the Latvian Association of Heat Companies.

Acknowledgments

The work has been supported by the State Research Program (VPP) project "Development of heat supply and cooling systems in Latvia" (project No. VPP-EM-EE-2018/1e0002) and by the University of Latvia project AAP2016/B032 "Innovative information technologies." The authors would like to thank members of the Latvian Association of Heat Companies for sharing actual data.

References

- Åberg, M., Fåltling, L., Forssell, A., 2016. Is Swedish district heating operating on an integrated market? e differences in pricing, price convergence, and marketing strategy between public and private district heating companies. *Energy Policy* 90, 222e232.
- Ahn, J., Chung, D.H., Cho, S., 2018. Energy cost analysis of an intelligent building network adopting heat trading concept in a district heating model. *Energy* 151, 11e25.
- Allen, M.P., 1997. The problem of multicollinearity. In: *Understanding Regression Analysis*. Plenum Press, New York, pp. 176e180.
- Arce, I.H., et al., 2018. Models for fast modelling of district heating and cooling networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, 1862e1873.
- Ben-gal, I., 2010. Outlier detection. In: Maimon, O., Rokach, L. (Eds.), *Data Mining and Knowledge Discovery Handbook*. Springer, Heidelberg, pp. 117e130.
- Bazbauers, G., Sarma, U., 2016. District heating regulation: parameters for the benchmarking model. *Energy Procedia* 95, 401e407.
- Van den Berg, D., van der Heijden, M.C., Schuur, P.C., 2016. Allocating service parts in two-echelon networks at a utility company. *International Journal of Production Economics* 181, 58e67.
- Dahash, A., Mieck, S., Ochs, F., Krautz, H.J., 2019. A comparative study of two simulation tools for the technical feasibility in terms of modelling district heating systems: an optimization case study. *Simulation Modelling Practice and Theory* 91, 48e68.
- Delangle, A., Lambert, R.S.C., Shah, N., Acha, S., Markides, C.N., 2017. Modelling and optimising the marginal expansion of an existing district heating network. *Energy* 140, 209e223.
- Denarie, A., Aprile, M., Motta, M., 2019. Heat transmission over long pipes: new model for fast and accurate district heating simulations. *Energy* 166, 267e276.
- District Heating, January 2013. Retrieved from: https://iea-etsap.org/E-TechDS/PDF/E16_DistrHeat_EA_Final_Jan2013_GSOK.pdf.
- Dyrelund, A., 2017. District heating tariffs e a way to communicate. *HOTJCOOL* 3, 23e25.
- Epp, B., July 1, 2016. Top District Heating Countries e Euroheat&Power 2015 Survey Analysis. Retrieved from: <https://www.euroheat.org/news/district-energy-in-the-news/top-district-heating-countries-euroheat-power-2015-survey-analysis/>.
- Festel, G., Würmseher, M., 2014. Benchmarking of energy and utility infrastructures in industrial parks. *Journal of Cleaner Production* 70, 15e26.
- Karnitis, E., Karnitis, G., Zuters, J., Bobinaite, V., 2017. Modelling of water supply costs. *Procedia Computer Science* 104, 3e11.
- Lukosevicius, V., Werring, L., 2011. Regulatory Implications of District Heating. <https://www.yumpu.com/en/document/view/35150691/regulatory-implications-of-district-heating>.
- Magnusson, D., Palm, J., 2011. Between natural monopoly and third party access e Swedish district heating market in transition. In: Karlsen, R.W., Pettyfer, M.A. (Eds.), *Monopolies: Theory, Effectiveness and Regulation*. Nova Science Publishers Inc, New York, pp. 1e33.
- Mansura, H., Rafiqul, I., Shawkat, A., 2018. A component based unified architecture for utility service in cloud. *Future Generation Computer Systems* 87, 725e742.
- Molinos-Senante, M., Gómez, T., Caballero, R., Sala-Garrido, R., 2017. Assessing the quality of service to customers provided by water utilities: a synthetic index approach. *Ecological Indicators* 78, 214e220.
- Persson, U., Werner, S., 2011. Heat distribution and the future competitiveness of district heating. *Applied Energy* 88, 568e576.
- Pusat, S., Erdem, H.E., 2014. Techno-economic model for district heating systems. *Energy and Buildings* 72, 177e185

- Rezaie, B., Rosen, M.A., 2012. District heating and cooling: review of technology and potential enhancements. *Applied Energy* 93, 2e10.
- Sarma, U., Bazbauers, G., 2017a. District heating tariff component analysis for tariff benchmarking model. *Energy Procedia* 113, 104e110.
- Sarma, U., Bazbauers, G., 2017b. Algorithm for calculation of district heating tariff benchmark. *Energy Procedia* 128, 445e452.
- Sarma, U., Zigurs, A., Bazbauers, G., 2016. Correlation analysis for district heating tariff benchmarking model. In: 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), Portugal, Porto, 6-9 June. <https://ieeexplore.ieee.org/document/7521208>.
- Schmidt, D., 2018. Low temperature district heating for future energy systems. *Energy Procedia* 149, 595e604.
- Schweiger, G., et al., 2018. District energy systems: modelling paradigms and general-purpose tools. *Energy* 164, 1326e1340.
- Söderholm, P., Wårell, L., 2011. Market opening and third party access in district heating networks. *Energy Policy* 39 (2), 742e752.
- Song, J., Li, H., Wallin, F., 2017a. Cost comparison between district heating and alternatives during the price model restructuring process. *Energy Procedia* 105, 3922e3927.
- Song, J., Wallin, F., Li, H., Karlsson, B., 2016. Price models of district heating in Sweden. *Energy Procedia* 88, 100e105.
- Song, J., Wallin, F., Li, H., 2017b. District heating cost fluctuation caused by price model shift. *Applied Energy* 194, 715e724.
- Strzelecka, A., Skwarcow, P., Ulanicki, B., 2014. Modelling, simulation and optimisation of utility service provision for households: case studies. *Procedia Engineering* 70, 1602e1609.
- Tutusaus, M., Schwartz, K., Smit, S., 2018. The ambiguity of innovation drivers: the adoption of information and communication technologies by public water utilities. *Journal of Cleaner Production* 171, S79eS85.
- Vivian, J., Uribarri de, P.M.A., Eicker, U., Zarrella, A., 2018. The effect of discretization on the accuracy of two district heating network models based on finite-difference methods. *Energy Procedia* 149, 625e634.
- Wang, H., Duanmu, L., Lahdelma, R., Li, X., 2018. A fuzzy-grey multicriteria decision making model for district heating system. *Applied Thermal Engineering* 128, 1051e1061.
- Werner, S., 2017. International review of district heating and cooling. *Energy* 137, 617e631.
- Ziemele, J., Vigants, G., Vitolins, V., Blumberga, D., Veidenbergs, I., 2014. District heating systems performance analyses. *Heat Energy Tariff. Environmental and Climate Technologies* 13, 32e43.
- Zigurs, A., Sarma, U., Ivanova, P., 2015. Implementation of the energy efficiency directive and the impact on district heating regulation. In: 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), Portugal, Lisbon, 29- 22 May. <https://ieeexplore.ieee.org/document/7216630>.
- Zuters, J., Valainis, J., Karnitis, G., Karnitis, E., 2016. Modelling of adequate costs of utilities services. In: Dregvaite, G., Damasevicius, R. (Eds.), *Communications in Computer and Information Science*, vol. 639. Springer, Basel, pp. 3e17.

