



RĪGAS TEHNISKĀ  
UNIVERSITĀTE

**Polina Ivanova**

# **TERMOELEKTROCENTRĀĻU ELASTĪGUMA UN EFEKTIVITĀTES PALIELINĀŠANA MAINĪGOS DARBĪBAS APSTĀKĻOS**

Promocijas darba kopsavilkums



RTU Izdevniecība  
Rīga 2018

**RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE**

Enerģētikas un elektrotehnikas fakultāte

Enerģētikas institūts

**Polina Ivanova**

Doktora studiju programmas “Enerģētika” doktorante

**TERMOELEKTROCENTRĀĻU ELASTĪGUMA  
UN EFEKTIVITĀTES PALIELINĀŠANA  
MAINĪGOS DARBĪBAS APSTĀKĻOS**

**Promocijas darba kopsavilkums**

Zinātniskais vadītājs  
asoc. profesors *Dr. sc. ing.*  
OĻEGS LINKEVIČS

Zinātniskais konsultants  
profesors *Dr. habil. sc. ing.*  
ANTANS SAUĻUS SAUHATS

RTU Izdevniecība

Rīga 2018

Ivanova P. Termoelektrocetrāļu elastīguma un efektivitātes palielināšana mainīgos darbības apstākļos. Promocijas darba kopsavilkums. – Rīga: RTU Izdevniecība, 2018. – 43 lpp.

Iespiests saskaņā ar RTU promocijas padomes “RTU P-05” (Enerģētika) 2018. gada 23. oktobra lēmumu Nr. 50/18.



Šis darbs izstrādāts ar valsts pētījumu programmas LATENERGI atbalstu.

**ISBN 978-9934-22-179-8**

# PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS INŽENIERZINĀTŅU DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ

Promocijas darbs inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2018. gada 22. novembrī Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātē, Āzenes ielā 12/1, 306. auditorijā, plkst. 13.00.

## OFICIĀLIE RECENZENTI

Dr. sc. ing. Kārlis Briņķis,  
Izpildītore  
Latvijas Elektroenerģētiķu un energobūvnieku asociācija, Latvija

Dr. sc. ing. Gatis Junghāns,  
Valdes loceklis  
AS "Augstsprieguma tīkls", Latvija

Dr. sc. ing. Arturas Klementavicius,  
Vecākais pētnieks  
Lietuvas Enerģētikas institūts, Lietuva

## APSTIPRINĀJUMS

Apstiprinu, ka esmu izstrādājusi šo promocijas darbu, kas iesniegts izskatīšanai Rīgas Tehniskajā universitātē inženierzinātņu doktora grāda iegūšanai. Promocijas darbs zinātniskā grāda iegūšanai nav iesniegts nevienā citā universitātē.

Poļina Ivanova ..... (paraksts)

Datums: .....

Promocijas darbs ir uzrakstīts angļu valodā, tajā ir astoņas nodaļas, secinājumi, literatūras saraksts, 61 attēls, 20 tabulu, kopā 103 lappuses. Literatūras sarakstā ir 134 nosaukumi.

# SATURS

1. Ievads .....	5
1.1. Promocijas darba aktualitāte .....	5
1.2. Promocijas darba hipotēze .....	6
1.3. Promocijas darba mērķis .....	6
1.4. Promocijas darba uzdevumi .....	6
1.5. Zinātniskā novitāte.....	6
1.6. Praktiskais lietojums .....	7
1.7. Promocijas darba apjoms un struktūra.....	7
1.8. Zinātniskais darbs .....	7
2. Apskats par ciklisku un elastīgu darbību .....	9
2.1. Cikliskas darbības definīcija un galvenie aspekti.....	9
2.2. Elastīga darba definīcija un parametri .....	11
2.3. Ātrās palaišanas jaunie ekonomiskie ieguvumi.....	12
2.4. Termoelektrocenāru salīdzinājums pēc elastīguma .....	12
2.5. Pasākumi elastīguma palielināšanai.....	13
2.6. Pāreja uz cikliskiem režīmiem: Rīgas TEC–2 piemērs.....	13
3. CCGT elektrostaciju pārejas režīmu matemātiskais apraksts .....	14
3.1. Matemātiskais modelis .....	14
3.2. Matemātiskā modeļa praktiskais lietojums .....	17
4. Darbības režīmu optimizācija.....	19
4.1. Pieeja darbības režīmu optimizācijai .....	19
4.2. Izstrādātās pieejas aprobācija .....	23
5. Algoritms tehnoloģiju tehniski ekonomiskajam pamatojumam.....	24
6. Gaisa dzesēšana pirms gāzes turbīnas .....	26
6.1. Pamatojums un tehniskie risinājumi .....	26
6.2. Metodoloģija gaisa dzesēšanas tehnoloģiju novērtēšanai.....	26
6.3. Metodoloģijas praktiskais lietojums .....	27
7. Elektriskā katla uzstādīšana .....	29
7.1. Pamatojums un tehniskie risinājumi .....	29
7.2. Vērtēšanas metodoloģija .....	29
7.3. Metodoloģijas praktiskais lietojums .....	31
8. Siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšana .....	32
8.1. Pamatojums un tehniskie risinājumi .....	32
8.2. Metodoloģija siltuma akumulācijas sistēmas izvērtēšanai.....	32
8.3. Metodoloģijas praktiskais lietojums .....	33
Secinājumi.....	36
Kopsavilkumā izmantotā literatūra .....	37

# 1. IEVADS

## 1.1. Promocijas darba aktualitāte

Termoelektrocitrālēm (TEC) ir priekšrocības no tehnoloģiskā, vides un ekonomikas viedokļa. Tās vienlaikus nodrošina gan siltumenerģijas, gan elektroenerģijas ražošanu. Tādējādi tiek nodrošināta lietderīga kurināmā izmantošana, siltumnīcefekta gāzu emisiju un siltuma un elektroenerģija pārvades un sadales zudumu samazinājums [1]–[3].

Tirgus mehānismu ieviešana, atjaunīgo energoresursu (AER) tarifu stimulēšana un mainīgas ģenerācijas integrācija (saules un vēja enerģija) izmainīja enerģijas ražošanas procesus [4]–[7]:

- fosilā kurināmā TEC darbības režīmus: t. i., pāreja no darbības režīmiem bāzē uz cikliskiem režīmiem. Tas ir darbs atbilstoši mainīgas ģenerācijas pieejamībai vai elektroenerģijas cenu svārstībām (darbs mainīgos apstākļos). Tas radīja termoelektrostaciju efektivitātes samazinājumu, to biežu apturēšanu un dīkstāves, jo bāzes režīma ģenerācijas avoti daļēji vai pilnīgi nav adaptēti cikliskiem darbības režīmiem;
- fosilā kurināmā termoelektrostaciju lomu: primāri tas ir mainīgas ģenerācijas integrācija enerģijas ražošanas procesā un tehnoloģisko pakalpojumu (*ancillary services*) nodrošināšana pārvades sistēmas operatoram un sekundāri siltumenerģijas un elektroenerģijas pieprasījuma nodrošināšana. Rezultātā veidojās ģenerācijas jaudas pārpalikumi. Tas radīja termoelektrocitrāļu masveidīgu slēgšanu vai iekonservēšanu, kas apdraud energoapgādes drošību.

S. Lūdge raksta, ka no trim pīlāriem (vide, izmaksu konkurētspēja un enerģijas piegādes drošums, kas veido enerģētikas trijstūri) tikai viens attīstās pareizi – vide. Pārējie attīstās nepareizā virzienā. Termoelektrocitrāļu ekonomiskā situācija ir tik slikta, ka lielāko daļu no tām slēgs tuvākajos gados, un nebūs jaunu TEC projektu. Savukārt fosilā kurināmā termoelektrostaciju elastīgais darbs ir visas pasaules enerģētikas veiksmes faktors [8].

Elastīgas fosilā kurināmā elektrostacijas ir nepieciešamas ne tikai šodien, bet arī nākamajās desmitgadēs [2], [8]–[10]:

- lai adaptētu esošo ģenerāciju jauniem darbības režīmiem un nodrošinātu to efektīvu un izdevīgu darbu;
- lai nodrošinātu drošu mainīgas ģenerācijas integrāciju enerģijas ražošanas procesā un stabilitāti energosistēmā;
- lai sasniegtu Eiropas Komisijas mērķus, kas skar AER un energoefektivitāti.

Ir dažādi pasākumi no dārgiem līdz izmaksu neitrāliem, kā palielināt fosilā kurināmā TEC elastīgumu [4], [11]. Pirmkārt, jāizanalizē jauni termoelektrocitrāļu darbības režīmi, lai noteiktu cikliskās darbības vājas vietas. Otrkārt, atbilstoši pasākumi jāvirza no tehniskā un ekonomiskā viedokļa. Treškārt, peļņu nesoši pasākumi jāīsteno un pārējie – jānoraida.

Promocijas darbā izstrādāts:

- pārejas režīmu matemātiskais apraksts, lai noteiktu kombinētā gāzes turbīnas (*CCGT*) elektrostaciju pāreju režīmu parametrus un cikliskās darbības vājas vietas;

- *EM&OM (Evaluation Model and Optimization Model)* pieeja termoelektrocetrāļu darbības režīmu optimizācijai;
  - vispārīgs algoritms tehnoloģiju tehniski ekonomiskajam pamatojumam, kas palielina termoelektrostaciju efektivitāti un elastīgumu.
- Iepriekš minētie izstrādājumi tika aprobēti Rīgas TEC–2 atbilstoši Latvijas apstākļiem.

## 1.2. Promocijas darba hipotēze

Ir nepieciešams un iespējams adaptēt fosilā kurināmā TEC jauniem (cikliskiem) darbības režīmiem, lai palielinātu to efektivitāti un darbības rentabilitāti un pasargātu no iekonservēšanas.

## 1.3. Promocijas darba mērķis

Darba mērķis ir izpētīt fosilā kurināmā TEC jaunus (cikliskus) darbības režīmus un piedāvāt pasākumus to efektivitātes un elastīguma palielināšanai mainīgos darbības apstākļos.

## 1.4. Promocijas darba uzdevumi

Lai sasniegtu promocijas darba mērķi, izvirzīti vairāki uzdevumi.

1. Elastīguma termiņa apskats. Elastīga darba svarīgums un nepieciešamība.
2. Fosilā kurināmā TEC elastīguma un efektivitātes palielināšanas pasākumu apskats.
3. Kombinēta cikla gāzes turbīnu elektrostaciju pārejas režīmu (palaišana, apturēšana, siltā stāvokļa saglabāšana) matemātiskais apraksts.
4. Izstrādāt pieeju TEC darbības režīmu optimizācijai.
5. Izstrādāt vispārīgu algoritmu tehnoloģiju tehniski ekonomiskam pamatojumam, kas palielina termoelektrocetrāļu elastīgumu un efektivitāti. Algoritma adaptācija un aprobācija noteiktam tehnoloģijām (gaisa dzesēšana, elektriskais katls, siltuma akumulācijas sistēma).

## 1.5. Zinātniskā novitāte

Izstrādāts kombinēta cikla gāzes turbīnu elektrostaciju pārejas režīmu matemātiskais apraksts.

*EM&OM* pieeja izstrādāta termoelektrostaciju darbības režīmu optimizācijai, bīdot palaišanas “atpakaļ” un apturēšanas “uz priekšu”.

Vispārīgais algoritms ir izstrādāts tehnoloģiju tehniski ekonomiskajam pamatojumam, kas palielina fosilā kurināmā TEC elastīgumu un efektivitāti. Algoritms adaptēts trim tehnoloģijām (gaisa dzesēšana, elektriskais katls un siltuma akumulators), rezultātā izstrādātas trīs metodoloģijas.

Gan pārejas režīmu matemātiskais apraksts, gan *EM&OM* pieeja, gan vispārīgais algoritms tehnoloģiju tehniski ekonomiskajam pamatojumam tika aprobēti Rīgas TEC–2 un piemēroti Latvijas apstākļiem.

## 1.6. Praktiskais lietojums

*EM&OM* pieeju un vispārīgo algoritmu un tā adaptācijas piemērus noteiktām tehnoloģijām var pielāgot citiem termoelektrostaciju veidiem, kas darbojas mainīgos apstākļos. Izstrādātais vispārīgais algoritms tika lietots AS “Latvenergo”, lai izvērtētu siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanu un gāzes turbīnas modernizāciju (*OpFlex* risinājums) Rīgas TEC–2 un ūdens sildkatla aprīkošanu ar dūmgāzes kondensācijas ekonomaizeru Rīgas TEC–1. *OpFlex* risinājums un dūmgāzu kondensācijas ekonomaizers ir uzstādīts un tiek lietots. Siltuma akumulācijas projektam tika izstrādāts skices projekts un saņemts Eiropas Savienības līdzfinansējums 3,75 milj. eiro apjomā akumulācijas sistēmas būvēšanai Rīgas TEC–2 līdz 2020. gada beigām. Pašlaik notiek iepirkuma procedūra kandidātu atlasei būvprojekta izstrādei un akumulācijas sistēmas būvēšanai.

Promocijas darba rezultātus var izmantot AS “Latvenergo”, lai pieņemtu lēmumu par Rīgas TEC–2 elastīguma palielināšanas nepieciešamību.

Darbā iegūtos rezultātus var izmantot arī kā ieejas datus elektrostaciju optimizācijas programmatūrā, kas tiek izstrādāta ar Rīgas Tehniskās universitātes zinātniekiem.

## 1.7. Promocijas darba apjoms un struktūra

Promocijas darbs uzrakstīts angļu valodā. Tajā ir 103 lappuses, astoņas nodaļas, 33 sadaļas, 18 apakšsadaļas, secinājumi, 61 attēls, 20 tabulu, 134 informācijas avoti. Pirmajā nodaļā ir informācija par darba aktualitāti, hipotēzi, mērķiem, uzdevumiem, novitāti, praktisko lietojumu un autores zinātnisko darbību. Otrajā nodaļā ir apskats par fosilā kurināmā TEC ciklisku un elastīgu darbību. Aprakstīti cikliskie darba veidi, to ietekme uz iekārtu tehniskiem resursiem, kā arī cikliskā darba izmaksas. Uzskaitīti elastīgas darbības parametri un pasākumi termoelektrocetrāļu darbības elastīguma palielināšanai. Sniegts fosilā kurināmā elektrostaciju salīdzinājums pēc elastīguma līmeņa. Uz AS “Latvenergo” ražotnes Rīgas TEC–2 piemēra (pētāmais objekts) tiek ilustrēta pāreja no bāzes uz cikliskiem darbības režīmiem. Trešajā nodaļā sniegts teorētiskais pārejas režīmu matemātiskais modelis un tā praktiskais lietojums. Ceturtajā nodaļā aprakstīta izstrādātā pieeja TEC ciklisku režīmu optimizācijai un atspoguļots tās praktiskais lietojums. Piektajā nodaļā sniegts apraksts par izstrādāto vispārīgu algoritmu tehniski ekonomiskajam pamatojumam. Savukārt 6., 7. un 8. nodaļā sniegta šī algoritma adaptācija trim tehnoloģijām: gaisa dzesēšana, elektriskais katls un siltuma akumulācija, tā praktiskais lietojums. Noslēgumā doti galvenie secinājumi.

## 1.8. Zinātniskais darbs

Promocijas darba rezultāti tika prezentēti nozīmīgās starptautiskās zinātniskās konferencēs ārzemēs un Latvijā.

### Starptautiskās zinātniskās konferences

- 1) 12.–13. oktobris, 2017. g., Rīga, Latvija: “58<sup>th</sup> International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)”;



- 2) 6.–9. jūnijs, 2017. g., Milāna, Itālija: “2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe 2017)”;
- 3) 13.–14. oktobris, 2016. g., Rīga, Latvija, “57<sup>th</sup> International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2016)”;
- 4) 7.–10. jūnijs, 2016. g., Florence, Itālija: “2016 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC 2016)”;
- 5) 11.–13. maijs, 2015. g., Rīga, Latvija: “2015 IEEE 5<sup>th</sup> International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)”.

**Vietējā konference:** 1. jūlijs, 2016. g, Rīga, Latvija, AS “Rīgas Siltums” 4. zinātniski praktiskā konference “Ergoefektīvie risinājumi centralizētai siltumapgādei. No tehniskā risinājuma līdz efektivitātei, elastīgumam un konkurētspējai”.

Promocijas darba galvenie rezultāti pilna teksta veidā publicēti konferenču materiālos, zinātniskajos un populārzinātniskajos žurnālos.

#### **Pilna teksta publikācijas konferenču materiālos**

- 1) **Ivanova, P.**, Sauhats, A., Linkevics, O. Cost-Benefit Analysis of Electric Boiler at Combined Heat and Power Plants. In: *2017 IEEE 58<sup>th</sup> International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON): Proceedings*, Latvija, Rīga, 12.–13. oktobris, 2017. g. Piscataway: IEEE, 2017, 1.–6. lpp. ISBN 978-1-5386-3847-7. e-ISBN 978-1-5386-3846-0. Pieejams: doi:10.1109/RTUCON.2017.8124747.
- 2) **Ivanova, P.**, Linkevičs, O., Sauhats, A. Mathematical Description of Combined Cycle Gas Turbine Power Plants’ Transient Modes. In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe: Conference Proceedings*, Itālija, Milāna, 6.–9. jūnijs, 2017. g. Piscataway: IEEE, 2017. g., 61.–66. lpp. ISBN 978-1-5386-3918-4. e-ISBN 978-1-5386-3917-7. Pieejams: doi:10.1109/EEEIC.2017.7977405.
- 3) **Ivanova, P.**, Linkevičs, O., Sauhats, A. Cost – Benefit Analysis of CHP Plants Taking into Account Air Cooling Technologies. In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe: Conference Proceedings*, Itālija, Milāna, 6.–9. jūnijs, 2017. g. Piscataway: IEEE, 2017. g., 55.–60. lpp. ISBN 978-1-5386-3916-0. Pieejams: doi:10.1109/EEEIC.2017.7977404.
- 4) **Ivanova, P.**, Sauhats, A., Linkevičs, O. Towards Optimization of Combined Cycle Power Plants’ Start-ups and Shut-down. In: *2016 57<sup>th</sup> International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2016): Proceedings*, Latvija, Rīga, 13.–14. oktobris, 2016. g. Piscataway: IEEE, 2016. g., 23.–28. lpp. ISBN 978-1-5090-3732-2. e-ISBN 978-1-5090-3731-5. Pieejams: doi:10.1109/RTUCON.2016.7763081.
- 5) **Ivanova, P.**, Sauhats, A., Linkevičs, O., Balodis, M. Combined Heat and Power Plants Towards Efficient and Flexible Operation. In: *2016 IEEE 16<sup>th</sup> International Conference on Environmental and Electrical Engineering (EEEIC)*, Itālija, Florence, 7.–10. jūnijs,

2016. g. Piscataway: IEEE, 2016. g., 2434.–2439. lpp. ISBN 978-1-5090-2321-9. e-ISBN 978-1-5090-2320-2. Pieejams: doi:10.1109/EEEIC.2016.7555874.

- 6) Kuņickis, M., Balodis, M., Linkevičs, O., **Ivanova, P.** Flexibility Options of Riga CHP-2 Plant Operation under Conditions of Open Electricity Market. In: *2015 IEEE 5<sup>th</sup> International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)*, Latvija, Rīga, 11.–13. maijs, 2015. g. Rīga: Rīga Tehniskā universitāte, 2015. g., 548.–553. lpp. ISBN 978-1-4799-9978-1. Pieejams: doi:10.1109/PowerEng.2015.7266375.

#### **Raksti zinātniskajos žurnālos**

- 1) **Ivanova, P.**, Sauhats, A., Linkevičs, O. District Heating Technologies: Is it Chance for CHP Plants in Variable and Competitive Operation Conditions?. *IEEE Transactions on Industry Application*, 2018. ISSN 0093-9994. e-ISSN 1939-9367. Pieejams: doi:10.1109/TIA.2018.2866475 (*In press*).
- 2) **Ivanova, P.**, Grebešs, E., Linkevičs, O. Optimisation of combined cycle gas turbine power plant in intraday market: Riga CHP-2 example. *Latvian journal of physics and technical sciences*, 2018. g., 1, 15.-21. lpp. Pieejams: doi:10.2478/lpts-2018-0002.
- 3) **Ivanova, P.**, Grebešs, E., Mutule, A., Linkevičs, O. An approach to optimize the cycling operation of conventional combined heat and power plants. *Energetika*, 2017. g., 63 (4), 127.–140. lpp. Pieejams: doi:10.6001/energetika.v63i4.3621.
- 4) Linkevičs, O., **Ivanova, P.**, Balodis, M. Electricity Market Liberalisation and Flexibility of Conventional Generation to Balance Intermittent Renewable Energy – Is It Possible to Stay Competitive?. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 2016. g., Vol. 53, Nr. 6, 47.–56. lpp. ISSN 0868-8257. Pieejams: doi:10.1515/lpts-2016-0043.

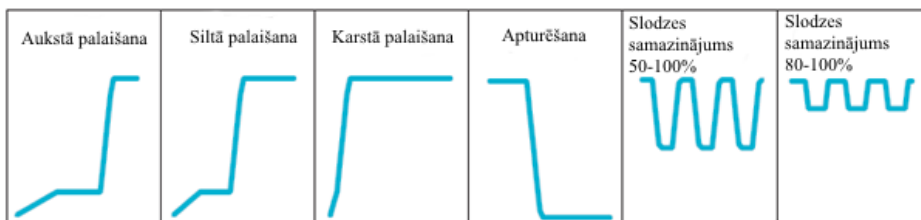
#### **Raksti populārzinātniskajos žurnālos**

- 1) Stuklis, I., Linkevičs, O., **Ivanova, P.** Ārzemju pieredze siltuma akumulācijas sistēmas izveidei Rīgā. *Enerģija un Pasaule*, 2016, Nr.6, 44.-49.lpp. ISSN 1407-5911.
- 2) Balodis, M., Krickis, O., **Ivanova, P.** N-ERGIE siltuma akumulācijas realizācija Nirnbergas centralizētajā siltumapgādē. *Enerģija un Pasaule*, 2016, Nr.3, 40.–44.lpp. ISSN 1407-5911.

## **2. APSKATS PAR CIKLISKU UN ELASTĪGU DARBĪBU**

### **2.1. Cikliskas darbības definīcija un galvenie aspekti**

Termoelektrocetrāļu izstrāde bāzes režīmā tiek nomainīta uz cikliskas darbības režīmiem. To sekmēja tirgus mehānismu ieviešana, atbalsts atjaunīgajiem resursiem un mainīgas ģenerācijas (saules paneļi un vēja enerģija) integrācija enerģijas ražošanas procesā [12]–[14]. Cikliskas darbības režīmi ir darbs ar iekārtu slodzes svārstībām vai to pilnīgu apturēšanu, kad mainīga ģenerācija nav pieejama vai elektroenerģijas cenas ir zemas [15], [16]. Pavadītais laiks dīkstāvē vai tvaika turbīnas temperatūra nosaka palaišanas veidu [16], [17]: karstā, aukstā vai siltā. Siltā stāvokļa saglabāšana nozīmē, ka iekārta netiek darbināta, bet enerģija tiek izmantota, lai uzturētu to siltā stāvoklī (skat. 2.1. att.) [18], [19].



2.1. att. Cikliskas darbības veidi [17].

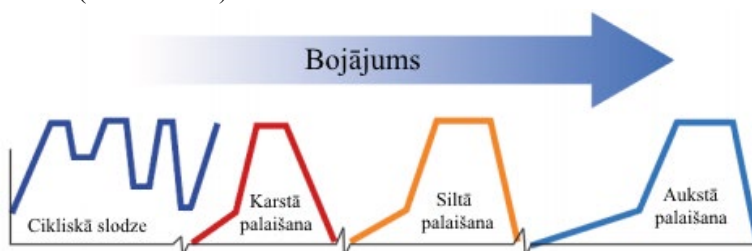
Ciklisko režīmu cēloņi, mērķi un ieguvumi mainās atkarībā no reģiona izvietojuma, situācijas enerģētikas sektorā un ekonomikā. Divu valstu (Latvijas un Vācijas) salīdzinājums tiek atspoguļots 2.1. tabulā. [4], [16], [20].

2.1. tabula

Situācijas salīdzinājums Latvijā un Vācijā

Parametrs	Latvija	Vācija
Cēloņi darbam cikliskos režīmos	Elektroenerģijas cenas izmaiņas <i>Nord Pool</i> tirgū	Mainīgas ģenerācijas nepastāvīgums
Elastīguma palielināšanas mērķi	Pielāgošana situācijai <i>Nord Pool</i> tirgū	Mainīgas ģenerācijas integrācija enerģijas ražošanas procesā
Ieguvums no elastīgas darbības	Papildu peļņas iegūšana, kad elektroenerģijas cena ir augsta. Nodrošināts termoelektrocentrāļu rentablāks darbs	Droša mainīgas ģenerācijas izmantošana. Iespēja “ <i>būt ātrākam</i> ” un piedāvāt “ <i>pirmos megavatus</i> ”

Ciklisks darbs ar iekārtu pilnīgu apturēšanu ir komplicētāks par darbu ar biežu slodzes samazināšanu palaišanas procedūras dēļ [18], [19]. Apturēšana ar karsto palaišanu atstāj mazāk nelabvēlīgu ietekmi uz iekārtas tehniskiem resursiem nekā apturēšana ar silto vai auksto palaišanu (skat. 2.1. att.).



2.1. att. Cikliskā darba ietekme uz iekārtas tehniskiem resursiem [13].

Izplatītākie cikliskas darbības bojājumi ir [13], [21]: materiālu nogurums un šļūde, dažādas termiskās izplešanās, mehāniskais nogurums, erozija, korozija u. c.

Cikliskā darba izmaksas veido [13]: 1) papildu kurināmā izmantošana, jo palielinās palaišanu skaits un darbs pie samazinātām iekārtu slodzēm (efektivitātes samazinājums); 2) papildu kurināmā izmantošana, jo samazinās elektrostacijas efektivitāte iekārtu nolietojuma dēļ; 3) palielinās ekspluatācijas un iekārtu apkopes izmaksas iekārtu nolietojuma dēļ; 4) palielinās kapitāla izmaksas, jo palielinās iekārtu atteižu skaits; 5) papildu izmaksas par papildu saražotām emisijām; 6) peļņas zaudējumi, jo palielinās piespiedu dīkstāvju skaits un ilgums.

Īstermiņā palaišanas un apturēšanas izmaksas aprēķins pēc patērētā kurināmā un emitētām emisijām, piemēram, palaišanas izmaksas aprēķina pēc (2.1) [22]:

$$C_{start} = \sum_{t=1}^{n_{start}} \left[ \sum_{i=1}^{n_{CHP}} (B_{it} C_{Fuel}^t + E_{it}^{CO_2} \Pi_t^{CO_2}) \right], \quad (2.1)$$

kur  $n_{start}$  – palaišanas laiks, h;

$B_{it}$  – patērētais kurināmais laika intervālā  $t_n$ , m<sup>3</sup>/h;

$C_{Fuel}^{it}$  – kurināmā izmaksas, €/tūkst. m<sup>3</sup>;

$E_{it}^{CO_2}$  – CO<sub>2</sub> emisiju daudzums laika intervālā  $t_n$ , t/h;

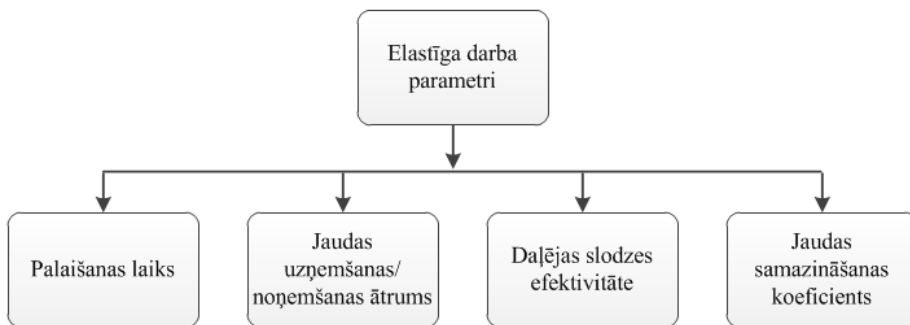
$\Pi_t^{CO_2}$  – CO<sub>2</sub> emisijas cena, €/t.

Savukārt ilgtermiņā palaišanas un apturēšanas izmaksas, kas nav saistītas ar patērēto kurināmo (uzturēšanas, remonta, investīciju, pārbaudes un nolietojuma izmaksas) tiek ievērotas [23].

Palaišanas ir sarežģītākas un nelabvēlīgākas par apturēšanām, tādējādi tām tiek pievērsta liela uzmanība [24]. Palaišanas izmaksas mainās no augstām pie aukstās palaišanas līdz zemām pie karstās palaišanas [25], [26].

## 2.2. Elastīga darba definīcija un parametri

Elastīgums raksturo, kā un cik ātri elektriskā sistēma var pielāgoties elektroenerģijas ģenerācijas un patēriņam prasībām, lai līdzsvarotu pieprasījumu un piedāvājumu. Galvenie ražošanas elastīguma parametri apkopoti 2.2. att. [16], [17].



2.2. att. Elastīga darba parametri (sagatavoja autore, pamatojoties uz [17], [27]).

Palaišanas laiks raksturo nepieciešamo periodu, lai sasniegtu stabilu degšanas procesu. Jaudas uzņemšanas/noņemšanas ātrums raksturo elektrostacijas atbildes reakciju uz izmaiņām pieprasījumā: ar jaudas palielinājumu, lai nodrošinātu pieprasījumu pie lielām slodzēm; ar jaudas samazināšanu, lai nodrošinātu tīklu stabilitāti, kad slodze samazinās. Daļējas slodzes efektivitāte nosaka pasākumus elektroenerģijas ražošanas izmaksu samazinājumam īstermiņā. Jaudas samazināšanas koeficients nosaka minimālo jaudu, pie kuras darbs ir stabils [16], [17].

### 2.3. Ātrās palaišanas jaunie ekonomiskie ieguvumi

Ātrā palaišana ir svarīga, lai nodrošinātu ekonomiskos ieguvumus mainīgos darbības apstākļos. Tā nodrošina [28], [29]:

- 1) ieguvumus no darbības režīmiem (zemas palaišanas izmaksas), t. i., kurināmā ekonomiju, emisiju samazinājumu, elastīgu darbības režīmu;
- 2) papildu ieguvumus no palīgpakalpojumu nodrošināšanas, t. i., maksu par pieejamību, par izmantošanu un par rotējošo rezervi (*spinning reserve*);
- 3) papildu ieguvumus no tirgus arbitražas, t. i., fokusēšana uz sezonālās un ikdienas cenu svārstībām un elektroenerģijas cenu pīķiem.

### 2.4. Termoelektrocentrāļu salīdzinājums pēc elastīguma

Tiek salīdzinātas konvencionālo/elastīgo kombinēta cikla gāzes turbīnu, atvērtā cikla gāzes turbīnu (angļu val. *OCGT*), iekšdedzes dzinēju (angļu val. *ICE*), ogļu (angļu val. *SCPC*) elektrostaciju tehnoloģijas pēc elastīgā darba parametriem. Tiek secināts, ka [17]:

1. būtiski samazinās efektivitāte *CCGT*, *OCGT* un *ICE* tehnoloģijām, kad tie tiek darbināti ar slodzi 60 % no uzstādītās jaudas. Tādējādi šīm tehnoloģijām veidojas negatīvs efekts no darba ar samazinātu slodzi (30 % no uzstādītās jaudas). *SCPC* tehnoloģijai lēni samazinās efektivitāte ar slodzes samazinājumu, tādējādi šai tehnoloģijai ir mazāk raksturīgs nelabvēlīgais efekts no darba ar samazinātu slodzi nekā *CCGT*, *OCGT* un *ICE* tehnoloģijām;
2. *OCGT* tehnoloģijai ir visīsākais palaišanas laiks. Pēc tam seko elastīgās un konvencionālās *CCGT* elektrostacijas. Elastīgām *CCGT* elektrostacijām ir divas reizes

īsāki palaišanas laiki nekā konvencionālajām *CCGT* elektrostacijām. Brūnoglū elektrostacijām palaišanas laiks ir visilgākais, t. i., 150 minūtes;

3. *ICE* un *OCGT* tehnoloģijām ir visātrākais jaudas uzņemšanas/noņemšanas ātrums, t. i., līdz 25 % no uzstādītās jaudas. Pēc tam seko *CCGT* tehnoloģija. Ogļu elektrostacijām ir viszemākā iespēja ātri uzņemt/samazināt jaudu. Tas ir iemesls ogļu elektrostaciju ilgai palaišanai;
4. *ICE* tehnoloģijai ir viszemākā jaudas samazināšanas iespēja (10 % no uzstādītās jaudas). Pēc tam seko *OCGT* un ogļu elektrostacijas. *CCGT* tehnoloģijai ir ātra palaišana un jaudas uzņemšanas/samazināšanas iespēja, bet šī tehnoloģija prot samazināt jaudu tikai par 30 % no uzstādītās jaudas.