Methodology for Mathematical Determining Key Performance Indicators of Socioeconomic Processes

Girts KARNITIS¹, Janis BICEVSKIS¹, Maris PUKIS¹,
Ugis SARMA², Stanislavs GENDELIS¹, Andris EIHMANNIS¹,
Andris VIRTMANIS², Edvins KARNITIS¹

¹ University of Latvia, Raina Blvd. 19, LV-1586, Riga, Latvia
² Riga Technical University, Meza Street 1 k1, LV-1048, Riga, Latvia

Girts.Karnitis@lu.lv, Janis.Bicevskis@lu.lv, maris@lps.lv,
Ugis.Sarma@latvenergo.lv, Stanislavs.Gendelis@lu.lv,
Andris.Eihmanis@lu.lv, Andris.Virtmanis@rtu.lv
Edvins.Karnitis@lu.lv

[0000-0002-7563-6383], [0000-0001-5298-9859], [0000-0001-7000-2851],
[0000-0003-4654-4647], [0000-0003-3699-2526], [0000-0003-2176-4010],
[0000-0003-1114-1012] [0000-0001-6784-7327]

Abstract. Most socioeconomic processes (Processes) develop by performing various process-driving actions. A large amount of data is usually generated at the same time; they form specific indicators that are more or less distinctive for the Process. No Process management can really perform all the relevant actions to achieve progress of the whole set of indicators. Hence, prioritization of the action lines and determination of the key performance indicators (KPIs) has become an essential factor. Unfortunately, KPIs and their weighting are still largely subjectively defined and there is a lack of qualitative and quantitative justifications for choices. The article describes the universal methodology developed for objective mathematical computation of KPIs of the Processes and their weighting. By means of the regression analysis algorithms for statistically significant KPIs are computed and mathematical expression has been obtained showing the impact of each selected KPI on the Process development. The methodology has been tested in several Processes, achieving convincing results; applying it to variety of Processes requires mediocre programming skills only. Process management can put the methodology into practice to monitor the achieved development level of the Process in statics and dynamics, to observe progress and deficiencies in separate aspects, to take these into account when making the sustainable planning and strategic decisions.

Keywords: process management, key performance indicators, regression analysis.

This paper is an extended version of paper (Karnitis et al., 2022).

1. Introduction. More data is better, but is it all significant?

1.1 Sharply growing amount of available data – a natural tendency

The ongoing digital transformation of a wide range of socioeconomic processes (Processes), together with the direct benefits, also provides an increase in the availability of various generated data which is collected in public and private data bases. Advanced data gathering technologies and cheap data storage are strong enablers of the data collection tendency. This phenomenon can be expected to continue to expand in the future.

There are two kinds of new data. Part of them only increases the amount of data in the existing data series, which are the basis for indicators that describe various aspects of the respective Process. However, this quantitative change sometimes can generate a qualitative effect; the time series data is a convincing example, especially when advanced data mining algorithms are used ((Wauchope et al., 2021), (Warrier et al., 2022), (Li, 2021)).

Another part of new data creates new data series (indicators) that can qualitatively improve the reflection of the Process and its progress; they emerge or lose their relevance as the Process evolves. Comparing the sets of indicators forming Digital Economy and Society Index (DESI) (WEB, a) and (WEB, b) and European Innovation Scoreboard (EIS) (WEB, c) in 2016 and 2022, it can be seen that the indicators, which have lost their significance as a result of sociotechnical development, have been replaced by more advanced ones. Thus, the indicators reflecting the effect of digital transformation and green course on innovation are added to the set of EIS indicators; the innovation performance currently is assessed against 32 indicators, while in 2016 – only against 25 indicators (for more details on the evolution of DESI see Sections 3.2.1 and 3.3).

It would be natural to believe that the amount of data available and used can improve the quality of and trust in the process analysis (description, assessment, forecast, etc.). Academic discussions demonstrate benefits generated by the use of large amounts of data (Philips-Wren, 2021). Developing new indicators is proposed with a view to improve the assessment of Processes in different sectors: economy ((Li, 2020), (Gabbi, et al., 2021), (Eggenberger et al., 2018), ecology (Zhang, et al., 2020), social sectors (Onel et al., 2019), etc. The purpose of the proposals is treated quite differently, but in practice it is relatively the same: to improve the implementation and management of the corresponding process and to increase its efficiency.

A large number of indicators is used to create various national and municipal scale indicator sets and composite indices. Hence, the Global Competitiveness Index (GCI) is composed of 103 different national-size indicators (WEB, d); Global Innovation Index (WEB, e) consists of 80 indicators, while 15 of them are composite indices, which in turn are made up of many indicators; 141 indicators are approved by Saeima (the parliament of Latvia) to evaluate implementation of the National Development Plan of Latvia for 2021-2027 (WEB, f).

Data processing companies are demonstrating the potential advantages of widespread use of large data massifs, with a particular focus on business processes. “The ability to gather data from disparate sources and analyze it for strategic decision-making is the key to the gold mine” (Polakoff, 2020). However, far not all companies are blindly following

these recommendations, apparently carefully considering the pay-back of investment required. According to Eurostat, only 13% of EU enterprises without financial sector (10+ employees) analysed big data internally in 2020 (for comparison – 36% of EU enterprises had one of the ERP software packages in 2020). To accelerate the digital transformation of the industrial ecosystems EC propose that 75% of all European enterprises (including SMEs) would take up big data by 2030 (WEB, g).

Sometimes there is even an over-reliance on the amount of data; this is well illustrated by the public confession of the Google's Chief Scientist Peter Norvig: "We don't have better algorithms than anyone else; we just have more data" (WEB, h).

1.2.Determination of KPIs – a practical necessity

Clearly, in many cases national, sectoral or local management cannot perform all the activities to achieve progress in all the indicators, due to the insufficient capacity and inability to invest simultaneously in all action lines. The same relates to businesses; far not all companies are blindly following these recommendations, apparently carefully considering the pay-back of investment required.

Not without practical reason there is published information in recent years on studies, which shows that sometimes usage of too much data is not purposeful, that it leads to statistics exaggeration – overfitting; this may be direct result of high data availability. "The answer to the question of how much data we really need depends on the use case, as well as who is asking the question" (Karnitis et al., 2021). Not all data series are statistically significant; they could be dropped, but which ones? "Knowing more details about each example doesn't necessarily help. It might even hurt, if the extra details are irrelevant to what you're trying to learn" (Sarma et al., 2019). And for a specific purpose: "The results reveal that, while data variety and velocity positively enhance firm innovation performance, data volume has no significant impact" (Zuters et al., 2016).

Simplicity of the composite index, use of limited number of input indicators are attractive characteristics of the Human Development Index (HDI), which is globally accepted at the various levels; it consists of four indicators only (Sarma et al., 2019). "The HDI's simplicity, coupled with the transparency assured by the utilization of data published by international organizations, has been one of the main drivers behind the success of the HDI in the past twenty years". The aspect of simplicity should not be underestimated: this would be one of the reasons why Google search engine found more than 11 million items on the query "Human Development Index", and only 460 thousand items on the query "Global Competitiveness Index"; Science Direct database provided 7911 and 595 scientific publications respectively.

In order to improve each of the indicators included, the national and / or local government must take various coordinated activities that form several action lines. It is absolutely clear that no government can really grasp and perform all of them to achieve progress, even in part, due both the insufficient capacity to cover the whole very wide spectrum and inability to invest immediately and simultaneously in all action lines. The same relates to businesses. The prioritization of the indicators (and hence, the related action lines) has become an essential, sometimes – even critical factor. This encourages analysts to create methods that determine which indicators from the large data set are decisive Process drivers, the key performance indicators (KPIs). Discussion papers are published (Goldstein, 2022) and (Trerotola et al., 2021) to reflect this issue, presenting the advantages, as well as the disadvantages of large data sets (WEB, a). The larger the number of available data series, the more likely it is that the priority data series

(indicators), which best reflect the regularities of the process. Therefore, development of methodologies for selecting KPIs from the total available set as well as their weighting in the composed indices is relatively active. But the identification of KPIs also means the identification of related action lines that are prior for the progress. Prior actions are drivers of the progress, while the indicator measures the progress made.