## 2.5. Pasākumi elastīguma palielināšanai

Pasākumi termoelektrostaciju elastīguma palielināšanai iedalīti divās grupās [11]:

1) ieviešami TEC ekspluatācijas laikā, kas paredz pilnīgu termoelektrostaciju rekonstrukciju vai to iekārtu pilnīgāku izmantošanu; 2) ieviešami projektēšanas laikā.

Tika analizēti vairāk nekā 30 literatūras avoti, rezultātā elastīguma palielināšanas pasākumi TEC ekspluatācijas laikā tika iedalīti piecās grupās (2.3. att.).



2.3. att. Pasākumu TEC elastīguma palielināšanai iedalījums grupās [11].

Pasākumu grupas atšķiras pēc sarežģītības pakāpes, investīciju lieluma, ieviešanas laika ilguma, izmantotiem resursiem u. c., bet tie paredzēti vienam mērķim – palielināt termoelektrostaciju efektivitāti un elastīgumu.

## 2.6. Pāreja uz cikliskiem režīmiem: Rīgas TEC–2 piemērs

AS “Latvenergo” ražotne Rīgas TEC–2 darbojas atbilstoši situācijai elektroenerģijas tirgū pēc Latvijas pievienošanās *Nord Pool* elektroenerģijas tirgum. Termoelektrocentrāle tiek darbināta, ja tās elektroenerģijas ražošanas pašizmaksa ir zemāka par elektroenerģijas cenu tirgū, un otrādi.

Tiek izvērtētas izmaiņas Rīgas TEC–2 darbā [4], [24], [30]–[32], t. i., pāreja no efektīviem (koģenerācija) uz neefektīviem (izstrāde kondensācijā un jauktajā režīmā, biežas palaišanas

un apturēšanas, darbs pie daļējām slodzēm) darbības režīmiem. Rezultātā palielinās kurināmā patēriņš un saražoto emisiju apjoms, samazinās Rīgas TEC–2 koģenerācijas energobloku (CCGT–2/1 un CCGT–2/2) izstrāde, jo stundās ar zemu elektroenerģijas cenu tiek darbināti ūdens sildāmie katli.

Rīgas TEC–2 nav pilnīgi adaptēta cikliskiem darbības režīmiem [24]. Ievērojot tās svarīgumu Baltijas valstīs [33], negatīvas sekas var izveidoties, ja netiks palielināts Rīgas TEC–2 elastīgums. Atsevišķi pasākumi tika īstenoti, lai palielinātu termoelektrocentrāles elastīgumu, bet tie nav pietiekami. Tādējādi darbā apskatīti pasākumi TEC elastīguma palielināšanai: izstrādāts pārejas režīmu matemātiskais apraksts (3. nodaļa); izstrādāta pieeja darbības režīmu optimizācijai (4. nodaļa); izstrādāts algoritms tehnoloģiju tehniski ekonomiskajam pamatojumam (5. nodaļa); parādīta tā adaptācija noteiktām tehnoloģijām (6., 7., 8. nodaļas). Visi tie tiek apskatīti uz Rīgas TEC–2 piemēra. Pēc iegūtiem rezultātiem varēs lemt par turpmāko Rīgas TEC–2 elastīguma palielināšanu.

### 3. CCGT ELEKTROSTACIJU PĀREJAS REŽĪMU MATEMĀTISKAIS APRAKSTS

#### 3.1. Matemātiskais modelis

Izmantotā nomenklatūra CCGT tehnoloģijas pārejas režīmu matemātiskajam aprakstam atspoguļota 3.1. tabulā.

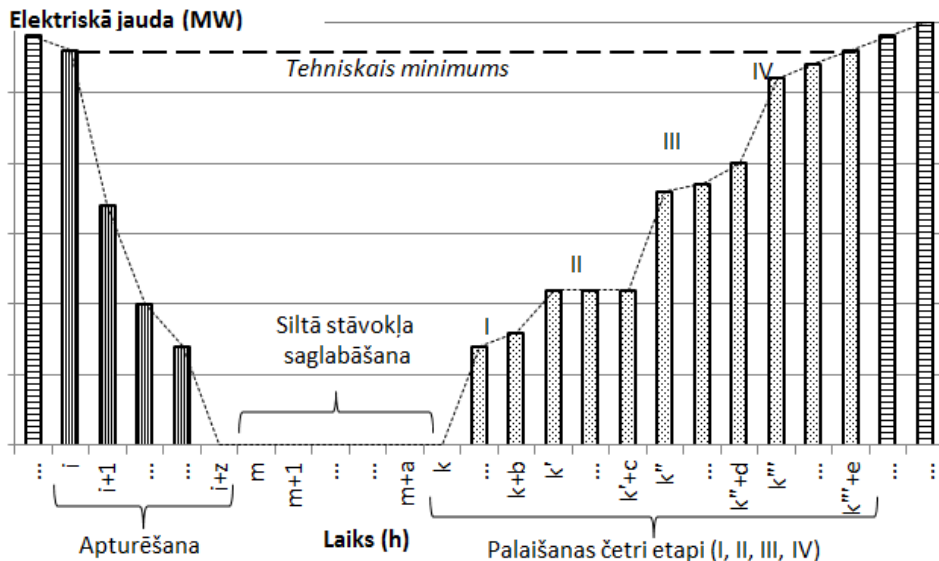
3.1. tabula

Izmantota nomenklatūra [34]

Apzīmējums	Paskaidrojums	Apzīmējums	Paskaidrojums
$P_e$	Elektriskā jauda/enerģija	$SUIV$	Palaišanas ceturtais etaps
$P_{eTmin}$	Elektriskā jauda pie tehniskā minimuma	$n$	Apzīmē dīkstāves ilgumu un palaišanas veidu (ja $0 \text{ h} < n \leq 12 \text{ h} \Rightarrow$ karstā palaišana, ja $12 \text{ h} < n \leq 72 \text{ h} \Rightarrow$ siltā palaišana; ja $n > 72 \text{ h} \Rightarrow$ aukstā palaišana)
$Q$	Siltuma jauda/enerģija	$I$	Apturēšanas sākums
$t$	Laiks (ilgums)	$i + z$	Apturēšanas beigas
$GT$	Gāzes turbīna	$k$	$SUI$ sākums
$ST$	Tvaika turbīna	$k + b$	$SUI$ beigas
$B$	Kurināmais (dabāsgāze)	$k'$	$SUII$ sākums
$SD$	Apturēšana	$k' + c$	$SUII$ beigas
$WSP$	Silta stāvokļa saglabāšana	$k''$	$SUIII$ sākums
$TRM$	Pārejas režīmi	$k'' + d$	$SUIII$ beigas
$SUI$	Palaišanas pirmais etaps	$k'''$	$SUIV$ sākums
$SUII$	Palaišanas otrais etaps	$k''' + e$	$SUIV$ beigas
$SUIII$	Palaišanas trešais etaps	$B_{wsp}^{t:n}$	Kurināmā patēriņš, ievērojot dīkstāves ilgumu “ $t$ ” un palaišanas laiku “ $n$ ”.

Pārejas režīmi iedalīti periodos (skat. 3.1. att.): stabīni ar vertikālo iesvītrojumu atbilst apturēšanai; apgabals bez stabīniem – silta stāvokļa saglabāšanai; stabīni ar punktveida

iesvītrojumu atbilst palaišanas procesam, kas tiek sadalīts pa etapiem (*SUI*, *SUII*, *SUIII*, *SUIV*); stabiņi ar horizontālo iesvītrojumu – jaudas uzņemšanas/noņemšanas procesam.



3.1. att. Pārejas režīmu ilustrācija (viens cikls) [34].

Apturēšanas laikā *CCGT* elektrostacijas elektriskā jauda samazinās no  $P_{eSD}^{t=i+z} \leq P_{eSD} \leq P_{eSD}^{t=i}$ , kur  $P_{eSD}^{t=i} = P_{eTHmin}$  and  $P_{eSD}^{t=i+z} = 0$  ( $GT_{SD}^{t=i+z} \leq GT_{SD} \leq GT_{SD}^{t=i}$  un  $ST_{SD}^{t=i+z} \leq ST_{SD} \leq ST_{SD}^{t=i}$ ). Process ilgst no  $i$  līdz  $i + z$  (skat. 3.1. att.). Patērētais kurināmais  $B_{SD} = f(P_{eSD})$  un siltuma jauda  $Q_{SD} = f(P_{eSD})$ . Ja  $P_{SD} \downarrow$ , tad  $B_{SD} \downarrow$  un  $Q_{SD} \downarrow$ .

Silta stāvokļa saglabāšanas laikā, kas ilgst no  $m$  līdz  $m + a$  (skat. 3.1. att.), iekārta netiek darbināta. Patērētā kurināmā daudzumu nosaka palaišanas veids ( $n$ ) un dīkstāves ilgums ( $t$ ), t. i.,  $B_{WSP} = f(t_{WSP}; n)$ . Ja dīkstāvē pavadītais laiks ir liels, tad  $B_{WSP} = 0$ .

Palaišanas laikā palielinās elektriskā jauda no  $P_e = 0$  MW līdz  $P_{eTHmin}$  laika periodā no  $k$  līdz  $k''' + e$  (skat. 3.1. att.). Palaišana ir sarežģīta, tāpēc tā sadalīta četros etapos (*SUI*, *SUII*, *SUIII*, *SUIV*) [34].

*SUI* Darbā tikai gāzes turbīna ( $0 \leq GT_{SUI} \leq P_{eSUI}^{t=k+b}$ ). Tvaika turbīna netiek darbināta. TEC elektriskā jauda ir vienāda gāzes turbīnas jaudai, t. i.,  $P_{eSUI} = GT_{SUI}$ . Siltuma enerģija saražota ar siltumapgādes sistēmas ekonomizaizeri (*DH ECO*), kas tiek izvietots katla utilizatorā. Patērētais kurināmais  $B_{SUI} = f(P_{eSUI})$  un saražotā siltumenerģija  $Q_{SUI} = f(P_{eSUI})$ . Ja  $P_{eSUI} \uparrow$ , tad  $B_{SUI} \uparrow$  un  $Q_{SUI} \uparrow$ . *SUI* ilgst no  $k$  līdz  $k + b$ .

*SUII* Tikai gāzes turbīna ir darbā. Elektriskā jauda atbilstoši  $P_{GTSUII}$  un  $P_{GTSUII} = const$ . Tvaika turbīna tiek uzsildīta. TEC jauda ir vienāda gāzes turbīnas jaudai, t. i.,  $P_{eSUII} = P_{GTSUII} = const$ . Siltumenerģija saražota ar *DH ECO*. Ja  $P_{eSUII} = P_{GTSUII} = const$ , tad  $B_{SUII} = const$  un  $Q_{SUII} = const$ . *SUII* etaps ilgst no  $k'$  līdz  $k'' + c$ .



*SUIII* Gāze turbīna joprojām tiek darbināta ar jaudu  $P_{GTSUII} = P_{GTSUIII}$ . Savukārt elektriskā jauda palielinās no  $P_{eSUII}^{f=k''}$  līdz  $P_{eSUIII}^{f=k''+d}$  tvaika turbīnas jaudas uzņemšanas dēļ ( $ST_{SUII}^{f=k''} \leq ST_{SUIII} \leq ST_{SUII}^{f=k''+d}$ ). Turpinās arī tvaika turbīnas uzsildīšana. Siltumenerģija tiek ražota ar *DH ECO*. Patērētais kurināmais  $B_{SUIII} = f(P_{eSUIII})$  un saražotais siltums  $Q_{SUIII} = f(P_{eSUIII})$ . Ja  $P_{eSUIII} \uparrow$ , tad  $Q_{SUIII} \uparrow$ , bet  $B_{SUIII} \downarrow$ .

*SUIV* Notiek paralēla tvaika turbīnas ( $ST_{SUIV}^{f=k'''} \leq ST_{SUIV} \leq ST_{SUIV}^{f=k'''+e}$ ) un gāzes turbīnas ( $GT_{SUIV}^{f=k'''} \leq GT_{SUIV} \leq GT_{SUIV}^{f=k'''+e}$ ) jaudas izņemšana. *SUIV* etapa ilgums ir no  $k'''$  līdz  $k''' + e$ . Elektriskā jauda palielinās līdz  $P_{eTHmin}$ . Siltumenerģija tiek ražota ar *DH ECO* un tvaika turbīnu. Kurināmā patēriņš  $B_{SUIV} = f(P_{SUIV})$  un siltumenerģijas izstrāde  $Q_{SUIV} = f(P_{SUIV})$ . Ja  $P_{SUIV} \uparrow$ , tad  $B_{SUIV} \uparrow$  un  $Q_{SUIV} \uparrow$ .

Tālāk tekstā atspoguļots matemātiskais modelis pārejas režīmu aprēķināšanai. Tas nosaka saražoto elektroenerģijas un siltumenerģijas daudzumu, patērēto kurināmo un saražoto emisiju daudzumu un šo režīmu izmaksas.

Nepieciešamie ieejas dati: pētāmā energoavota ikstundas ražošanas dati (elektriskā jauda, siltuma jauda, kurināmā patēriņš), kurināmā un CO<sub>2</sub> cena, kurināmā zemākais sadegšanas siltums un kurināmā emisijas faktors.

Kopējais pārejas režīmu ilgums ( $t_{TRM}$ ) ir summa no apturēšanas ( $\sum_i^{i+z} t_{SD}$ ), silta stāvokļa saglabāšanas ( $\sum_m^{m+a} t_{WSP}$ ) un palaišanas ( $\sum_x^y t_{SU_v}$ ) ilguma (3.1):

$$t_{TRM} = \sum_i^{i+z} t_{SD} + \sum_m^{m+a} t_{WSP} + \sum_x^y t_{SU_v}, \quad (3.1)$$

kur  $v$  – apzīmē palaišanas etapus (I, II, III, IV);

$x$  – apzīmē palaišanas etapu sākumus. Tie ir  $k; k'; k''; k'''$ ;

$y$  – apzīmē palaišanas procesa beigās. Tie ir  $k+b; k'+c; k''+d; k'''+e$ .

Kopējā saražotā elektroenerģija ( $P_{eTRM}$ ) ir saražotās elektroenerģijas summa apturēšanas ( $\sum_i^{i+z} P_{eSD}$ ) un palaišanas ( $\sum_x^y P_{eSU_v}$ ) laikā (3.2):

$$P_{eTRM} = \sum_i^{i+z} P_{eSD} + \sum_x^y P_{eSU_v}. \quad (3.2)$$

Kopējā saražotā siltumenerģija ( $Q_{TRM}$ ) ir saražotās siltumenerģija summa apturēšanas ( $\sum_i^{i+z} Q_{SD}$ ) un palaišanas ( $\sum_x^y Q_{SU_v}$ ) laikā (3.3):

$$Q_{TRM} = \sum_i^{i+z} Q_{SD} + \sum_x^y Q_{SU_v}. \quad (3.3)$$

Kopējais patērētais kurināmais ( $B_{TRM}$ ) ir patērētā kurināmā summa apturēšanas ( $\sum_i^{i+z} B_{SD}$ ), silta stāvokļa saglabāšanas ( $B_{WSP}^{t;n} \times \sum_m^{m+a} t_{WSP}$ ) un palaišanas ( $\sum_x^y B_{SU_v}$ ) laikā (3.4):

$$B_{TRM} = \sum_i^{i+z} B_{SD} + B_{WSP}^{t;n} \times \sum_m^{m+a} t_{WSP} + \sum_x^y B_{SU_v}. \quad (3.4)$$

Kopējās saražotās CO<sub>2</sub> emisijas ( $CO_{2TRM}$ ) ir emisiju summa apturēšanas, silta stāvokļa saglabāšanas un palaišanas laikā (3.5):

$$CO_{2TRM} = \left( \sum_i^{i+z} B_{SD} + B_{WSP}^{t;n} \times \sum_m^{m+a} t_{WSP} + \sum_x^y B_{SU_v} \right) \times Q_{LHV} \times E_{CO_2}, \quad (3.5)$$

kur  $Q_{LHV}$  – kurināmā zemākais sadegšanas siltums, MWh/m<sup>3</sup>;

$E_{CO_2}$  – kurināmā emisijas faktors, t/MWh.

Kopējās pārejas režīmu izmaksas ( $C_{TRM}$ ) ir izmaksu summa apturēšanas, palaišanas un silta stāvokļa saglabāšanas laikā (3.6):

$$C_{TRM} = \left( \sum_i^{i+z} B_{SD} + B_{WSP}^{t;n} \times \sum_m^{m+a} t_{WSP} + \sum_x^y B_{SU_v} \right) \dots \times (P_{nat_{gas}} + Q_{LHV} \times E_{CO_2} \times P_{CO_2}), \quad (3.6)$$

kur  $P_{nat_{gas}}$  – dabasgāzes cena, €/tūkst. m<sup>3</sup>;

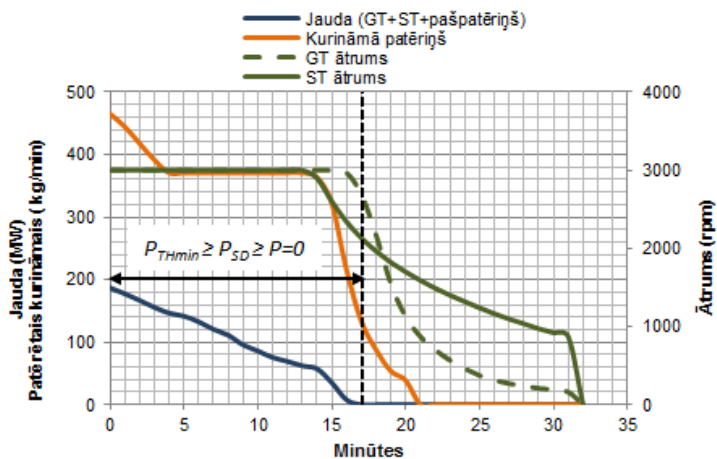
$P_{CO_2}$  – CO<sub>2</sub> cena, €/t.

### 3.2. Matemātiskā modeļa praktiskais lietojums

Tiek aprēķināti Rīgas TEC–2 otrā energobloka (CCGT–2/2) pārejas režīmi. Piemēram, 3.2. att. atspoguļo CCGT–2/2 energobloka apturēšanu un no 3.2. att. tiek iegūta šāda informācija [34]:

- 1) apturēšanas ilgums ( $t_{SD}$ ) ir 18 minūtes:  $i = 1$  un  $i+z = 18$ ;
- 2) CCGT–2/2 energobloka tehniskais minimums ( $P_{eTHmin}$ ) ir 180 MW, kur  $187 \text{ MW} > P_{SD} \geq 0 \text{ MW}$ :  $89 \text{ MW} > ST \geq 0$  un  $98 \text{ MW} > GT \geq 0 \text{ MW}$ ; saražotais elektroenerģijas ( $P_e$ ) daudzums ir 1830 MWh;
- 3) apturēšana 3.2. att. seko pēc kondensācijas izstrādes, tad  $Q = 0 \text{ MW}$ ;
- 4) patērētais kurināmais ( $B_{SD}$ ) ir 6460 kg un 9308 m<sup>3</sup> (dabasgāzes blīvums:  $\rho_{nat_{gas}} = 0,6941 \text{ kg/m}^3$ );
- 5) saražotās emisijas ( $CO_{2SD}$ ) ir 17 t ( $E_{CO_2} = 0,201 \text{ t/MWh}$  un  $Q_{LHV} = 0,00935 \text{ MWh/m}^3$ );
- 6) apturēšanas izmaksas ( $C_{SD}$ ) ir 2044 € ( $P_{CO_2} = 5 \text{ €/t}$  un  $P_{dab_{gas}} = 0,21048 \text{ €/m}^3$ ).

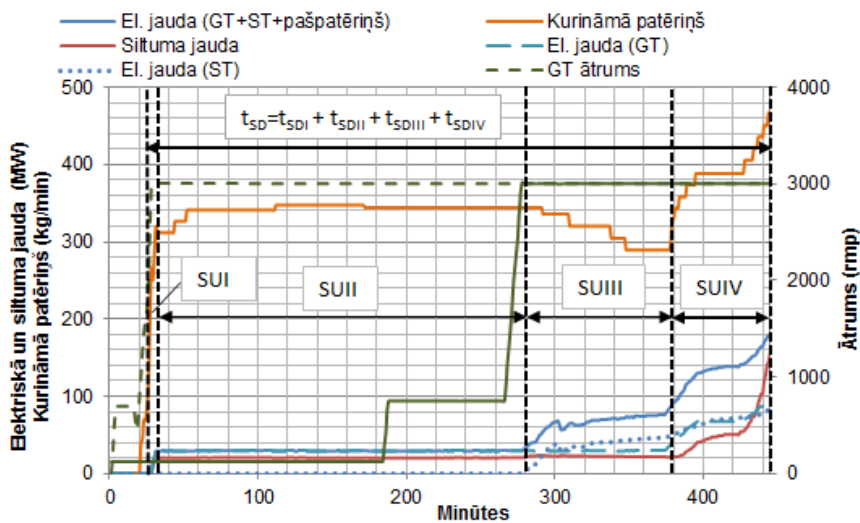
Izstrādātais matemātiskais modelis neievēro apturēšanas daļu, kas ir labajā pusē no melnās vertikālas svītras līnijas (skat. 3.2. att.). Šī perioda ilgums ir 15 minūtes: enerģija netiek ražota; gāzes un tvaika turbīnas ātrums samazinās, patērētais kurināmais ir 181 kg. Tas ir tikai 2,7 % no kurināma patēriņa, kad  $180 \geq P_{SD} \geq 0$ . Autore uzskata, ka tas neietekmē iegūtā rezultāta precizitāti.



3.2. att. CCGT–2/2 energobloka apturēšana [34].

Šajā piemērā pieņemts, ka siltais stāvoklis netiek saglabāts un dīkstāves ilgums ( $t_{wsp}$ ) ir 72 stundas (vai 4320 minūtes):  $m = 1$  h un  $m+a = 72$  h.

Lai pareizi novērtētu  $SUI$ ,  $SUII$ ,  $SUIII$ ,  $SUIV$  robežas, 3.3. att. papildus tiek atspoguļots gāzes turbīnas un tvaika turbīnas jaudas uzņemšanas process un kopēja energobloka jauda.



3.3. att. CCGT–2/2 energobloka palaišana [34].

No 3.3. att. tiek iegūta šāda informācija:

- palaišanas ilgums ( $t_{SUI}, t_{SUII}, t_{SUIII}, t_{SUIV}$ ): 418 min, t. i.  $k' = 1$  un  $k''' + e = 418$ ;
- saražotā elektroenerģija ( $P_{SUI}, t_{SUII}, t_{SUIII}, t_{SUIV}$ ): 22 964 MWh;
- saražotā siltumenerģija ( $Q_{SUI}, t_{SUII}, t_{SUIII}, t_{SUIV}$ ): 10 991 MWh;
- patērētais kurināmā daudzums ( $B_{SUI}, t_{SUII}, t_{SUIII}, t_{SUIV}$ ): 143 376 kg vai 206 563 m<sup>3</sup>;

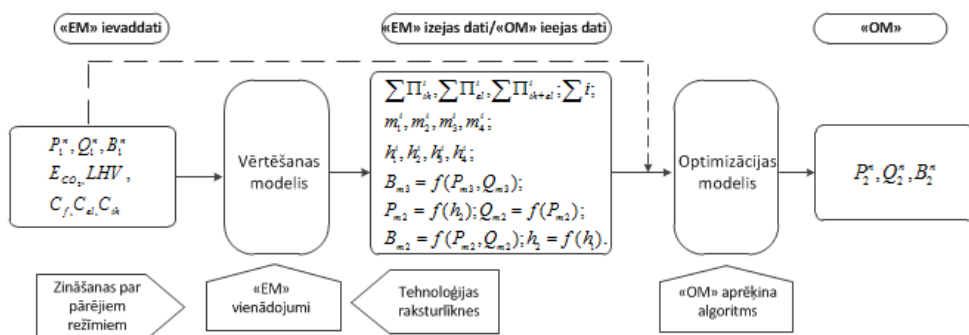
- saražotās CO<sub>2</sub> emisijas ( $CO_2_{SUI, SUII, SUIII, SUIV}$ ): 388 t;
- palaišanas izmaksas ( $C_{SUI, SUII, SUIII, SUIV}$ ): 45 400 €.

Kopējais pārejas režīmu ilgums ir 756 minūtes. Saražotais elektroenerģijas daudzums ( $P_{eTRM}$ ) ir 24 794 MWh. Saražotais siltumenerģijas daudzums ( $Q_{TRM}$ ) ir 10 990 MWh. Patērētais kurināmā daudzums ( $B_{TRM}$ ) ir 149 836 kg vai 215 870 m<sup>3</sup>. Kopējās saražotās CO<sub>2</sub> emisijas ir 405 t. Kopējās pārejas režīmu izmaksas ( $C_{TRM}$ ) ir 47 444 €.

## 4. DARBĪBAS REŽĪMU OPTIMIZĀCIJA

### 4.1. Pieeja darbības režīmu optimizācijai

EM&OM pieeja izstrādāta CCGT elektrostacijai (4.1. att.). EM (Evaluation model) apstrādā datus un nosaka cikliskas darbības raksturlieknes un ieejas datus OM (Optimization model). Optimizācijas modelis (OM) optimizē darbības režīmus, pārnesot apturēšanas “uz priekšu” un palaišanas “atpakaļ”. Rezultātā tiek saražota papildu enerģija, samazināts ciklu skaits un palaišanas tiek aizvietotas uz mazāk kaitīgākajām.



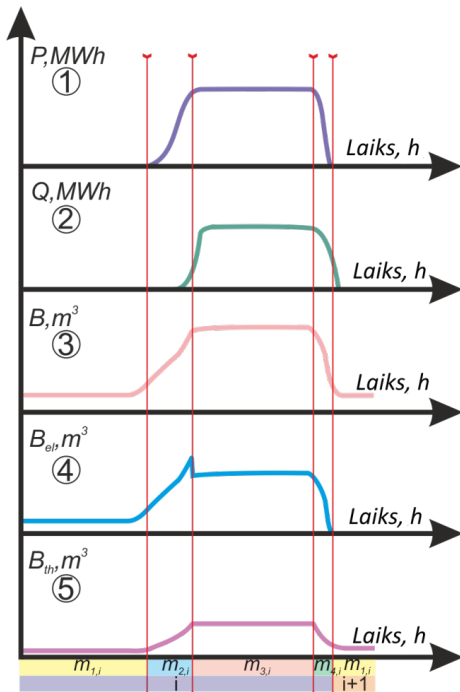
4.1. att. Izstrādātās pieejas plūsmu shematiskais attēlojums [30].

( $P, P^*$  – elektriskā jauda;  $Q, Q^*$  – siltuma jauda;  $B, B^*$  – kurināmais;  $C_{th}$  – siltumenerģijas cena;  $C_{el}$  – elektroenerģijas cena;  $C_f$  – kurināmā cena;  $E_{CO_2}$  – CO<sub>2</sub> emisijas faktors;  $LHV$  – zemākais sadegšanas siltums;  $m_1$  – silta stāvokļa saglabāšana;  $m_2$  – palaišana;  $m_3$  – darbs virs tehniskā minimuma;  $m_4$  – apturēšana;  $h_1$  –  $m_1$  ilgums;  $h_2$  –  $m_2$  ilgums;  $h_3$  –  $m_3$  ilgums;  $h_4$  –  $m_4$  ilgums;  $\sum \Pi_{th}, \sum \Pi_{el}, \sum \Pi_{th+el}$  – peļņa no elektroenerģijas un siltumenerģijas realizācijas).

EM vienādojumi (4.1) – (4.9) (skat. 4.1. tab.) iegūti, pamatojoties uz informāciju 4.2. att. un iepriekš iegūtām zināšanām par pārejas režīmiem un CCGT tehnoloģijas raksturīgajām īpašībām [24], [34].

## EM (Evaluation model) vienādojumi [30]

Vienādojums	Mērv.	Skaidrojums	Nr.
$B_{th,n,m 3...4}^i = \frac{Q_{n,m 3...4}^i}{0,93 \times LHV}$	[m <sup>3</sup> /h]	Kurināmā patēriņš siltumenerģijas ražošanai periodā: darbs virs tehniskā minimumā un apturēšana (0,93 ir siltumenerģijas ražošanas lietderības koeficients)	(4.1)
$B_{el,n,m 3...4}^i = B_{n,m 3...4}^i - B_{th,n,m 3...4}^i$	[m <sup>3</sup> /h]	Kurināmā patēriņš elektroenerģijas ražošanai periodā: darbs virs tehniskā minimuma un apturēšana	(4.2)
$B_{th,n,m 1...2}^i = B_{n,m 1...2}^i \times \frac{\sum_{n=1}^{m_2} \sum_{m=1}^N Q_{n,m}^i}{\sum_{n=1}^{m_1} \sum_{m=1}^N P_{n,m}^i}$	[m <sup>3</sup> /h]	Kurināmā patēriņš siltumenerģijas ražošanai periodā: silta stāvokļa saglabāšana un palaišana	(4.3)
$B_{el,n,m 1...2}^i = B_{n,m 1...2}^i - B_{th,n,m 1...2}^i$	[m <sup>3</sup> /h]	Kurināmā patēriņš elektroenerģijas ražošanai periodā: silta stāvokļa saglabāšana un palaišana	(4.4)
$MC_{el,avg,n,m}^i = \frac{\sum_{n=1}^{m_4} \sum_{m=1}^N (B_{el,n,m}^i \times C_{f,n,m}^i + B_{el,n,m}^i \times LHV \times E_{CO_2} \times C_{CO_2,n,m}^i)}{\sum_{n=1}^{m_4} \sum_{m=1}^N P_{n,m}^i}$	[€/MWh]	Vidējās elektroenerģijas marginālās izmaksas par vienu ciklu	(4.5)
$MC_{th,avg,n,m}^i = \frac{\sum_{n=1}^{m_4} \sum_{m=1}^N (B_{th,n,m}^i \times C_{f,n,m}^i + B_{th,n,m}^i \times LHV \times E_{CO_2} \times C_{CO_2,n,m}^i)}{\sum_{n=1}^{m_2} \sum_{m=1}^N Q_{n,m}^i}$	[€/MWh]	Vidējās siltumenerģijas marginālās izmaksas par vienu ciklu	(4.6)
$\Pi_{th}^i = \sum_{m_1}^{m_4} \sum_{n=1}^N (C_{th,n,m}^i \times Q_{n,m}^i - B_{th,n,m}^i (C_{f,n,m}^i + LHV \times E_{CO_2} \times C_{CO_2,n,m}^i))$	[€]	Peļņa no saražotās siltumenerģijas cikliskos periodos gadā	(4.7)
$\Pi_e^i = \sum_{m_1}^{m_4} \sum_{n=1}^N (C_{e,n,m}^i \times P_{n,m}^i - B_{e,n,m}^i (C_{f,n,m}^i + LHV \times E_{CO_2} \times C_{CO_2,n,m}^i))$	[€]	Peļņa no saražotās elektroenerģijas cikliskos periodos gadā	(4.8)
$\Pi^i = \Pi_e^i + \Pi_{th}^i$	[€]	Peļņa no saražotās elektroenerģijas un siltumenerģijas cikliskos periodos gadā	(4.9)



① Elektriskās jaudas izmaiņa ir izmantots kā atskaites punkts, t. i., cikla sadalījums uz  $m_1$ ,  $m_2$ ,  $m_3$  un  $m_4$ .

② Siltuma jauda atpauzē no elektriskās jaudas  $m_2$  un  $m_3$ .  $m_4$  beigās un  $m_{1,i+1}$  sākumā siltuma jauda lielāka par nulli un elektriskā jauda ir vienāda nullei. Siltuma jaudas vērtība  $m_{1,i+1}$  tiek pārnesta uz silta stāvokļa saglabāšanu jaunajā ciklā, t. i.,  $i+1$ .