The first step in selecting a KPI is defining a target (e.g., growth, performance, productivity, sustainability, even creditworthy), followed by creating an appropriate massif of candidate KPIs that characterize the target variable from various aspects. Statistics, surveys, interviews, literature review, research studies, experience are used. Various procedures for selection of KPIs are proposed in a variety of sectors, including economy ((Li et al., 2018), (Tescic et al, 2018), (Kaur et al., 2021)), social services ((Jiang et al., 2020), (You ,2016)), environment (Pakzad et al.,2017) etc.

The methodologies used to select KPIs and to determine their weighting can be grouped into several clusters. It is still popular to rely on the experts' subjective choices in the KPI selection procedure ((Pakzad et al., 2017), (Zacepins et al., 2019), (Kibira et al., 2018), (Cakula, 2020)). In a number of cases, experts directly subjectively carry out the weighting of the selected KPIs too. In other cases, various mathematical methods are additionally used for processing expert assessments, for example, fuzzy analytical hierarchical process (Kaur, 2021), decision making method DEMATEL (Jiang et al., 2020), qualitative scoring method and analytical hierarchical process (Kubiszewski et al., 2021). The results of these calculations, of course, maintain the subjectivity of the experts' assessments.

However, some methodologies, which aim at obtaining as objective as possible selection of KPIs, have also been proposed, involving mathematical tools. Weighting calculations can also be performed at the same time. There are applied data envelop and correlative analyses (Tescic et al., 2018), ontologies (Roldan-Garcia et al., 2022), machine learning algorithms (WEB, i), regression analysis (You, 2016), (Kubiszewski et al., 2021). Unfortunately, the methodologies proposing the application of mathematical tools for selection of KPIs are not opened in referred publications, which make their re- apply for similar tasks practically impossible.

The aim of this study is development of universal transparent methodology for objective mathematical computation of KPIs of the socioeconomic processes and determining their weighting. Objective computation of KPIs (resp., decisive independent input variables) from the set of Process indicators is important for the creation of high-quality Process models, enabling the correct reflection of the impact of key drivers in the model (Karnitis et al., 2022). The actual KPIs are the basis for a model that is accurate as possible and at the same time simple and understandable to its users – non-IT professionals. Furthermore, a transparent KPI computing methodology is one of the key aspects for trust in the model. Therefore, only the application of mathematical tools for determination of KPIs has been considered acceptable.

Selection of the appropriate mathematical tool is described in Section 2, while the Section 3 is devoted to the methodology itself. Section 4 discusses the results obtained and provides conclusions.

2. Regression analysis: a suitable mathematical tool

To achieve the stated aim, a working hypothesis was put forward: let us consider that any Process contains k static units of observation, at which the achieved level of the

Process development is indicated by the characteristic headline indicator (Y_k), the value of which depends on values of n KPIs ($p_{1k}, p_{2k}, \dots, p_{nk}$). Then the Process as a whole can be described by the mathematical model of the Process, where the achieved level of the Process development is described by target/dependent variable (Y) that is a multi-parameter function (f) from the set of KPIs (p_1, p_2, \dots, p_n):

$$Y = f(p_1, p_2, \dots, p_n) \quad (1)$$

Changes in the value of (Y) reflect the progress achieved. Each KPI shows progress in some aspect of the Process that has been achieved due to the performance of relevant action lines. Thus, the identification of KPIs will also mean the identification of related action lines, which performance is a priority for the Process development, whereas determination of KPIs weighting will show the impact of a specific KPI on the Process.

Today, no direct theoretical calculation is possible for the function (f) and the subsequent measurement of progress in the Process. However, there are several data mining technologies that are suitable for studying cause and effect relationships between x input/independent variables (i_1, i_2, \dots, i_x) and target variable (Y) without exploring the internal aspects of the Process (black box principle).

Various data mining procedures could be used to simulate socioeconomic processes. The adaptation of the data processing methods for the selection of KPIs is an innovative approach that provides significant benefits, which are shown in the following sections.

The regression analysis was chosen as the most preferable mathematical tool. It is directly focused on the revealing causalities between several independent variables and the dependent variable. Most of regression analysis algorithms do not require normalization of indicators' data; although normalization is widespread and is performed by maintaining the ratio of data point values for a particular indicator, the choice of min/max values affects the inter-indicator comparison. The obtained modelling result is a decoded mathematical expression (1) that shows weighting of each independent variable. In addition it indicates p -value – probability that null hypothesis is taking place and no statistical causality exists between specific independent indicator and target variable; the lower this probability, the higher the statistical significance of the indicator. The result is understandable and convincing for non-IT professionals too. The procedures of analysis are relatively easy to apply.

The authors have modelled several Processes over the years: regularities of EU economies (Karnitis, 2017), the impact of digitalization on economic growth (Karnitis et al., 2018), priority actions for urban sustainable development (Karnitis et al., 2021), and the efficiency of district heating networks (Sarma et al., 2019). For the control of stability and sustainability, a computation of KPIs for the digitalization process was also performed, using highly modified in 2021 set of indicators for recalculated DESI 2019-2020 (for greater detail see Sections 3.2.1 and 3.3).

By means of regression analysis algorithms we have disclosed and extracted the most significant indicators, i.e., the KPIs, reducing a large number of potential Process drivers ($n \ll x$). The practice of applying regression analysis has proven its suitability for the analysis of the status quo and for revealing causal relationships between the independent and dependent variables, as well as for forecasting.

Therefore, the creation of a building thermal efficiency model has been initiated with the aim to determine and select KPIs from the large set of indicators that is currently used for laborious complicated calculations. Whereas up to 75% of the EU around 120 million building stock remains energy inefficient, there is a need for easy-to-use

methodology and an appropriate innovative tool, which would allow rapid and at the same time sufficiently accurate and objective analysing at the pre-design stage the potential and benefits of the various complex renovation projects' variants (on the first results see in Sections 3.1.1 and 4).

Specific assumptions to be considered when using regression analysis:

- The model cannot be an abstract representation of the data scope. Whether and why a relationship between two variables has a causal interpretation or why an existing relationship has the power to predict new content should be carefully investigated.
- Not always it is possible to carry out the modeling and select KPIs using standard procedures. Usually, they need to be individually innovatively supplemented and/or modified for a specific Process (see examples in the Section 3). In this aspect, the main requirement is not a high qualification of the software engineer; mutually interested close cooperation of the Process expert, data analyst and programmer is the basis for success when processing observational data.

Obtaining a qualitative result of the modelling requires:

- Full data set (values of independent variables and target variable) in all observation points.
- Similar impact of external factors on all observation points.

Applying mutually absolutely independent modelling tools very different mathematical expressions of the Process model can be obtained, but they usually give very comparable qualitative results, as shown by the usage of different modelling procedures for the same task (Zuters et al., 2016), (Sarma et al., 2019). Thus, Fig.1 shows an excellent coincidence of both the nonlinear regression and neural network models of heat transmission costs.

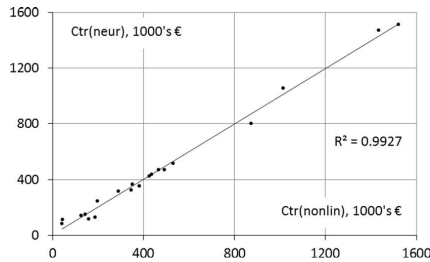


Figure 1. The mutual coincidence of the neuron network model $Ctr(neur)$ and the nonlinear regression model $Ctr(nonlin)$ of heat transmission costs.

3. Methodology: sequential steps

The methodology consists of 5 sequential steps (Fig. 2). The single target (dependent) variable (Y) should be determined in the first step of the modelling procedure. Indicators

(independent variables) that describe the target variable as comprehensively as possible from different aspects are selected in the step 2. Computing of KPIs is taking place in the third step by the multi-stage linear regression procedures. In the step 4, the KPIs weights are specified by adding nonlinearity at the level of KPIs and/or the level of the mathematical expression of the model. Varied application-related tests can be applied in the step 5 to check stability and sustainability of the models.