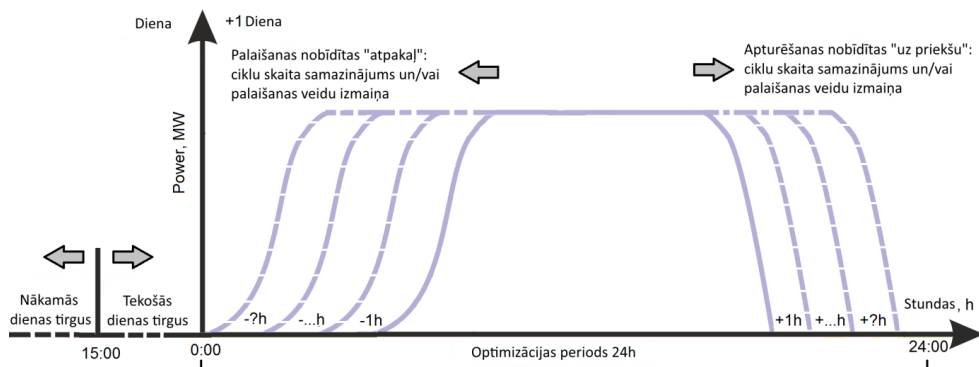
③ Kurināmais tiek patērēts, kamēr iekārta nav darbā, lai saglabātu to siltajā stāvoklī. Ja dīkstāve ir ilga, iekārtas siltais stāvoklis netiek saglabāts. Kopējais patērētais kurināmais elektroenerģijas un siltumenerģijas ražošanai ir izmantots, kā ieejas parametrs matemātiskajā modelī.

④, ⑤ Kurināmais siltumenerģijas un elektroenerģijas ražošanai  $m_3$  un  $m_4$  aprēķināts pēc (4.1) un (4.2) atbilstoši. Tā kā  $m_4$  ilgums ir neliels (mazāk par 30 minūtēm), tad patērētais kurināmais diviem periodiem aprēķināts vienlaikus. Kurināmā patēriņš elektroenerģijas un siltumenerģijas ražošanai  $m_1$  un  $m_2$  aprēķināts proporcionāli saražotai siltumenerģijai un elektroenerģijai  $m_1$  un  $m_2$  pēc (4.3)–(4.4).  $Q_{m1,i} = Q_{m1,i-1}$  jo  $m_4$  beigās un  $m_{1,i+1}$  sākumā siltuma jauda ir lielāka par nulli un elektriskā jauda ir vienāda nullei.

4.2. att. Elektroenerģijas, siltumenerģijas un patērētā kurināmā izmaiņas vienā ciklā “i” [30].

Darbā iegūtas arī palaišanas raksturlieknes ( $h_2 = f(h_1)$ ;  $B_{m2} = f(P_{m2}; Q_{m2})$ ;  $P_{m2} = f(h_2)$ ;  $Q_{m2} = f(P_{m2})$ ) un matemātiska sakarība ( $B_{m3} = a_1 \times P_{m3} + a_2 \times Q_{m3} + a_3$ ), kas apraksta vienlaicīgu dabasgāzes, siluma jaudas un elektriskās jaudas izmaiņu CCGT tehnoloģijas darbības diapazonā.

Optimizācijas uzdevuma koncepcija (4.3. att.) un tās aprēķina algoritms pamatojas uz atlasas metodi un Nord Pool kārtējās dienas tirgu (intra-day physical market) principiem. Cikliskas darbības optimizācija paredz cikliskas darbības diapazona “izstiepšanu”.



4.3. att. Optimizācijas uzdevuma koncepcijas klasiskais piemērs [30].

Optimizācijas uzdevums nodefinēts divos veidos.

Peļņas maksimizācija (optimizācija Nr. 1).

$$\sum_i \left[ \sum_{m_1}^{m_4} \sum_{n=1}^N (C_{e,n,m}^i \times P_{n,m}^i - B_{e,n,m}^i (C_{f,n,m}^i + LHV \times E_{CO_2} \times C_{CO_2,n,m}^i)) \dots \right. \\ \left. \dots + \sum_{m_1}^{m_2} \sum_{n=1}^N (C_{th,n,m}^i \times Q_{n,m}^i - B_{th,n,m}^i (C_{f,n,m}^i + LHV \times E_{CO_2} \times C_{CO_2,n,m}^i)) \right] \rightarrow \max \Pi, \quad (4.10)$$

pie nosacījumiem

$$\begin{aligned} i &= 1, \dots, I, \quad i \in Z_+ \\ n &= 1, \dots, N, \quad n \in Z_+ \\ N &\leq 24 \\ P &= 0 \\ Q &= 0 && \text{ja } m = m_1 \\ 0 < P &\leq P_{m_2} && \text{ja } m = m_2 \\ 0 < Q &\leq Q_{m_2} \\ P^{\min} < P &\leq P^{\max} && \text{ja } m = m_3, m_4 \\ Q^{\min} < Q &\leq Q^{\max} \end{aligned}$$

Darbības stundu ( $n$ ) maksimizācija, ja tiek nodrošināta pozitīva peļņa un samazināta cikliskās darbības negatīva ietekme uz iekārtu tehnisko resursu (optimizācija Nr. 2).

$$\sum_i \left[ \sum_{m_1}^{m_4} \sum_{n=1}^N (C_{e,n,m}^i \times P_{n,m}^i - B_{e,n,m}^i (C_{f,n,m}^i + LHV \times E_{CO_2} \times C_{CO_2,n,m}^i)) \dots \right. \\ \left. \dots + \sum_{m_1}^{m_2} \sum_{n=1}^N (C_{th,n,m}^i \times Q_{n,m}^i - B_{th,n,m}^i (C_{f,n,m}^i + LHV \times E_{CO_2} \times C_{CO_2,n,m}^i)) \right] \rightarrow \max n, \quad (4.11)$$

pie nosacījumiem

$$\begin{aligned} i &= 1, \dots, I, \quad i \in Z_+ \\ n &= 1, \dots, N, \quad n \in Z_+ \\ N &\leq 24 \end{aligned}$$

$$\begin{cases} P=0 \\ Q=0 \end{cases} \quad \text{ja } m = m_1$$

$$\begin{cases} 0 < P \leq P_{m2} \\ 0 < Q \leq Q_{m2} \end{cases} \quad \text{ja } m = m_2$$

$$\begin{cases} P^{\min} < P \leq P^{\max} \\ Q^{\min} < Q \leq Q^{\max} \end{cases} \quad \text{ja } m = m_3, m_4$$

$$\Pi > 0, \Pi \in R_+$$

## 4.2. Izstrādātās pieejas aprobācija

Izmantojot *EM*, detalizēti tika analizēta Rīgas TEC–2 CCGT–2/1 energobloka darbība 2016. gadā. Noteikts ciklu skaits un ilgums, palaišanu veidi, to skaits un ilgums, kā arī peļņa no siltumenerģijas un elektroenerģijas realizācijas. Pēc tam, lietojot *OM*, veikta energobloka optimizācija pēc optimizācijas Nr. 1 un Nr. 2. Situācija pirms un pēc optimizācijas atspoguļota 4.2. tabulā.

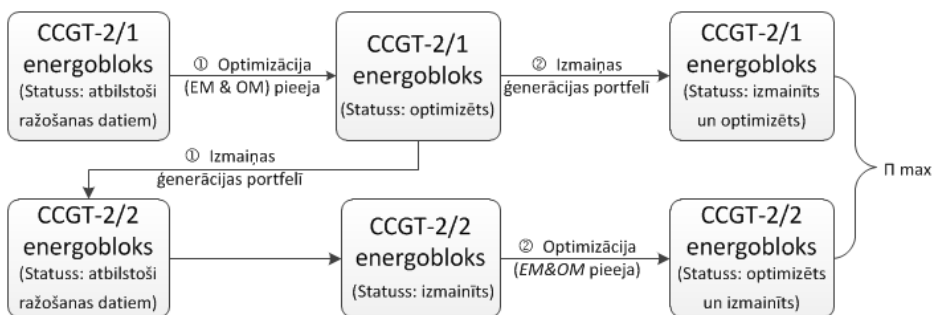
4.2. tabula

	Ieguvumi, M€	$\sum^i$ , gab.	Stundas darbā, h	Karstās palaišanas, gab.	Siltās palaišanas, gab.	Aukstās palaišanas, gab.
Pirms optimizācijas	6	57	2571	15	19	23
Optimizācija Nr. 1	7,42	57	2799	21	15	21
Optimizācija Nr. 2	7,27	53	2846	17	15	21

Optimizācija Nr. 1 nodrošina lielāku peļņu nekā optimizācija Nr. 2, t. i., 1,42 M€ un 1,27 M€, respektīvi. Starpība nav liela apmēram 150 k€. Bet optimizācijas Nr. 2 gadījumā ir par četriem cikliem mazāk nekā optimizācijā Nr. 1.

Izstrādātā pieeja lietota kārtējās dienas tirgū, tad pārbaudītā CCGT–2/1 energobloka ietekme uz CCGT–2/2 energobloku (pieņemot, ka abi energobloki veido ražošanas portfeli) pēc izstrādātā algoritma (skat. 4.4. att.) trim scenārijiem (skat. 4.3. tab.).





4.4. att. Vērtēšanas algoritma bloks shēma [35].

Scenārijā Nr. 1 papildu ieguvumi tiek nodrošināti, jo tiek samazināts pavadītais laiks siltā stāvoklī. Tas nodrošina efektīvāku palaišanu (skat. 4.3. tab.).

4.3. tabula

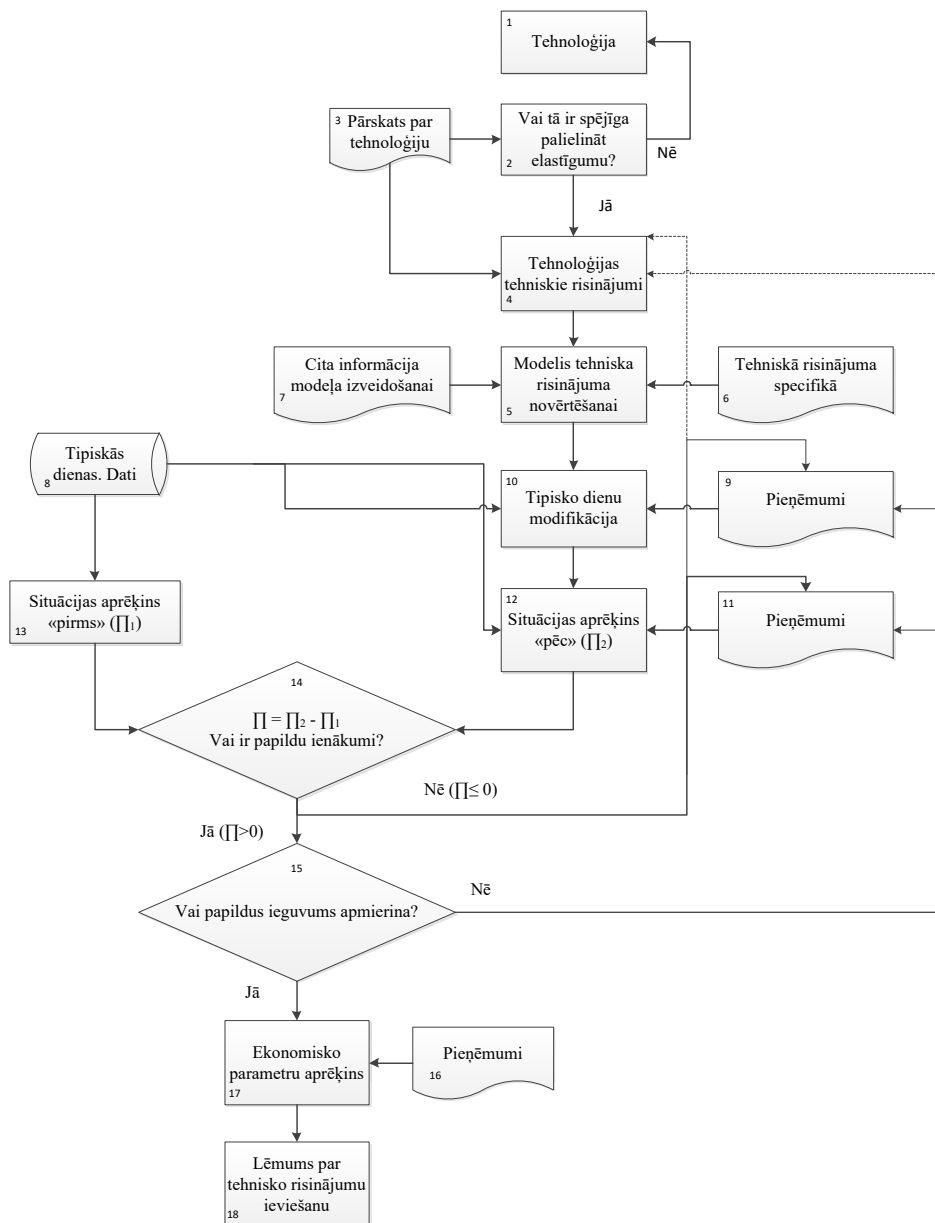
Optimizācijas rezultātu interpretācija [35]

Parametri un scenāriji	Parametru vērtības pirms optimizācijas	Parametru vērtības pēc optimizācijas	Starpība starp parametriem pirms un pēc optimizācijas
<b>Scenārijs Nr. 1:</b>	<b>Palaišanas nobīdīts atpakaļ</b>		
Ieguvumi/zaudējumi, [€]	$17,2537 \times 10^6$	$17,2775 \times 10^6$	23 800
Abu energobloku stundas darbā, [h]	5744	5768	24
<b>Scenārijs Nr. 2:</b>	<b>Apturēšanas nobīdīts uz priekšu</b>		
Ieguvumi/zaudējumi, [€]	$17,2537 \times 10^6$	$17,1511 \times 10^6$	- 102 600
Abu energobloku stundas darbā, [h]	5744	5773	29
<b>Scenārijs Nr. 3:</b>	<b>Palaišanas nobīdīts atpakaļ un apturēšanas uz priekšu</b>		
Ieguvumi/zaudējumi, [€]	$17,2537 \times 10^6$	$17,1751 \times 10^6$	- 78 600
Abu energobloku stundas darbā, [h]	5744	5803	59

Savukārt scenārijos Nr. 2 un Nr. 3 neveidojas ieguvumi, jo CCGT–2/1 energobloka optimizācija noved pie CCGT–2/2 energobloka jaudas samazinājuma līdz tehniskajam minimumam (energobloka efektivitātes samazinājums) (skat. 4.3. tab.).

## 5. ALGORITMS TEHNOĻIJU TEHNISKI EKONOMISKAJAM PAMATOJUMAM

Izstrādātais vispārīgais algoritms tehnoloģiju tehniski ekonomiskajam pamatojumam atspoguļots 5.1. att. Tā mērķis atbildēt uz jautājumiem: vai izvēlētā tehnoloģija fosilā kurināmā elastīguma palielināšanai ir ekonomiski pamatota; kā dažādi parametri ietekmē tehnoloģijas atmaksāšanas laiku (jutīguma analīze).



5.1. att. Vispārīgais algoritms tehnoloģiju tehniski-ekonomiskajam pamatojumam.

Izstrādātais algoritms adaptēts trim dažādām tehnoloģijām: gaisa dzesēšana, elektriskais katls un siltuma akumulācijas sistēma (skat. 6., 7., 8. nodaļas).

Algoritmam ir praktiskais lietojums. Tas tika adaptēts un izmantots, lai novērtētu dūmgāzu kondensācijas ekonomaizera uzstādīšanu AS “Latvenergo” ražotnē Rīgas TEC–1 ūdens sildkatlam Nr.3 un gāzes turbīnas modernizāciju ražotnē Rīgas TEC–2. Abas novērtētās tehnoloģijas uzstādītas un izmantotas. Detalizētai informācijai skat. [36] un [4],

[16]. Algoritms tika izmatots arī, lai novērtētu siltuma akumulācijas uzstādīšanas lietderīgumu Rīgas TEC-2. Darbības programmas "Izaugsme un nodarbinātība" 4.3.1. specifiskā atbalsta mērķa "Veicināt energoefektivitāti un vietējo AER izmantošanu centralizētajā siltumapgādē" otrajā kārtā siltuma akumulācijas projektam piešķirts līdzfinansējums [37] un pašlaik notiek iepirkuma procedūra [38] ar mērķi izvēlēties pretendentu būvprojekta izstrādei un siltuma akumulācijas sistēmas būvēšanai.

## 6. GAISA DZESĒŠANA PIRMS GĀZES TURBĪNAS

### 6.1. Pamatojums un tehniskie risinājumi

Āra gaisa temperatūra atstāj nelabvēlīgu ietekmi uz gāzes turbīnas darbu. Tās palielinājums samazina elektroenerģijas izstrādi un termisko lietderības koeficientu (*thermal efficiency*) un palielina īpatnējo siltumpatēriņu (*heat rate*) [39]–[44]. Ir četras gaisa dzesēšanas tehnoloģijas: absorbcijas, mehānisko, iztvaices (*evaporative*) un miglošanas (*fogging*) dzesētāja [40]. Pārsvārā gaisa dzesēšanu izmanto reģionos ar karstu un sausu klimatu, piemēram, Irānā [39], Saūda Arābijā [45], Omānā [46], Irākā [47], Brazīlijā [40], lai palielinātu elektroenerģijas izstrādi, nosegtu pīķa pieprasījumu pēc elektroenerģijas periodos ar augstu gaisa temperatūru (karsti) un izvairītos no elektrostacijas paplašināšanas nepieciešamības. Darbā gaisa dzesēšana pirms gāzes turbīnas apskatīta mitros un siltos klimatiskos apstākļos, lai pielāgotos *CCGT* elektrostaciju elektroenerģijas cenu svārstībām, palielinātu elektrostacijas izstrādi un iegūtu papildu ienākumus no tās realizācijas tirgū.

### 6.2. Metodoloģija gaisa dzesēšanas tehnoloģiju novērtēšanai

Aprēķinu algoritms gaisa dzesēšanas tehnoloģiju novērtēšanai atspoguļots 6.1. att. Tas tiek izmantots, lai novērtētu gaisa dzesēšanas tehnoloģiju lietošanu *CCGT* elektrostacijā, lai adaptētu tās darbības režīmus mainīgai situācijai elektroenerģijas tirgū. Algoritma pamati: informācija par raksturīgo dienu (āra gaisa temperatūra un elektroenerģijas cena) un gāzes turbīnas raksturlielnes (simulācijas rezultāts) tiek izmantoti kā ieejas dati; ieguvumu raksturīgajai dienai nosaka kā starpību starp divām situācijām pēc un pirms gaisa dzesēšanas tehnoloģijas lietošanas; gada ieguvumu noteikšanai izmanto raksturīgo dienu reizinot ar to skaitu gadā; tehniskais risinājums, kas nodrošina lielāku peļņu, tiek izvēlēts.

Gāzes turbīnas ražotāji sniedz gāzes turbīnu raksturojumu (elektriskā jauda, efektivitāte, īpatnējais siltuma patēriņš) pēc ISO nosacījumiem (ISO : 3977-2): āra gaisa temperatūra +15 °C; mitrums 60 % un spiediens 101,3 kPa [49]. Gāzes turbīnas termodinamiskais modelis izmantots, lai iegūtu gāzes turbīnas raksturlielumus āra gaisa temperatūras diapazonā no + 5 °C līdz + 30 °C.

Algoritmā (skat. 6.1. att.) integrēti ierobežojumi, kas ierobežo gaisa dzesēšanas tehnoloģiju izmantošanu (ievērota tehnoloģiju specifika) [43].

Algoritma mērķa funkcija ir peļņas maksimizācija ( $P_y$ ):

$$P_y = \sum_{i=1}^n b_i \times a_i = \sum_{i=1}^n b_i \times \left( \sum_{j=1}^m ((W_{N2} - W_{N1} - W_{MC}) \times E)_j \right) \rightarrow \max, \quad (6.1)$$

kur  $P_y$  – peļņa no gaisa dzesēšanas tehnoloģijas, €/gadā;

$b$  – tipisko dienu skaits gadā, skaits/gadā;

$a$  – tipiskās dienas peļņa, €/24 h;

$i, n$  – tipiskās dienas kārtas numuri gadā, [-];

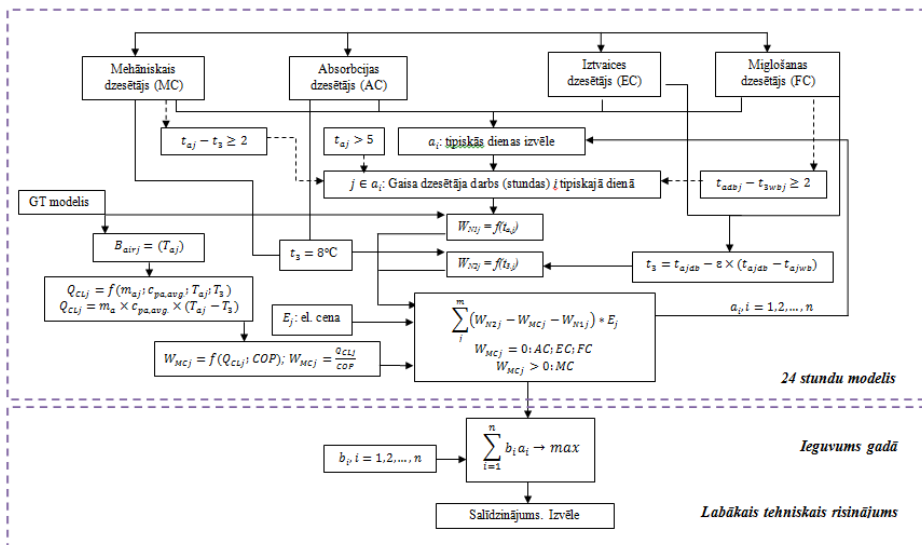
$j, m$  – stundu kārtas numuri tipiskajā dienā, [-];

$E$  – elektroenerģijas cena, €/MWh;

$W_{N2}$  – jauda pēc gaisa dzesēšanas pielietojšanas, MW/h;

$W_{N1}$  – jauda pirms gaisa dzesēšanas lietošanas, MW/h;

$W_{MC}$  – mehāniskā dzesētāja parazitiskā (*parasitic*) jauda, MW/h.



6.1. att. Izvērtēšanas algoritms [48].

Ja gaisa dzesēšana notiek naktī un dzesēšanas (*cooling*) enerģija tiek akumulēta to izmantošanai dienas laikā, tad mērķa funkcija ir šāda:

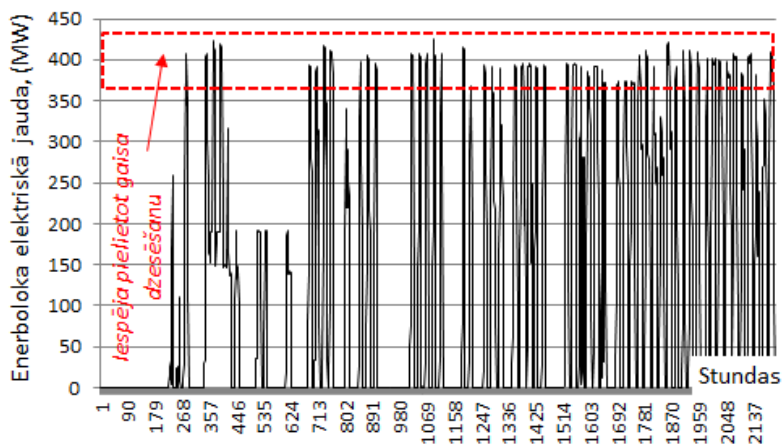
$$P_y = \sum_{i=1}^n b_i \times \left( \sum_{j=1}^m ((W_{N2} - W_{N1}) \times E_d - (W_{MC} \times E_n))_j \right)_i \rightarrow \max. \quad (6.2)$$

Parazitiskā enerģija tiek reizināta ar elektroenerģijas cenu naktī ( $E_n$ ), un papildu saražotā elektroenerģija tiek reizināta ar elektroenerģijas cenu dienas laikā ( $E_d$ ) [39]. Par labāko tiek izvēlēta gaisa dzesēšanas tehnoloģija, kas nodrošina lielākus ieguvumus.

### 6.3. Metodoloģijas praktiskais lietojums

Rīgas TEC-2 CCGT-2/2 energobloka darba piemērs 2015. gada vasarā ir attēlots 6.2. att. Koģenerācijas energobloks ir pilnīgi noslogots dienas laikā, kad elektroenerģijas cena tirgū ir

augsta. Punktveida līnija attēlo diapazonu, kur var izmantot gaisa dzesēšanas tehnoloģiju, lai ražotu papildu elektroenerģiju un rezultātā iegūtu papildu peļņu no tās realizācijas tirgū.



6.2. att. CCGT–2/2 energobloka darbs 2015. gada vasarā (jūnijs – augusts) [48].

Pēc izstrādātā algoritma (6.1. att.) izmantošanas darbā iegūts, ka ieguvums no mehāniskā dzesētāja (511,43 tūkst. €) un absorbcijas dzesētāja (609,80 tūkst. €) pārsniedz ieguvumus no iztvaices dzesētāja (147,33 tūkst. €) četras reizes un no miglošanas dzesētāja (219,06 tūkst. €) divas/trīs reizes. Mehāniskais un absorbcijas dzesētāji vislabāk atbilst Rīgas klimatiskiem apstākļiem (siltiem un mitriem [50]).

Ieguvumus no gaisa dzesēšanas ( $P_y$ ) var attēlot kā funkciju (6.3) no āra gaisa temperatūras ( $t$ ); elektroenerģijas ik stundas cenas ( $E$ ); darba dienu skaita ( $n$ ) un darba stundu daudzuma dienā ( $m$ ). Mehāniskā dzesētājā gadījumā jāievēro *COP* (*coefficient of performance*).

$$P_y = f(t; E; n; m; COP). \quad (6.3)$$

Divu tehnoloģiju (mehāniskā un absorbcijas dzesētāja) jutīguma analīzes rezultāti atspoguļoti 6.1. tab.

6.1. tabula

Jutīguma analīzes rezultāti [48]

	Mehāniskais dzesētājs ( $COP = 2$ )		Absorbcijas dzesētājs	
	MWh	tūkst. €	MWh	tūkst. €
Iegūtais papildu ieguvums	$(E_{avg.} = 54,5 \text{ €/MWh}; n = 49 \text{ dienas}; m = 10 \text{ st./dienā})$			
	9376	511,41	11172	609,81
$E$ samazinājums par 36 %	$(E_{avg.} = 34,9 \text{ €/MWh}; n = 49 \text{ dienas}; m = 10 \text{ st./dienā})$			
	9376	327,32	11179	390,27
$E$ palielinājums par 18 %	$(E_{avg.} = 64,4 \text{ €/MWh}; n = 49 \text{ dienas}; m = 10 \text{ st./dienā})$			
	9376	603,49	11179	719,56
$n$ palielinājums par 85 %	$(E_{avg.} = 54,5 \text{ €/MWh}; n = 91 \text{ dienas}; m = 10 \text{ st./dienā})$			
	17381	949,77	20748	1132,50
$m$ samazinājums	$(E_{avg.} = 54,5 \text{ €/MWh}; n = 49 \text{ dienas}; m = 5 \text{ st./dienā})$			

par 50 %	4813	263,24	5737,78	313,84
COP = 4	$(E_{avg.} = 54,5 \text{ €/MWh}; n = 49 \text{ dienas}; m = 10 \text{ st./dienā})$			
	10277	560,62	-	-

Elektroenerģijas cenu ( $E$ ) un darba stundu ( $m$ ) samazinājumam ir vislielākā negatīvā ietekme uz ieguvumu no gaisa dzesēšanas tehnoloģijas izmantošanas, t. i., ieguvuma samazinājums par 56 % un 48 %. Vislabāk ieguvumu ietekmē darba dienu skaita palielinājums ( $n$ ).

## 7. ELEKTRISKĀ KATLA UZSTADĪŠANA

### 7.1. Pamatojums un tehniskie risinājumi

Siltumapgādes sistēma ir integrēta energoapgādes sistēmā, tiklīdz termoelektrostacijas sāka izmantot siltumenerģijas ražošanai un piegādei [51]. Tas veido jaunas iespējas siltumapgādes un energoapgādes sistēmas mijiedarbībai, izmantojot elastīgas siltumapgādes sistēmas tehnoloģijas, t. i., *power-to-heat (P2H)* tehnoloģijas (piemēram, elektriskais katls (EK) un siltuma sūkņi).

Tiek apskatīta elektriskā katla izmantošana termoelektrocetrālē, jo tas ir elastīgāks un lētāks par siltuma sūkni [52]–[54]. Elektriskā katla izmantošana ir izmaksu efektīva, kad tas tiek izmantots palīgpakalpojumu (*ancillary services*) nodrošināšanai [55], [56]. Savukārt ir šķērsļi elektriskā katla izmantošanai siltumapgādes sistēmā [52], [55]–[57] spēkā esošo tiesību aktu dēļ, kas atbalsta maksājuma sistēmu un veido elektroenerģijas tarifu no dažādām komponentēm. Piemēram, Latvijā elektroenerģijas cenu veido 30 % no elektroenerģija tarifa, un pārējos 70 % veido maksa par pārvades un sadales pakalpojumiem, maksa par obligātā iepirkuma un jaudas komponentēm un pievienotās vērtības nodoklis [58]. Tas rada siltumenerģijas cenas palielinājumu un samazina elektriska katla konkurētspēju, salīdzinot ar dabasgāzes un biomasas ūdens sildkatliem [52].

Tādējādi darbā tiek novērtēta elektriskā katla izmantošana siltumapgādes sistēmā, pieņemot, ka elektriskais katls siltumenerģijas ražošanai patērē elektroenerģiju, kuras cena ir vienāda ar elektroenerģijas cenu tirgū. Respektīvi, pārējās elektroenerģijas tarifa veidojošās komponentes netiek ievērotas. Autore grib parādīt, ka tad elektrisko katlu var plaši izmantot ne tikai palīgpakalpojumu nodrošināšanai, bet arī tam, lai samazinātu elektrostacijas ražošanas izmaksas un palielinātu tās konkurētspēju.

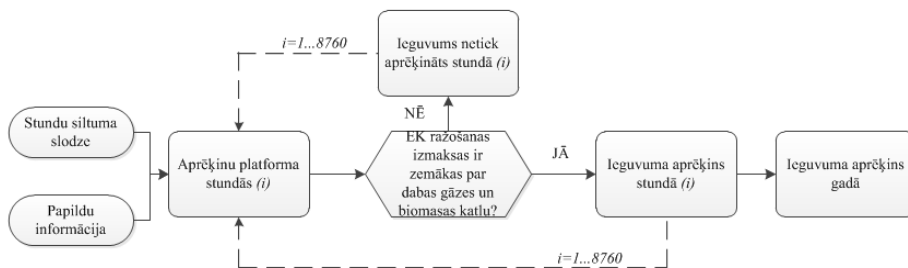
### 7.2. Vērtēšanas metodoloģija

Elektriskā katla izmantošana termoelektrocetrālē apskatīta diviem mērķiem [31], [59].

1. Mērķis Nr. 1: nakts laikā ar koģenerācijas energobloku saražotās elektroenerģijas pašizmaksa ir augstāka par elektroenerģijas cenu tirgū. Tad nav ekonomiski pamatoti darbināt energobloku, un dabasgāzes ūdens sildkatli tiek darbināti koģenerācijas energobloka vietā. Piedāvāts dabasgāzes ūdens sildkatlu vietā izmantot elektrisko katlu, lai samazinātu TEC enerģijas ražošanas izmaksas.

2. Mērķis Nr. 2: tādu jauno siltumenerģijas avotu paradīšanās kā biomasas energoavoti var nodrošināt lētāku siltumenerģiju nekā fosila kurināmā termoelektrocentrāles. Piedāvāts izmantot elektrisko katlu termoelektrocentrālē siltumenerģijas ražošanai, kad elektroenerģijas cena ir zema tirgū, lai palielinātu TEC konkurētspēju.

Abi mērķi tiek novērtēti, aprēķinot papildu ienākumus, ko tie ir spējīgi nodrošināt. Izmantotais algoritms papildu ienākumu aprēķināšanai atspoguļots 7.1. att.



7.1. att. Algoritms papildu ienākumu aprēķināšanai mērķim Nr. 1 un Nr. 2 [59].

Vienādojumi (7.1) – (7.5) tiek izmantoti, lai aprēķinātu ikstundas un gada ienākumus, kas tiek sagaidīti ar Mērķi Nr. 1 [31], [59].