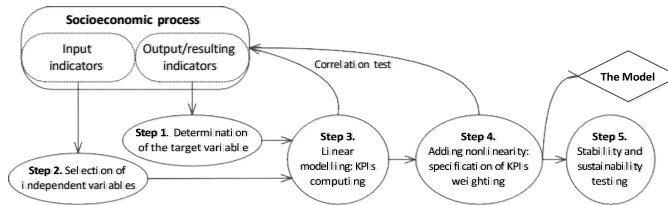


Figure 2. Design of the methodology.

3.1. Selection of variables for modeling

Please note that, when determining the variables for modeling, it is necessary to test the existence of causalities between the target variable and each independent variable. If some correlation is very weak, the particular combination of variables is not suitable for building the model. If, when evaluating the Process, the functional impact of the relevant indicator on the Process is visible, it is worth looking for ways to modify the variable, thus strengthening the existing weak causality.

3.1.1. Determination of the target variable

The most complete and comprehensive headline indicator of the Process is usually used as the target variable to reflect a progress toward the set strategic goal. Result-oriented indicators are preferable, in addition to describing the development process, they characterize the achieved result. Determining the target variable, which is an indicator that characterizes the process in general, is a critical step toward obtaining a reliable result. If the target variable is determined incorrectly (inaccurately), KPIs will also be selected incorrectly.

So, if the Process relates to the national economy, Gross Domestic Product (GDP) or its derivatives can be used. Similarly, the level of the socioeconomic development is generally described by the Human Development Index (HDI) (WEB, d). Both indicators are accepted by experts and politicians. Success of the business activities could be characterized by the profit obtained, performance of the health care system – by treatable mortality, level of education – by years of schooling, efficiency of services at a defined quality/performance – by price (tariff), etc.

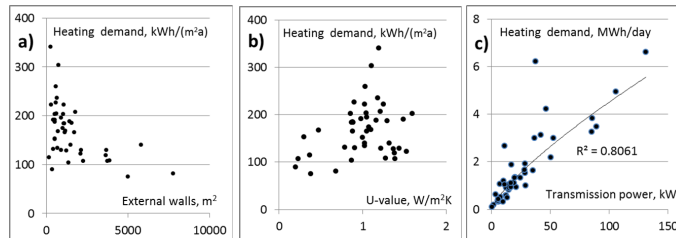


Figure 3. Achievement of the causality by development of the secondary indicators: heating demand ($\text{kWh/m}^2\text{a}$) dependence on area of external walls (a) and on U-value ($\text{W/m}^2\text{K}$) (b), causality among secondary indicators (c).

Sometimes it is necessary to modify a widely used target indicator. E.g., the thermal performance of a building is usually expressed as the energy use intensity – heating demand per square meter of heated area per year ($\text{kWh/m}^2\text{a}$). However, the heated area correlates weakly with areas of the building envelope components (external walls, windows, etc.) (Fig. 3a) and their thermal transmittances (U-values, expressed in $\text{W/m}^2\text{K}$) (Fig. 3b), as well as with other physical and thermal parameters; such regularities are not usable for modelling. For our task we modified the standard indicator developing the total heating demand per heating day (MWh/day). Such a secondary indicator directly reflects the heat transmission process in buildings, forming the necessary causal relationship. Later the modelling result would be converted to a square meter of heated area and to a year. This transformation proved necessary but not sufficient; it turned out that the independent variables also need to be transformed (see Section 3.1.2).

If the corresponding comprehensive indicator is not available, in individual cases it is necessary and possible to create one. For instance, there was no indicator to show the sustainable development (SD) level achieved by countries according to the UN globally accepted SD paradigm – integrity and balance of the economic, social and environmental dimensions. Therefore the appropriate indicator – an Advanced Human Development Index (AHDH) was created to use it as a target variable in modelling the SD process (Karnitis et al., 2021), (Fig. 4).

A purposeful detailed investigation of the cohesion of SD vision and past experience in usage of the HDI for measurement of human development in pre-SD years was carried out, as well as examination of existing proposals. A targeted analysis to this end opened several aspects that were considerably taken into account: heredity and simplicity of the target variable, authority of the HDI calculation methodology, the need to use an already accepted comprehensive headline environment indicator. AHDH was created by supplementing HDI with the comprehensive Environmental Performance Index (EPI), which provides an incomparably wider coverage of the environmental aspects in comparison with that of the other options. HDI calculation methodology was precisely adapted to obtain the mathematical expression of the AHDH and to use it as target variable for modelling.

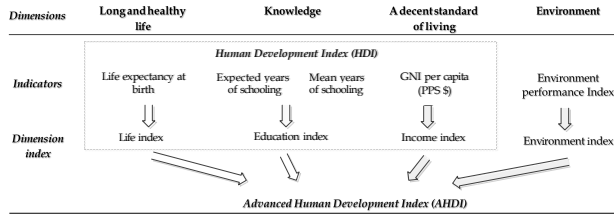


Figure 4. Design of the AHDI.

3.1.2 Selection of independent variables

Sometimes the set of independent variables (indicators) that characterize the Process is already defined (e.g., (Karnitis et al., 2018)), at other times one's own has to be created. In the latter case to create a good model it is important that the selected indicators describe the target variable (Y) as comprehensively as possible, from different aspects. So, for many-sided reflection of the growth of EU economies, and their gradual transformation on innovation-driven growth path, the indicator set of the EIS was supplemented by DESI and energy productivity indices (Karnitis G. et al., 2017). The set of the sustainable development goals (SDGs) have detailed the UN's understanding on the urban SD format, therefore, selected independent indicators (i1, i2, ..., ix) should associate with one of the 13 SDGs related to city-level performance (Karnitis et al., 2021); 49 selected indicators were grouped in 13 separate groups related to one of the SDGs. The existence and availability of data sometimes is a constraint on the set formation (this was the case when modelling heat transmission (Sarma et al., 2019)).

Also, when selecting the independent variables, it may happen that the traditional indicators have to be modified to improve the causality with target variable. Continuing case of modelling thermal efficiency of buildings, it should be noted that the causal relations of the areas of building envelope's components with the total daily heating demand were found to be sufficient for modelling, while those of the U-values were too weak. Thus, the area of the component (e.g., external walls) was put together with the U-value of the respective component obtaining an integrated indicator – the heat transmission power through the respective element; the causality of the latter with the total daily heating demand is very strong (Fig. 3c).

The need to compile the most comprehensive set of independent variables sometimes may lead to contradiction. To achieve the most objective computing KPIs from the selected set of indicators, as many quantitative indicators, which characterize very various aspects of the Process, as are accessible should be selected. On the other hand, to obtain reliable modelling results based on the causal relationships between the x independent variables and the dependent variable (Y) and to exclude individual deviations, a number of observation points $k \gg x$ is required. The stronger this inequality, the more accurate causal relationship (from the point of view of general causality) can be created. If $k \leq x$, we could certainly find several relationships that perfectly reflect all the points of observation, but without the possibility of further generalization (which is needed for prediction and forecasting).

In cases with an insufficient number of observation points, an individual innovative approach is needed to overcome this shortage. So, using the fact that the DESI methodology had not been changed for several years, the data on EU countries for four years (2014-2017) were combined, thus virtually quadrupling the number of observation points (Karnitis et al., 2018).

In any case, contradictory conditions should be overcome.

3.2. Modelling

The choice of the optimal modelling method can be determined by the requirements set by the task to be solved: (1) the mode and tool of modelling should allow easy repeatability of the modelling if data and/or indicators change, and (2) the model should be implementable, recomputable and adaptable to a specific task by a person with mediocre programming skills.

Several general and specialized programming languages are suitable for our task. Among them is the well-developed and user-friendly **R** statistics environment, which is specialized for data analysis; it has a number of advantages that are important to our aim: (1) open access to the most popular operating systems; (2) a qualitative connected open integrated development environment (IDE) *RStudio*; (3) an interpretation mode that speeds up program development; (4) many open access external libraries for data analysis and display, and (5) simple and easy-to-learn syntax.