Dabasgāzes katla aizvietošana ar elektrisko katlu ir pamatota, ja ir spēkā nevienādība (elektriskā katla siltumenerģijas ražošanas izmaksas ir zemākas par dabasgāzes ūdens sildkatla siltumenerģijas ražošanas izmaksām):

$$P_i^{Q,EB} < P_i^{Q,HOB}. \quad (7.1)$$

Siltumenerģijas cenu, kas saražota ar dabasgāzes ūdens sildkatlu, aprēķina pēc (7.2), jo kurināmais veido līdz 80 % no siltumenerģijas tarifa:

$$P_i^{Q,HOB} = \frac{1}{\eta_{avg}^{HOB}} \times \left( \frac{P_{NG}^{MG}}{NG^{LHV}} + E_{CO_2} \times P_i^{CO_2} \right). \quad (7.2)$$

Siltumenerģijas, kas saražota ar elektrisko katlu, cena ir vienāda ar elektroenerģijas cenu, kas piegādāta elektriskajam katlam (pieņemts, ka  $\eta_{EB} = 100\%$ ):

$$P^{Q,EB}_i = P^E_i. \quad (7.3)$$

Ienākumus stundā aprēķina pēc (7.4), ja ir ekonomiski pamatota dabasgāzes ūdens sildkatla aizvietošana ar elektrisko katlu:

$$Q_i^{EB} \times (P_i^{Q,HOB} - P_i^{Q,EB}). \quad (7.4)$$

Gada ienākumus nosaka pēc (7.5):

$$\sum Q_i^{EB} \times (P_i^{Q,HOB} - P_i^{Q,EB}). \quad (7.5)$$

Vienādojumi (7.6)–(7.11) izmantoti, lai aprēķinātu stundas un gada ienākumus, kas tiek sagaidīti atbilstoši mērķim Nr. 2 [31], [59].

Ja dabasgāzes katla aizvietošana ar elektrisko katlu ir izdevīga, tad (7.6) vai (7.7) ir patiesi:

$$P_i^{Q,HOB} > P_i^{Q,BIO} < P_i^{Q,EB}, \quad (7.6)$$

$$P_i^{Q,HOB} > P_i^{Q,BIO} > P_i^{Q,EB'}. \quad (7.7)$$

Tiek aprēķinātas izmaksas pēc (7.8) modificētās elektriskā katla siltumenerģijas ražošanas. Pieņemts, ka tās ir par 1 EUR/MWh ir mazākas nekā biomasas katla siltumenerģijas ražošanas izmaksas, lai elektriskais katls varētu konkurēt ar biomasas katlu:

$$P_i^{EB'} = P_i^{Q,BIO} - 1. \quad (7.8)$$

Atšķirība no dabasgāzes ūdens sildkatla biomasas katlam kurināmā izmaksas veido 40–50 % no siltumenerģijas cenas. Tādējādi tiek ievērotas tādas papildu izmaksas kā elektroenerģijas pašpatēriņa izmaksas, nodokļi un citas [60]. Vienādojums (7.9) izmantots, lai noteiktu siltumenerģijas ražošanas izmaksas, kad izmantots biomasas katls:

$$P^{F,BIO} + 0,03 \times P^{F,BIO} + 0,06 \times P^{F,BIO}, \quad (7.9)$$

kur  $P^{F,BIO}$  – biomasas izmaksas (izejviela), €/MWh;

$0,03 \times P^{F,BIO}$  – nodokļi un citas izmaksas, €/MWh;

$0,06 \times P^{F,BIO}$  – izmaksas par elektroenerģijas pašpatēriņu, €/MWh.

Ienākumus stundā, kad elektriskā katla izmantošana ir ekonomiski izdevīgāka par biomasas katlu, aprēķina pēc (7.10):

$$Q_i^{EB'} \times (P_i^{EB'} - P_i^{Q,EB}). \quad (7.10)$$

Gada ienākumus aprēķina pēc (7.11):

$$\Sigma Q_i^{EB'} \times (P_i^{EB'} - P_i^{Q,EB}). \quad (7.11)$$

### 7.3. Metodoloģijas praktiskais lietojums

Elektriskā katla izmantošana apskatīta Rīgas TEC–2. Elektriskā katla jauda ir pieņemta 150 MW. To nosaka situācija, kas izveidojās Rīgas labā krasta siltumapgādes sistēmā, t. i., jaunu biomasas siltuma avotu parādīšanās ar kopējo uzstādīto jaudu 150 MW. Pēc aprēķināšanas platformas izveidošanas abi mērķi novērtēti (skat. 7.1. tab.) atbilstoši algoritmam (skat. 7.1. att.) un vienādojumiem (7.1–7.11).

7.1. tabula

Aprēķinu rezultātu apkopojums [31], [59]

Iekārta	Pirms elektriskā katla izmantošanas	Mērķis Nr. 1	Mērķis Nr. 2
Dabasgāzes ūdens sildkatls, h	5927	4670	2681
Elektriskais katls, h	–	2663	336
Biomasas katls, h	–	–	5647
Ieguvums, milj. €	–	3,3	0,13
Atmaksāšanās periods*, gadi	–	~ 4	–

\* Pieņemts kā investīcija elektriskajā katlā ar jaudu 150 MW ir 12 M€ [20]. Atmaksāšanās laiks aprēķināts, investīcijas dalot ar ienākumu [39].

Ievērojot Rīgas TEC–2 darbības īpašības 2015. gadā un attiecīgus pieņēmumus, secināms (skat. 7.1. tab.), ka elektriskā katla izmantošana dabasgāzes katlu vietā periodos ar zemu elektroenerģijas cenu nodrošina rentablāku termoelektrostacijas darbību (mērķis Nr. 1).



Savukārt elektriskā katla uzstādīšana nevar palielināt termoelektrocentrāles konkurētspēju zemas biomasas cenas un augstas elektroenerģijas cenas dēļ (mērķis Nr. 2).

## 8. SILTUMA AKUMULĀCIJAS SISTĒMAS UZSTADĪŠANA

### 8.1. Pamatojums un tehniskie risinājumi

Siltuma akumulācijas sistēma atdala siltumenerģijas ražošanu no elektroenerģijas ražošanas. To uzstāda, lai izlīdzinātu energoavota siltuma slodzi, palielinātu energoapgādes drošumu un elastīgumu [61].

Ir dažādi siltuma akumulācijas sistēmas tehniskie risinājumi. Pēc pieredzes visplašāk tiek izmantota siltuma akumulācijas sistēma ar mainīgu temperatūru (*sensible thermal energy storage*) un izgrūšanu, ar šķidro (ūdens) akumulējošo vidi un ar vertikālo siltuma akumulācijas tvertnes izvietojumu [20], [62], [63].

### 8.2. Metodoloģija siltuma akumulācijas sistēmas izvērtēšanai

Lai noteiktu ieguvumu no siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanas, tiek salīdzinātas divas situācijas: termoelektrocentrāles peļņa pirms ( $\sum_i (m_i \times \Pi_i)_1$ ) un pēc ( $\sum_i (m_i \times \Pi_i)_2$ ) siltuma akumulācijas sistēmas lietošanas:

$$\Pi_k = \sum_i (m_i \times \Pi_i)_2 - \sum_i (m_i \times \Pi_i)_1, \quad (8.1)$$

kur  $i$  – raksturīgā diena;

$m_i$  – raksturīgo dienu skaits ( $i$ ) gadā, daudzums;

$\Pi_i$  – raksturīgās dienas peļņa ( $i$ ), €/diena.

Vienas raksturīgās dienas ( $i$ ) peļņa aprēķināta, ievērojot elektroenerģijas cenu tirgū, elektroenerģijas pašizmaksu, piegādāto elektroenerģijas daudzumu un palaišanas izmaksas:

$$\Pi_j = \sum_j ((C_j - MC_j) \times P_j) - C_{start-up}, \quad (8.2)$$

kur  $j$  – raksturīgās dienas stunda;

$C_j$  – elektroenerģijas cena  $j$  stundā, €/MWh;

$MC_j$  – elektroenerģijas pašizmaksa  $j$  stundā, €/MWh;

$P_j$  – piegādātā elektroenerģija  $j$  stundā, MWh;

$C_{start-up}$  – palaišanas izmaksas, €/palaišana.

AS “Rīgas Siltums” 4. zinātniski praktiskajā konferencē “No tehniskā risinājuma līdz efektivitātei, elastīgumam un konkurētspējai” [64] tika prezentēts, ka no siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanas papildu ieguvumi ir papildu saražotā elektroenerģija un/vai termoelektrocentrāles efektivitātes palielinājums. Ieguvumus nosaka situācija raksturīgajā dienā. Ir iespējami divi dažādi iznākumi:

1) termoelektrocentrāle nav pilnīgi noslogota dienas laikā. Pēc siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanas tiek palielināta elektriskā un siltuma jauda dienas laikā. Kurināmais

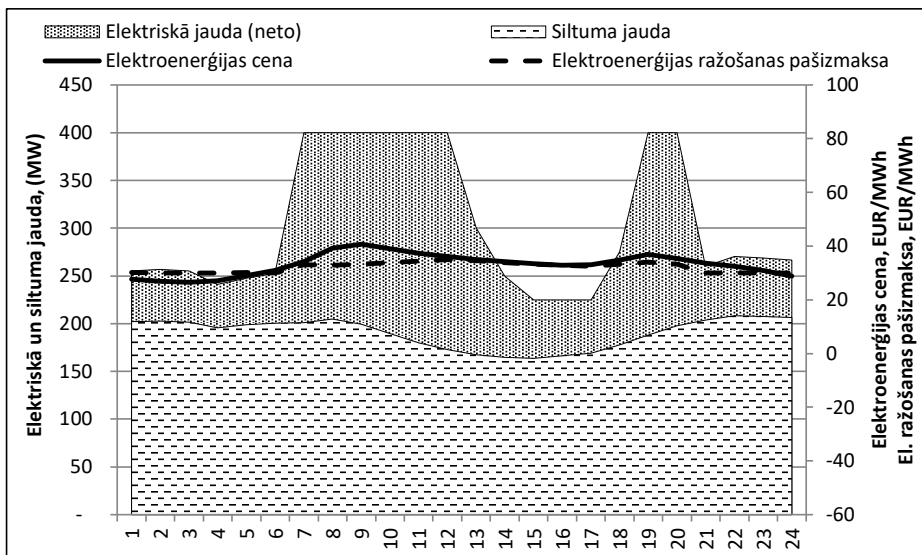
tiek patērēts, lai saražotu papildu elektroenerģijas daudzumu. Tad neveidojas dabasgāzes ietaupījums un CO<sub>2</sub> emisiju samazinājums. Papildu ieguvumu nodrošina papildu saražotās elektroenerģijas realizācija tirgū;

- 2) termoelektrocentrāle nav pilnīgi noslogota pēc siltuma jaudas, bet praktiski vai pilnīgi – pēc elektriskās jaudas dienas laikā. Pēc siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanas palielinās energoavota siltuma jauda. Elektriskā jauda tiek palielināta minimāli vai vispār netiek palielināta. Tad dabasgāzes ietaupījums un CO<sub>2</sub> emisiju samazinājums nodrošina papildu ieguvumu no siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanas.

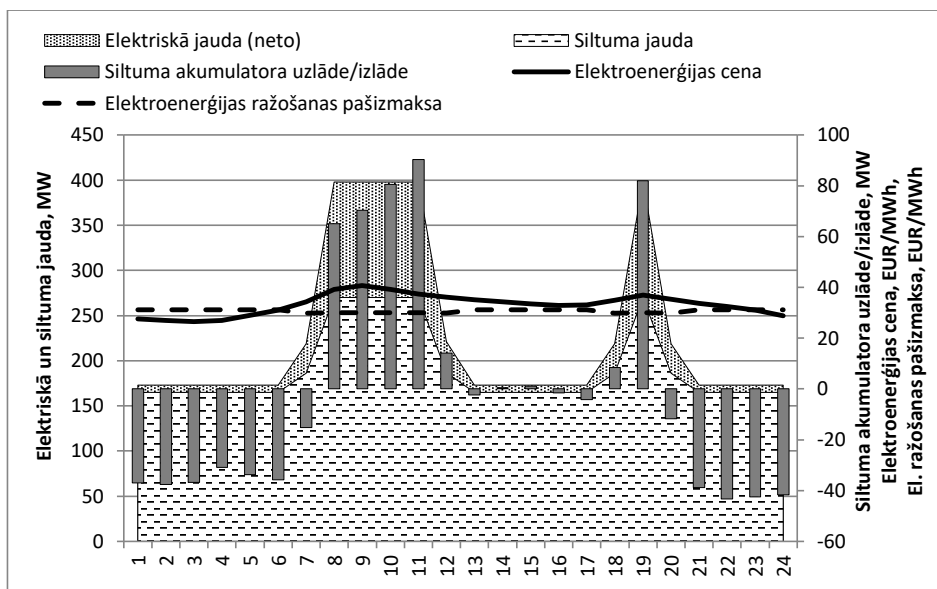
### **8.3. Metodoloģijas praktiskais lietojums**

Latvijai nav pieredzes par lielām siltuma akumulācijas sistēmām. Tiek apskatīta 550 MWh (20 000 m<sup>3</sup>) siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšana Rīgas TEC–2.

Tālāk promocijas darba kopsavilkumā divi attēli atspoguļo situāciju pirms (8.1. att.) un pēc (8.2. att.) siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanas. No tiem secināms, ka pēc siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanas: izstrāde jauktajā režīmā aizvietota ar izstrādi koģenerācijas režīmā; palielinās termoelektrocentrāles konkurētspēja, jo samazinās elektroenerģijas ražošanas pašizmaksa; palielinās TEC darba diapazons, kad elektroenerģijas pašizmaksa ir zemāka par elektroenerģijas cenu; palielinās elektroenerģijas izstrāde, kuras realizācija tirgū nodrošina papildu peļņu.



8.1. att. CCGT–2/2 energobloks pirms siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanas (raksturīgā diena atspoguļo situāciju martā).



8.2. att. CCGT–2/2 energobloks pēc siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanas.

Raksturīgās dienas tika “sintezētas”, ievērojot vēsturiskus Rīgas TEC–2 ražošanas datus un jaunu siltuma avotu parādīšanos Rīgas labā krasta siltumapgādes sistēmā. Elektroenerģijas pašizmaksa tika aprēķināta, ievērojot AS “Latvenergo” kārtību K 260 “Termoelektrostacijās saražotās un tīklā nodotās elektroenerģijas, siltumenerģijas un primāro energoresursu īstermiņa plānošanas kārtība”, pieņemot CO<sub>2</sub> cenu 13 €/t un dabasgāzes cenu 21,17 €/MWh.

Ikstundas elektroenerģijas cenas raksturīgajās dienās tiek aprēķinātas, reizinot elektroenerģijas gada cenu (35,60 EUR/MWh 2018. gadā) ar elektroenerģija cenu profiliem<sup>1</sup>, kas atspoguļo ikstundas elektroenerģijas cenu izmaiņu procentos darba dienās.

Informācija par aprēķināto akumulēto siltumenerģijas daudzums, CO<sub>2</sub> ietaupījumu un papildu ieguvumu no siltuma akumulācijas sistēmas uzstādīšanas Rīgas TEC–2 apkopota 8.1. tabulā.

8.1. tabula

Siltuma akumulācijas sistēmas parametru apkopojums\*

Mēnesis	Akumulētais siltumenerģijas daudzums, MWh/24h	Papildu ienākumi, €/24h	CO <sub>2</sub> emisijas, t/24h	Tipisko dienu skaits, gab.	Akumulētā siltumenerģija, MWh/mēnesī	Papildu ieguvumi, €/mēnesī	CO <sub>2</sub> emisijas, t/mēnesī
Janvāris	365	8171	51	28	10 222	228 796	1421
Februāris	347	8893	48	24	8328	213 432	1158
Marts	345	13 024	48	12	4140	156 290	576
Aprīlis	550	5892	76	13	7150	76 596	992
Oktobris	540	12 013	75	18	9720	216 240	1 351
Novembris	531	10 938	74	21	11 151	229 691	1 550
Decembris	544	6050	76	28	15 232	169 391	2 118
<b>Gads</b>				<b>144</b>	<b>65 941</b>	<b>1 290 440</b>	<b>9 168</b>

\*Mēneši no maija līdz septembrim tiek izlaisti, jo akumulācijas sistēma netiks izmantota.

Ekonomiskie rādītāji atspoguļoti 8.2. tabulā. Siltuma akumulācijas sistēmas izveidošana Rīgas TEC–2 nav rentabla bez līdzfinansējuma piesaistes.

8.2. tabula

Ekonomisko rādītāju apkopojums

Ekonomiskie parametri	Bez līdzfinansējuma	Ar līdzfinansējumu
Investīcijas*, tūkst. €	12 977,71	8716,73
Līdzfinansējums 30%** tūkst. €	0,00	3409,73
Neto pašreizējā vērtība (NPV <sub>20</sub> )*** tūkst. €	– 1023,37	1995,27
Iekšējā procentuālā atdeve (IRR <sub>20</sub> )***, %	< Diskonta likme	8,74
Atmaksāšanās laiks, gads	> 20	13,89

\* Diskonta likme ir 6,4 %.

\*\* No attiecināmajām izmaksām.

\*\*\* Projekts rēķināts 20 gadiem.

Jūtīguma analīze veikta trim cenu scenārijiem: zems, vidējais un augsts vienlaicīgais dabasgāzes, CO<sub>2</sub> un elektroenerģijas cenu pieaugums.