R allows for interactive execution of commands on the fly and an immediate display of the result; this speeds up the ad hoc analysis of data. It is possible to create complex data analysis programs. *RStudio* is a user-friendly environment for development that allows users to interact with, as well as develop and operate complex applications. For these reasons, we used the **R** statistics language, and used the built-in linear regression model, which is called by command *lm*.

3.3. Linear modelling: KPI computing

The multiple linear regression algorithm was chosen as the first option, because (1) it is mathematically the simplest method, (2) the obtained model is a linear expression, there is a simple and clear interpretation of the model, (3) basic knowledge in mathematics and programming is sufficient for model computation, and (4) using the mathematical expression of the model it can be easily calculated by spreadsheet or even by calculator. The linear regression presents the model in the form of a simple linear equation that shows well the effect of each KPI on the dependent variable, which characterizes the overall process.

R language contains the built-in linear regression model, which is called by command *lm*. The achieved level of compliance of the modelled target values (Y_m) to the real values (Y) (mutual correlation) is serving as a quality criterion in the modelling procedure. The determination coefficient R^2 is used as the unit of correlation during the modelling. Environment **R** issues a modelling result showing, inter alia, the estimated weighting coefficients β_x and p-value for each indicator (see Table 1).

The first modelling procedure is performed including all indicators i_x . Using a linear algorithm, the general mathematical function (f) is expanded in linear expression:

$$Y_m = \alpha + \beta_1 \times i_1 + \beta_2 \times i_2 + \dots + \beta_x \times i_x \quad (2)$$

where α is the intercept and βx is the modelled weight of the indicator i_x in the linear model.

The post-modelling selection of statistically significant indicators (KPIs) can be done either manually or by supplementing the standard modelling procedure; it is based on two features:

- The KPI is by definition the driver of the function Y_{m1} ; so, the indicators i_x should be selected, for which the coefficient βx has a sign that drives the progress of Y_{m1} : a (+) sign if the increase of i_x promotes an increase of Y_{m1} , but a (-) sign if the increase of Y_{m1} is promoted by a decrease of i_x .
- Indicators i_x should be selected, for which the p-value is less than a certain cut-off value; usually 0.05 or 0.1 is used as a threshold. It should be noted that other values also may be used.

Modelling procedure is repeated with only those indicators that have both features; the others relate to factors that are insignificant and even burdensome for the progress of Process. It is possible that in this narrower set of indicators some of them have lost statistical significance. They can be discarded and the next modelling procedure performed. After repeating the modelling procedure several times, we obtain an expression of resulting Y_{m1} , in which p-values of all indicators are small, while correlation between the (Y_{m1}) and (Y) remains strong (e.g., outputs of three-stage linear modelling of DESI 2019-2020 are shown in the Table 1). High statistical significance of these indicators shows their decisive role in the model's regularity; it clearly means that they are the sought-for KPIs (p_1, p_2, \dots, p_n). Action lines, which lead to progress in these KPIs, can be recommended to provide the overall progress of Process. Impact of other indicators on target variable (resp., progress of Process) is insignificant, even random; these indicators only complicate the model unnecessarily.

It should be noted that sometimes the general algorithms and standard software package should be adapted and supplemented to perform specific tasks. Thus, for modelling SD (Karnitis et al., 2021), a combined multi-stage modelling process was developed.

All 49 gathered indicators, which associate with one of the 13 sustainable development goals (SDGs) related to city-level performance, were grouped in 13 separate sets. All indicators were used for modelling as independent variables. According to the UN's vision of balanced SD, all SDGs should be evenly represented in the search for KPIs in the modelling process. Together, this means that only one indicator from the each set of indicators can be used as the predictor in each modelling procedure ($P = 13$ in SD study, providing $T \gg P$).

Obviously, the highest obtained efficiency of the SD process will be achieved if all terms in expression (2) are compatible, and the progress of all predictors used had a positive effect on the progress of the target variable. To determine such good combinations of predictors, it was necessary to model all possible combinations, in which a single indicator from each indicator set was used as the predictor; more than 1.7 million models for subsequent testing were created in total. Each modelling procedure was supplemented with a compatibility test to check the mutual compatibility of the specific indicators' combinations and 232 "good" combinations were identified; they were analysed to determine statistically significant indicators

Table1. Output data in DESI 2019-2020 multistage linear modelling.
Significance codes: 0 '***' 0.001 '**' 0.01 '*' 0.05 '.' 0.1 ' ' 1

1st modelling procedure			2nd modelling procedure			3rd modelling procedure		
Indic.	Estimate	p-value	Indic.	Estimate	p-value	Indic.	Estimate	p-value
1a1	2.254e-03	0.350947***	1b1	0.0074910	0.02474 *	1b1	0.0094988	0.00276 **
1a2	-3.105e-04	0.732016	2b1	0.0006251	0.03654 *	2b1	0.0007550	0.00530 **
1a3	-7.071e-04	0.758560	3b2	0.0006766	0.10212	3b3	0.0016639	0.00647 **
1b1	1.809e-02	0.008904 **	3b3	0.0012171	0.05697 .	4a1	0.0005243	0.00772 **
1b2	7.449e-04	0.371116	3b7	0.0001773	0.34889	4a5	0.0968844	2.19e-05 ***
1b3	-1.958e-04	0.666097	4a1	0.0004773	0.01450 *			
1b4	-6.329e-03	0.008443 **	4a5	0.0770913	0.00122 **			
2a1	-3.410e-04	0.457984						
2a2	3.999e-04	0.147012						
2a3	8.261e-04	0.440479						
2b1	8.462e-04	0.010701 *						
2b2	-2.153e-04	0.048438 *						
2c1	-4.064e-03	0.090427 .						
2c2	6.483e-05	0.631385						
2c3	NA	NA						
2c4	-2.749e-04	0.586070						
2d1	-6.899e-05	0.848519						
3a1	-5.490e-05	0.941947						
3b1	-7.426e-04	0.071429 .						
3b2	1.311e-03	0.001997 **						
3b3	2.456e-03	0.000141 ***						
3b4	-3.193e-03	0.000178 ***						
3b5	-4.795e-04	0.216064						
3b6	-3.079e-04	0.411530						
3b7	7.587e-04	0.004916 **						
3c1	1.574e-03	0.118141						
3c2	5.645e-04	0.642668						
3c3	2.141e-04	0.854528						
4a1	4.479e-04	0.054915 .						
4a2	-1.628e-04	0.487793						
4a3	4.841e-04	0.142318						
4a4	-5.864e-04	0.105467						
4a5	8.120e-02	0.001513 **						

It should be noted that sometimes the general algorithms and standard software package should be adapted and supplemented to perform specific tasks. Thus, for modelling SD (Kamitis et al., 2021), a combined multi-stage modelling process was developed.

All 49 gathered indicators, which associate with one of the 13 sustainable development goals (SDGs) related to city-level performance, were grouped in 13 separate sets. All indicators were used for modelling as independent variables. According to the UN's vision of balanced SD, all SDGs should be evenly represented in the search for KPIs in the modelling process. Together, this means that only one indicator from the each set of indicators can be used as the predictor in each modelling procedure ($P = 13$ in SD study, providing $T \gg P$).

Obviously, the highest obtained efficiency of the SD process will be achieved if all terms in expression (2) are compatible, and the progress of all predictors used had a positive effect on the progress of the target variable. To determine such good

combinations of predictors, it was necessary to model all possible combinations, in which a single indicator from each indicator set was used as the predictor; more than 1.7 million models for subsequent testing were created in total. Each modelling procedure was supplemented with a compatibility test to check the mutual compatibility of the specific indicators' combinations and 232 "good" combinations were identified; they were analysed to determine statistically significant indicators.

Of the 49 indicators, 15 were found to be statistically significant in at least in one of the good combinations, even using a low threshold for evaluating the significance of predictors: the probability of rejection of the null hypothesis (p-value) is less than 0.1. These indicators divided into two drastically different groups by the intensity of their inclusions in the good combinations: 11 indicators were represented fewer than 10 times each, while 6 indicators more than 25 times each. Using only these 6 indicators as predictors we performed and individual modelling procedure, creating the mathematical expression of the high-quality 6-predictors' linear model (see Section 4).

3.4. Adding nonlinearity: quantitative clarifications

High numerical characteristics have been achieved creating linear models. Nevertheless sometimes a detailed post-modelling analysis of residuals points toward an in-complete compliance of the actual data with the linear model. R diagnostic plots (frequency of residuals, residuals vs fitted, Q-Q, etc.) can show that the linear model does not fully capture the existing nonlinear relationship between the target variable and KPIs. E.g.,

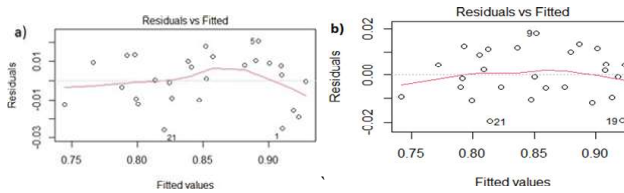


Figure 5. Residual characteristic of the urban SD (a) linear model, (b) final non-linear model.

the R diagnostic plot of the linear urban SD model (Karnitis et al., 2021) (Fig. 5a) shows that residuals are not relatively evenly spread around a horizontal zero line (especially at high fitted values).

It is possible to improve the model by adding nonlinearity to obtain the stronger causality and to specify the impact of KPIs on the target variable, i.e., KPIs weighting. This can be done both at the level of KPIs and the level of the mathematical expression of the model. We used the *RStudio* NLS function, which determines the nonlinear (weighted) least-squares estimates of the parameters of the nonlinear model.

The individual causal relationships between each KPI (pn) and the target variable (Y) were checked to process the level of KPIs. The real impact of specific KPI on (Y) is, of course, different from the individual regularity (e.g., due to some mutual impact of KPIs). Nevertheless, the strong qualitative difference of some individual (e.g., p2) causal relationship from the optimum linear one indicates a reduced quality of the linear model.

E.g., the strongly nonlinear data set p2 was tested by several relative nonlinear relationships, finding the $fN(p2)$, which provides the strongest possible correlation

between the modified $Np2 = fN(p2)$ and Y . By repeating the linear modelling, a corrected version of the expression (2) was obtained:

$$Y_{m1} = \alpha + \beta_1 \times p1 + \beta_2 \times fN(p2) + \dots + \beta_n \times p_n \tag{3}$$

In this way in the case of urban SD the G6.2 data set (Fig. 5a) was transformed into a new data set GN6.2, achieving a stronger linear relationship between GN6.2 and AHDI. The strongest correlation (Fig. 5b) was achieved by modelling the inverse proportionality expression.

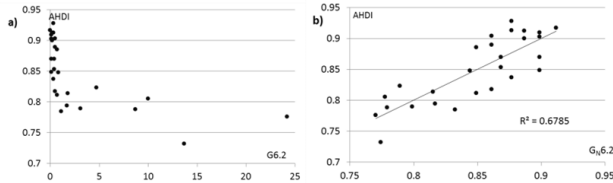


Figure 6. (a) Regularity G6.2. vs AHDI and (b) regularity GN6.2 vs AHDI.

To process the level of the mathematical expression of the model the causal relationship between the Y_{min} and the target variable (Y) was checked. It needs to be clarified whether the linear trendline provides the highest possible correlation, or whether there is some nonlinear function fN that improves the correlation. If so, the quantitative parameters of the model can be refined by modifying expression (3) accordingly, obtaining the final nonlinear expression of the model (Y_m):

$$Y_m = fN(\alpha + \beta_1 \times p1 + \beta_2 \times fN(p2) + \dots + \beta_n \times p_n) \tag{4}$$

Thus, a corresponding scatterplot in (Karnitis G. et al., 2018) shows that the linear trendline of the data points is slightly skewed with respect to the axis of symmetry in case of urban SD. As a result, smaller fitted values of AHDI_{lin} are generally slightly above the corresponding AHDI values, while large fitted values are below them. Such shifts indicate that the sigmoidal function is best-suited for improving the model. Several S-shaped functions were checked to decrease the aforementioned offset.

The R plot of the final nonlinear model (Fig. 5b) shows an improvement of the model quality in comparison with the one depicted in fig. 5a due to adding nonlinearity. Thereby, a more exact weighting of KPIs has been achieved.

3.5. Stability and sustainability testing

As each Process evolves, the numerical values of KPIs are changing in observation points. In addition to these justified changes, data holders are typically revising and updating the raw data repeatedly in order to reflect reality more accurately. We checked if and how these data changes affect the Process model, with respect to whether the model is stable against such data variability.

The model of EU economies was created for 2008-2015, that was a period of hard economic crisis, post-crisis recovery and return to sustainable growth (Karnitis et al., 2017); there were very different preconditions for the progress in particular years of the

period. Calculations, which were made for each year using the created joint regularity, show a gradual increasing of correlation (Fig. 7a); it reflects the sustainability of both EU innovation-driven economic policy and the model, as well as an increasing convergence of the EU economics on the innovation-driven growth strategy. The fact that a single functional regularity could be used for years of such diversity, even that the regularity of deep crisis year 2008 could be used for growth year 2014 (Fig. 7b), attests to the universality and sustainability of the model.

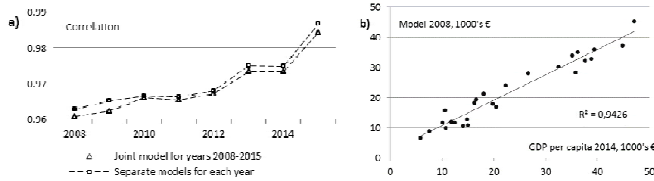


Figure 7. (a) Correlations of fitted GDP pc models 2008-2015 and (b) coincidence of GDP pc 2014 vs model 2008.

To quantify the stability of the urban SD model (Karnitis et al., 2021) several AHDIm5% control models were computed using the modified data, with 5% chosen as the maximum level of random variability of the input data; 5% is close to the median change in EU27 data over the previous 3 years. Of course, these changes have a corresponding effect on the modelled assessment of each individual country; however, the shift using models AHDIm and AHDIm5% does not exceed 0.2% across the EU27 countries.

Both cases clearly show that for practical applications annual calibration of models is not necessary.

In the DESI case the direct quantitative comparison of models 2014-2017 and 2019-2020 is impossible; nevertheless a qualitative comparison well reflects the compatibility of both models. European Commission in 2021 strongly adjusted the approach to DESI to reflect technological developments and the major political initiatives that impact sustainable digital transformation of EU countries, namely, Green Deal, Recovery and Resilience Facility and the 2030 Digital Decade Compass. The target function is extended from economic to socioeconomic development. An increased number of indicators is concentrated around four principal and interconnected policy areas: human capital, connectivity, integration of digital technology and digital public services. Particular attention is given to the fact that developments in DESI assessment should be achieved through improvements in all four areas. It was worth to repeat DESI modelling according to the updated indicator set and to compare the KPI selection with 2014-2017 for aforementioned policy areas; the data of 2019-2020 was used to avoid a possible Covid-19 impact in 2021.

Inclusion of the indicator “ICT specialists” in both KPI scopes clearly indicates that a lot of skilled ICT workers are necessary for socioeconomic development. As in 2017, the deficiency of ICT workforce remains a pan-European long-term problem. On the other hand, Internet use in 2020 in the EU27 countries has already become a common practice in society and therefore it has lost its statistical significance.

The connectivity to broadband networks (BB) should be evaluated as very valuable enabler of digital transformation. Both our models recognized fixed BB as a key technology, but technological development is perfectly reflected. Overall fixed BB coverage was important in 2014-2017, while due to technological developments exactly fast BB (NGA and VHCN) coverage became essential in 2021. On the other hand, the average level of the fast BB coverage in EU27 has achieved 85% of the overall fixed BB coverage; therefore the overall fixed BB coverage is no longer statistically significant indicator and it was excluded from DESI structure [40]. Despite the good availability of spectrum and stable y-o-y growth of the mobile data traffic, mobile BB still has a small weight in total broadband. 5G is still a technology of the future that has no significant impact on socioeconomic development today.

Both the big data (large data massifs) and open data (general availability of data) reflect the principles that have become strong enablers of any application and service in both private and public sectors. They are a basis for business transactions; they determine the current rapid spread of e-governance. Their selection justifies the exclusion of the narrower parameter “Electronic information sharing” from the set of indicators at the current level of development.

Sharply growing e-governance services on all levels (transnational, national, municipal) is reflected by radically increased statistical significance of e-government usage in 2019-2020.

In general, despite the drastic changes in the set of indicators, the heritability of the choice of KPIs is visible; they represent all four policy areas in DESI 2021 approach.

4. Results and conclusions

The achieved accuracy of the Processes’ linear models, excellent correlations with the real Processes and microscopic p-values of the models (Table 2) clearly demonstrate the correctness of the trend of the current study and practical perspective of obtained results and conclusions. Statistical significance of mathematically selected KPIs confirms that these KPIs are the real drivers of the Processes.

Of course, an always linear causal relationship between the KPI and the process variable cannot be expected; the location of the residuals in the R diagnostic plots is a reliable indicator that model can be further refined, reducing the effect of existing nonlinear causalities. One can see that by adding nonlinearity in the model numerical characteristics are further improved (Table 3); the nonlinear model coincides better with the actual values of target indicator in comparison with the linear one. Thus, a more exact weighting of KPIs has been achieved.

Table 2. Parameters of the Processes’ models.

Model type	Parameter	GDP pc 2008-2015	DESI 2014-2017	Heat transmission costs 2017	CSDI 2019	DESI 2019-2020
	Indicators (x)	25	31	5	49	33
	KPIs (n)	3	7	2	6	5
Linear	Coefficient of determination R ²	0.9305	0.766	0.9636	0.9421	0.7506
	p-value	<2.2E-16	<2.2E-16	5.9E-13	2.5E-11	2.1E-13
Non-lin.	Coefficient of determination R ²			0.9747	0.9638	
	p-value			7.9E-16	<2.2E-16	

Varied tests show stability and sustainability of the models. For practical applications annual update of the KPI set due to technological and/or economic development is not necessary; this needs to be done with significant changes of the set of indicators ix (e.g., due to differences in DESI 2015 and DESI 2020 methodologies).

Table 3. Numerical characteristics of linear and non-linear urban SD models.

Model	R ²	p-value	Residual standard error	Number of residuals, whose value		
				>2.5%	1.5-2.5%	<1.5%
Linear	0.9421	2.5×10^{-11}	0.01472	2	8	17
Non-linear	0.9638	$<2.2 \times 10^{-16}$	0.01042	0	3	24

The developed universal methodology is a reasonable compromise between accuracy, stability, and simplicity, which is a strong advantage for the practical applications. KPIs and their weighting, found in this way, are mathematically computed, and modelling quality (accuracy) is quantifiable. Likewise modelling takes into account the complicated crosslinks between KPIs, as well as the integrity and interplay of separate action lines. Despite of the small number of selected KPIs that are the key drivers of the corresponding Process, the correlations between the modelled and the actual values of the target indicator are very, even extremely strong. The convincing results have obtained applying the mathematical calculation of KPIs; it shows a huge advantage over the methodologies using the voluntarily selected set of indicators and their weighting.

The popular Pareto principle, which over time has even been called “universal truth”, states that typically 20% of inputs determine 80% of outputs. The computed pilot projects show that the described universal KPI computation methodology provides an even better outcome. While the average number of KPIs is around 20% of number of independent indicators (Table 2), the average degree of variability in the target variables that is explained by the KPIs (i.e., R²) is close to 0.9.

The methodology is applicable for variety of Processes; currently we are working on creation of models of the urban heating system for its management and renovation programs to reduce CO₂ emissions and to achieve the climate goals, set by EU package “Fit for 55”.

Only mediocre programming skills are needed for the application of the methodology. Its transparency, detailed description and open access to mathematical expressions computed for reported cases provide an opportunity for Process management to put the methodology into practice in order to monitor the achieved development level of the Process in statics and dynamics, to see progress and backwardness in particular aspects. It should be mentioned that KPIs reflect relevant action lines. This can be taken into account in strategic planning and decision-making; it will undoubtedly constitute a significant contribution to the Process development and management.

Based on the results of the study, the answer to the introductory question can be formulated, as follows: yes, it is always desirable to obtain more data that provide new data series for a comprehensive description of a particular Process from different aspects and for increasing the number of observation points. For the practical use of large amounts of data, it is recommended to find the KPIs driving the Process, using a mathematical algorithm that provides an objective choice of KPIs. The larger the amount of input data, the more accurate is the computation of KPIs and their weighting.

Based on the results of the study, the answer to the introductory question can be formulated: yes, it is always desirable to obtain more data that provide new data series for a comprehensive description of a particular Process from different aspects and for increasing number of observation points. For the practical use of large amounts of data, it is recommended to find the KPIs driving the Process using a mathematical algorithm that provides an objective choice of indicators. The larger the amount of input data, the more accurate it is to define KPIs and their weighting. At the same time it can be predicted that it will not be achievable the scope of KPIs that is fully adequate to the Process; selection of KPIs is a simplification that cannot include all nuances of the Process. The model cannot be also an abstract representation of the data mass. The analyst always should carefully justify if and why a relationship between two variables has causality, do the existing relationships have predictive power for a new ones.

Acknowledgment

The study has been supported by the Latvian Council of Science project lzp-2021/1-0108 “Sustainable management of the urban heating system under EU Fit for 55 package: research and development of the methodology and tool”.

References

- Cakula, S., Krumins, K. (2020). Input determination for models used in predicting student performance. *Baltic J. Modern Computing*, **8**(1), 154–163. <https://doi.org/10.22364/bjmc.2020.8.1.08>
- Eggenberger, C., Rinawi, M., Backes-Gellner, U. (2018). Occupational specificity: A new measurement based on training curricula and its effect on labor market outcomes. *Labour Economics*, **51**, 97–107. <https://doi.org/10.1016/j.labeco.2017.11.010>
- Gabbi, G., Matthias, M., Patrizi, N., Federico, P., Bastianoni, S. (2021). The biocapacity adjusted economic growth. Developing a new indicator. *Ecological Indicators*, **122**, 107318. <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2020.107318>
- Goldstein, E.J. (2022). More data, more problems? Incompatible uncertainty in Indonesia’s climate change mitigation projects. *Geoforum* 132. <https://doi.org/10.1016/j.geoforum.2021.11.007>
- Jiang, S., Shi, H., Lin, W., Liu, H. (2020). A large group linguistic Z-DEMATEL approach for identifying key performance indicators in hospital performance management. *Appl. Soft Comput. J.*, **86**, 105900 <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2019.105900>
- You, J.W. (2016). Identifying significant indicators using LMS data to predict course achievement in online learning. *Internet Higher Educ.*, **29**, 23–30. <https://doi.org/10.1016/j.IHEDUC.2015.11.003>
- Karnitis, E., Bicevskis, J., Karnitis, G., Pukis, M. (2021). Sustainable development model of EU cities compliant with UN settings. *Mathematics*, **9**(22), 2888 <https://doi.org/10.3390/math9222888>
- Karnitis, G., Bicevskis, J., Virtmanis, A., Karnitis, E. (2022). Universal Methodology for Objective Determination of Key Performance Indicators of Socioeconomic Processes. In Proceedings of Digital Business and Intelligent Systems 15th International Baltic Conference, Baltic DB&IS 2022, Riga, Latvia, pp. 47–62.
- Karnitis, G., Karnitis, E. (2017). Sustainable growth of EU economies and Baltic context: characteristics and modelling. *J. Int. Stud.*, **10**(1), 209–224. <https://doi.org/10.14254/2071-8330.2017/10-1/15>

- Karnitis, G., Virtmanis, A., Karnitis, E. (2018). Key drivers of digitalization; EU context and Baltic case. *Baltic J. Modern Computing*, **7**(1), 70–85. <https://doi.org/10.22364/bjmc.2018.7.1.06>
- Kaur, M., Hewage, K., Sadiq, R. (2021). Integrated level of service index for buried water infrastructure: selection and development of performance indicators. *Sustain. Cities Soc.*, **68**, 102799 <https://doi.org/10.1016/j.scs.2021.102799>
- Kibira, D., Brundage, P., Feng, C., Morris, Kc. (2018). Procedure for selecting key performance indicators for sustainable manufacturing. *J. Manuf. Sci. Eng.*, **140**(1), 011005 <https://doi.org/10.1115/1.4037439>
- Kubiszewski, I., Mulder, K., Jarvis, D., Costanza, R. (2021). Toward better measurement of sustainable development and wellbeing: a small number of SDG indicators reliably predict life satisfaction. *Sustain. Dev.*, **30**, 139–146. <https://doi.org/10.1002/sd2234>
- Li, Y., Gu, Y., Liu, C. (2018). Prioritising performance indicators for sustainable construction and development of university campuses using an integrated assessment approach. *J. Clean. Prod.*, **202**, 959–968 <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.08.217>
- Onel, T., Ayla, S., Keskin, L., Parlayan, C., Yiğitbaşı, T., Kolbaşı, B., Yelke, T., Ustaşaş, T. (2019). Leptin in sperm analysis can be a new indicator. *Acta Histochemica*, **121**, 43–49. <https://doi.org/10.1016/j.acthis.2018.10.006>
- Osmond, P., Corkery, L. (2017). Developing key sustainability indicators for assessing green infrastructure performance. *Procedia Eng.*, **180**, 146–156. <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2017.04.174>
- Polakoff, S. (2020). Why small business can no longer ignore big data. Forbes <https://www.forbes.com/sites/forbestechcouncil/2020/05/20/why-small-business-can-no-longer-ignore-big-data/>
- Roldan-Garcia, M., Garcia-Nieto, J., Maté, A., Trujillo, J., Aldana-Montes, J. (2021). Ontology-driven approach for KPI meta-modelling, selection and reasoning. *Management*, **58**, 102018. <https://doi.org/10.1016/j.ijinfomgt.2019.10.003>
- Sarma, U., Karnitis, G., Karnitis, E., Bazbauers, G. (2020). Toward solutions for energy efficiency: modeling of district heating costs. In: Tvaronaviciene, M., Slusarczyk, B. (eds.) *Energy Transformation towards Sustainability*, vol. **1**, pp. 219–237. Elsevier, Amsterdam. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-817688-7.00011-2>
- Sarma, U., Karnitis, G., Zutens, J., Karnitis, E. (2019). District heating networks: enhancement of the efficiency. *Insights Regional Dev.*, **1**(3), 200–213. [https://doi.org/10.9770/ird.2019.1.3\(2\)](https://doi.org/10.9770/ird.2019.1.3(2))
- Tesic, M., Hermans, E., Lipovac, K., Pešić, D. (2018). Identifying the most significant indicators of the total road safety performance index. *Acc. Anal. Prevent.*, **113**, 263–278. <https://doi.org/10.1016/j.aap.2018.02.003>
- Trerotola, S.O., Roy-Chaudhury, P., Saad, T.F. (2021). Drug-coated balloon angioplasty in failing arteriovenous fistulas: more data, less clarity. *Am. J. Kidney Dis.*, **78**(1), 13–15. <https://doi.org/10.1053/j.ajkd.2021.02.331>
- Warrier, S., Rutter, E.M., Flores, K.B. (2022). Multitask neural networks for predicting bladder pressure with time series data. *Biomedical Signal Processing and Control*, **72**, 103298. <https://doi.org/10.1016/j.bspc.2021.103298>
- Wauchope, H., Amano, T., Geldmann, J., Johnston, A., Simmons, B., Sutherland, W., Jones, J. (2021). Evaluating Impact Using Time-Series Data. *Trends in Ecology & Evolution*, **36**(3) 196–205. <https://doi.org/10.1016/j.tree.2020.11.001>
- WEB (a). CDN Homepage, <https://cdn.prohardver.hu/dl/cnt/2015-02/116080/desimodszeran.pdf>, last accessed 2022/02/28.
- WEB (b). EC Homepage, <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/policies/desi>, last accessed 2022/02/28.
- WEB (c). EC Homepage. https://ec.europa.eu/info/research-and-innovation/statistics/performance-indicators/european-innovation-scoreboard_en#european-innovation-scoreboard-2021, last accessed 2022/02/28.

- WEB (d). World Economic Forum Homepage.
https://www3.weforum.org/docs/WEF_TheGlobalCompetitivenessReport2019.pdf, last accessed 2022/02/13.
- WEB (e). WIP omepage. Global Innovation Index.
https://www.wipo.int/global_innovation_index/en/
- WEB (f). Cross-Sectoral Coordination Center Homepage.
https://www.pkc.gov.lv/sites/default/files/inline-files/NAP2022_ENG_3.pdf, last accessed 2022/02/28.
- WEB (g). EC. 2030 Digital Compass: the European way for the Digital Decade. COM(2021) 118 final. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A52021DC0118>
- WEB (h). Conference bites. Google Zeitgeist 9/27/11.
<http://www.conferencebites.com/2011/09/google-zeitgeist-92711/>
- WEB (i). Chalmers University of Technology Homepage. Thorstrom, M. Applying machine learning to key performance indicators. <https://publications>
- Zacepins, A., Kvisis, A., Komasilovs, V., Bumanis, N. (2019). Model for economic comparison of different transportation means in the smart city. *Baltic J. Modern Computing*, 7(3), 354–363. <https://doi.org/10.22364/bjmc.2019.7.3.03>
- Zhang, Y., Wang, J., Lu, J., Wu, J. (2020). Antibiotic resistance genes might serve as new indicators for wastewater contamination of coastal waters: Spatial distribution and source apportionment of antibiotic resistance genes in a coastal bay. *Ecological Indicators*, 114, 106299, <https://doi.org/10.1016/j.ecolind.2020.106299>
- Zuters, J., Valeinis, J., Karnitis, G., Karnitis, E. (2016). Modelling of adequate costs of utilities services. In: Dregvaite, G., Damasevicius, R. (eds.) *ICIST 2016. CCIS*, vol. 639, pp. 3–17. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-319-46254-7_1
- WEB (a). CDN Homepage, <https://cdn.prohardver.hu/dl/cnt/2015-02/116080/desimodszeran.pdf>, last accessed 2022/02/28.

Received December 20, 2023, revised February 13, 2023, accepted March 2, 2023



Uģis Sarma dzimis 1965. gadā Rīgā. Rīgas Tehniskajā universitātē ieguvis inženiera diplomu (1990) un maģistra grādu vides zinātnē (2005). Banku augstskolā ieguvis ekonomista diplomu (2003). Vairāk nekā 30 gadu strādā enerģētikas nozarē. Sākotnējā pieredze gūta enerģētikas konsultāciju uzņēmumā. No 2001. līdz 2009. gadam vadījis Ekonomikas ministrijas Enerģētikas departamentu. No 2010. līdz 2013. gadam strādājis Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisijā, kur bijis atbildīgs par siltumapgādes un koģenerācijas regulēšanas jomu. Kopš 2013. gada strādā ar "Latvenergo" koncerna stratēģijas jautājumiem, ieņemot AS "Latvenergo" korporatīvās stratēģijas direktora amatu. Zinātniskās intereses saistītas ar enerģētikas sociālekonomiskajiem aspektiem.