- Zems cenu pieauguma scenārijs: CO<sub>2</sub> cena 8,40 €/t; dabasgāzes – 23,35 €/MWh; elektroenerģijas cena – 35,51 €/MWh. Ikstundas elektroenerģijas cena noteikta reizinot elektroenerģijas cenu (35,51 €/MWh) ar elektroenerģijas cenu profiliem<sup>1</sup>. Palaišanas izmaksas koriģētas atbilstoši zemu cenu pieauguma scenārijam. Papildu

<sup>1</sup> AS “Latvenergo” dati.

aprēķinātais ieguvums no siltuma akumulācijas uzstādīšanas pie zema cenu pieauguma ir 1240,60 tūkst. € gadā.

- Vidējais cenu pieauguma scenārijs: CO<sub>2</sub> cena 17,70 €/t; dabasgāzes – 25,65 €/MWh; elektroenerģijas cena – 35,77 €/MWh. Ikstundas elektroenerģijas cena noteikta, reizinot elektroenerģijas cenu (35,77 €/MWh) ar elektroenerģijas cenu profiliem<sup>1</sup>. Palaišanas izmaksas koriģētas atbilstoši vidējam cenu pieauguma scenārijam. Papildu aprēķinātais ieguvums no siltuma akumulācijas uzstādīšanas pie vidēja cenu pieauguma ir 994,15 tūkst. € gadā.
- Augsts cenu pieauguma scenārijs: CO<sub>2</sub> cena 29,00 €/t; dabasgāzes – 31,85 €/MWh, elektroenerģijas cena – 37,52 €/MWh. Ikstundas elektroenerģijas cena noteikta, reizinot elektroenerģijas cenu (37,52 €/MWh) ar elektroenerģijas cenu profiliem<sup>1</sup>. Palaišanas izmaksas koriģētas atbilstoši augstam cenu pieauguma scenārijam. Papildu ieguvumi neveidojas augsta cenu scenārija gadījumā, jo aprēķināta elektroenerģijas pašizmaksa ir lielāka par tirgus cenu.

Jutīguma analīzes rezultāti apkopoti 8.3. tabulā.

8.3. tabula

Jutīguma analīzes rezultāti

Cenu pieaugums	Zems cenu pieaugums		Vidējais cenu pieaugums	
	Bez līdzfinansējuma	Ar līdzfinansējumu	Bez līdzfinansējuma	Ar līdzfinansējumu
Līdzfinansējuma pieejamība				
Atmaksāšanās periods, gads	> 20	14,90	> 20	> 20
NPV <sub>20</sub> , tūkst. €	- 1480,68	1537,95	- 3742,16	- 723,52
IRR <sub>20</sub> , %	4,43	8,13	1,77	4,93

Vienlaicīgajiem CO<sub>2</sub> cenas, dabasgāzes un elektroenerģijas cenu pieaugumiem ir negatīvs efekts uz siltuma akumulācijas sistēmu uzstādīšanu termoelektrocentrālē, jo palielinās elektroenerģijas ražošanas pašizmaksa virs tirgus cenas pie pieņemtām cenu pieaugumu prognozēm.

## SECINĀJUMI

1. Promocijas darba hipotēze ir patiesa: ir nepieciešams un iespējams uzlabot fosilā kurināmā termoelektrocentrāļu elastīgumu un efektivitāti, lai sasniegtu cikliskās darbības mērķus (pielāgojumu elektroenerģijas cenu izmaiņām un mainīgās ģenerācijas integrācija enerģijas ražošanas procesā) un ieguvumus (efektīvs, peļņu nesošs, konkurētspējīgs termoelektrocentrāles darbs un energoapgādes drošums), kas mainās atkarībā no reģiona ģeogrāfiska izvietojuma, situācijas energosistēmā un tās ekonomikā.
2. Literatūras analīze parāda, ka termoelektrostaciju elastīgumu var palielināt projektēšanas vai ekspluatācijas stadijā. Pieejamie pasākumi ekspluatācijas stadijā iedalīti piecās grupās: iekārtu modernizācija; akumulēšanas lietošana; darbības režīmu optimizācija; jauni

uzstādījumi; konkurētspējas un vadības palielinājums. Pasākumi atšķiras pēc sarežģītības pakāpes, investīciju lieluma, nepieciešamā ieviešanas laika, izmantotajiem resursiem u. c., bet tie ir apvienoti ar vienu mērķi – palielināt termoelektrocetrāļu efektivitāti un elastīgumu.

3. Izstrādātais pārejas režīmu matemātiskais apraksts nosaka pārejas režīmu parametrus un cikliskas darbības vājas vietas, pamatojoties uz tiem, var spriest par nepieciešamajiem pasākumiem elastīguma palielināšanai. Aprobētais pārejas režīmu matemātiskais apraksts Rīgas TEC–2 piemērā atspoguļoja, ka ievērojami jāuzlabo termoelektrocetrāles palaišanas laiks (it īpaši aukstā palaišana).
4. *EM&OM* pieeja nodrošina papildu elektroenerģijas ražošanu un cikliskās darbības negatīvas ietekmes samazinājumu uz iekārtu tehnisko resursu (ciklu skaita samazinājums un mazāk kaitīgās palaišanas). To var pielāgot dažādiem termoelektrocetrāļu un elektroenerģija tirgus veidiem, tikai jāievēro tehnoloģiju raksturlielnes un tirgus darbības principi un jāveic papildu aprēķini. *EM&OM* pieejas izmantošana konkrētās dienas tirgū ir izmaksu ziņā efektīva, ja ģenerācijas portfeli veido dažādas iekārtas.
5. Izstrādātais vispārīgais algoritms tehnoloģiju tehniski ekonomiskajam pamatojumam, tika adaptēts trim tehnoloģijām:
  - gaisa dzesēšana nodrošina papildu elektroenerģijas ražošanu, kad elektroenerģijas cena ir augsta un termoelektrocetrāle darbināta ar maksimālo jaudu. Papildu saražotās elektroenerģijas realizācijas tirgū nodrošina papildu ieguvumus, ko var novirzīt saražotās enerģijas cenu optimizācijai. Arī termoelektrocetrāles efektivitāte ir palielināta, jo mazāk kurināmā tiek izmantots, lai saražotu vairāk elektroenerģijas;
  - elektrisko katlu var izmantot, lai samazinātu termoelektrostacijas ražošanas izmaksas un palielinātu tās konkurētspēju, kad elektroenerģijas cena ir zema un ja ar elektrisko katlu patērētās elektroenerģijas cena ir vienāda ar elektroenerģijas cenu tirgū. Savukārt tehnoloģijas ekonomiskais pamatojums ir atkarīgs no virknes parametru: elektroenerģijas, kurināmā un CO<sub>2</sub> kvotas cenas, pavadīto stundu skaita darbā, elektriskā katla izmēra u. c.;
  - siltuma akumulators atdala siltumenerģijas ražošanu no elektroenerģijas ražošanas, palielinot termoelektrocetrāles elastīgumu. Situācija raksturīgajā dienā nosaka energoavota ieguvumus: papildu saražotās elektroenerģijas realizācija tirgū vai/un termoelektrostacijas efektivitātes palielinājums (kurināmā ekonomija un CO<sub>2</sub> emisiju samazinājums).

## KOPSAVILKUMĀ IZMANTOTĀ LITERATŪRA

1. Raezaie, B., Rosen, M. District heating and cooling: review of technology and potential enhancements. *Applied Energy*. 2012, vol. 93, pp. 2–10, ISSN: 03062619, doi: 10.1016/j.apenergy.2011.04.020.
2. Lund, H., Andersen, A. N. Optimal designs of small CHP plants in a market with fluctuating electricity prices. *Energy Conversion and Management*. 2005, vol. 46 (6), pp. 893–904, ISSN: 01968904, doi: 10.1016/j.enconman.2004.06.007.

3. International Energy Agency. *Combined heat and power. Evaluating the benefits of greater global investment* [Online]. France: IEA, 2008 [Accessed 18 March 2018]. Available: [https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp\\_report.pdf](https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/chp_report.pdf).
4. Linkevičs, O., Ivanova, P., Balodis, M. Electricity Market Liberalisation and Flexibility of Conventional Generation to Balance Intermittent Renewable Energy – Is It Possible to Stay Competitive?. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*. 2016, vol. 53, No. 6, pp. 47–56, ISSN 0868-8257, doi: 10.1515/lpts-2016-0043.
5. Benato, P., Bracco, S., Stoppato, A., Mirandola, A. Dynamic simulation of combined cycle power plant cycling in the electricity market. *Energy Conversion and Management*. 2016, vol. 107, pp. 76–85, ISSN: 01968904, doi: 10.1016/j.enconman.2015.07.050.
6. Zapata, R. J., Bruninx, K., Poncelet, K., Dhaeseleer, W. Bidding strategies for virtual power plants considering CHPs and intermittent renewables. *Energy Conversion and Management*. 2015, vol. 103, pp. 408–418, ISSN: 01968904, doi: 10.1016/j.enconman.2015.06.075.
7. Bergh, K., Delarue, E. Cycling of conventional power plants: Technical limits and actual costs. *Energy Conversions and Management*. 2015, vol. 97, pp. 70–77, ISSN: 01968904, doi: 10.1016/j.enconman.2015.03.026.
8. Ludge, S. *The value of flexibility for fossil – fired power plants under the conditions of the Strommarkt 2.0* [Online]. Germany: VGB Powertech, 2017. [Accessed 7 May 2017]. Available: [https://www.vgb.org/vgbmultimedia/PT201703LUEDGE.pdf?bcsi\\_scan\\_67329b40c719e71c=akauSFKppi84mowqPR0HEO/NAc5KAAAA3R8OtQ==&bcsi\\_scan\\_filename=PT201703LUEDGE.pdf](https://www.vgb.org/vgbmultimedia/PT201703LUEDGE.pdf?bcsi_scan_67329b40c719e71c=akauSFKppi84mowqPR0HEO/NAc5KAAAA3R8OtQ==&bcsi_scan_filename=PT201703LUEDGE.pdf).
9. Honkasalo, N. *Future role for thermal generation* [Online]. Power Engineering International, 2015. [Accessed 4 September 2016]. Available from: <http://www.powerengineeringint.com/articles/print/volume-23/issue-5/opinion/the-future-role-for-thermal-generation.html>.
10. Lund, H., Andersen, A., Ostergaard, P., Mathiesen B., Connolly D. From electricity smart grids to smart energy systems – A market operation based approach and understanding. *Energy*. 2012, vol. 42, pp. 96–102, ISSN: 03605442, doi: 10.1016/j.energy.2012.04.003.
11. Ivanova, P., Sauhats, A., Linkevics, O., Balodis, M. Combined Heat and Power Plants Towards Efficient and Flexible Operation. In: *2016 IEEE 16<sup>th</sup> International Conference on Environmental and Electrical Engineering (EEEIC)*, Italy, Florence, 7-10 June, 2016. Piscataway, NJ: IEEE, 2016, pp. 230–235, ISBN 978-1-5090-2319-6, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555874.
12. Beer, P., Huber, M., Mauch, W. *Flexibility operation of cogeneration plants – chances for the integration of renewable* [Online]. Germany: FfE, 2010 [Accessed 18 March 2018]. Available: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1210549/813789.pdf>.
13. Troy, Niamh. *Generator Cycling due to High Penetrations of Wind Power*. Thesis. Dublin: Ireland’s Global University, 2011, 188 p.
14. Balodis, M., Skribans, V., Ivanova, P. Development of a System Dynamics Model for Evaluation of the Impact of Integration of Renewable Energy Sources on the Operational

- Efficiency of Energy Supply Facilities: Theoretical Background. *Economics and Business*. 2016, vol. 28, pp. 4–12, ISSN: 2256-0394, doi: 10.1515/eb-2016-0001.
15. Troy, N., Flynn, D., Milligan, M., O'Malley, M. Unit commitment with dynamic cycling costs. *IEEE transactions on power system*. 2012, vol. 27 (4), pp. 2196–2205, ISSN: 08858950, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2192141.
  16. Kuņickis, M., Balodis, M., Linkevičs, O., Ivanova, P. Flexibility options of Riga CHP-2 plant operation under conditions of open electricity market. In: *2015 IEEE 5<sup>th</sup> International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)*, Latvia, Riga, 11-13 May, 2015. Riga: Riga Technical University, 2015, pp. 548–553, ISBN 978-1-4799-9978-1, doi:10.1109/PowerEng.2015.7266375.
  17. International Energy Agency. *Energy Technology perspectives 2014. Harnessing Electricity's potential*. IEA, 2014, 380 p., ISBN: 9789264208018.
  18. Tica, A., Gueguen, H., Dumur, D., Faille, D., Davelaar, F. *Start-up of combined cycle power plants* [Online]. 2011, [Accessed 18 March 2018]. Available: [http://www.ict-hd-mpc.eu/ifac\\_ws/ifac\\_Gueguen\\_et\\_al.pdf](http://www.ict-hd-mpc.eu/ifac_ws/ifac_Gueguen_et_al.pdf).
  19. Kehlhofer, R., Hannemann, F., Stirnimann, F., Rukes, B. *Combined-cycle gas and steam turbine power plants*. 3<sup>rd</sup> edition. US: PennWell, 2009, 434 p., ISBN: 0-87814-736-5.
  20. Balodis, M., Krickis, O., Ivanova, P. N-ERGIE siltuma akumulācijas realizācija Nirnbergas centralizētajā siltumapgādē. *Enerģija un Pasaule*. 2016, Nr. 3, 40.–44. lpp., ISSN 1407-5911.
  21. Lefton, S. A., Hilleman, D. *Make your plant ready for cycling operation* [Online]. US: PE, 2011 [Accessed 27 August 2016]. Available: <http://www.powermag.com/make-your-plant-ready-for-cycling-operations/?pagenum=2>.
  22. Dolgicers, A., Guseva, S., Sauhats, A., Linkevičs, O., Mahnitko, A., Zicmane, I. Market and Environmental Dispatch of Combined Cycle CHP Plant. In: *Thesis of the IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Romania, Bucharest, 28 Jun–2 Jul., 2009. Bucharest: IEEE Bucharest Power Tech Conference, 2009, pp. 1–6, ISBN 9781424422340, e-ISBN 9781424422357, doi:10.1109/PTC.2009.5281903.
  23. Keatley, P., Shibli, A., Hewitt, N. J. Estimating power plant start costs in cycling operation. *Applied Energy*. 2013, vol. 111, pp. 550–557, ISSN: 03062619, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.05.033.
  24. Ivanova, P., Sauhats, A., Linkevics, O. Towards Optimization of Combined Cycle Power Plants' Start-ups and Shut-down. In: *2016 57<sup>th</sup> International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2016): Proceedings*, Latvia, Riga, 13-14 October, 2016. Piscataway: IEEE, 2016, pp. 23–28, ISBN 978-1-5090-3732-2, e-ISBN 978-1-5090-3731-5, doi:10.1109/RTUCON.2016.7763081.
  25. Wood, A., Wollenberg, B., Sheble, G. *Power generation, operation and control*. 3<sup>rd</sup> edition. US: Wiley, 2014, 632 p., ISBN:978-0-471-79055-6.
  26. Huber, M., Silbernagl, M. Modelling start-up times in unit commitment by limiting temperature increase and heating. In: *2015 12<sup>th</sup> international conference on the European*



- Energy Market (EEM)*, Portugal, Lisbon, 19–22 May, 2015. Piscataway, NJ: IEEE, 2015, pp.1–5, eISBN: 978-1-4673-6692-2, doi: 10.1109/EEM.2015.7216755.
27. Meinecke, G. *The future role of fossil power generation* [Online]. Germany: Siemens, 2011 [Accessed 4 February 2018]. Available: <https://www.energy.siemens.com/us/pool/hq/energy-topics/technical-papers/The%20Future%20Role%20of%20Fossil%20Power%20Generation.pdf>
  28. Emberger, H., Schmid, E., Gobrecht, E. *Fast Cycling Capability for New Plants and Upgrade Opportunities* [Online]. Germany: Siemens AG Power Generation, 2005 [Accessed 18 March 2018]. Available: [https://www.energy.siemens.com/mx/pool/hq/energy-topics/pdfs/en/combined-cycle-power-plants/4\\_Fast\\_Cycling\\_Capability.pdf](https://www.energy.siemens.com/mx/pool/hq/energy-topics/pdfs/en/combined-cycle-power-plants/4_Fast_Cycling_Capability.pdf)
  29. Henkel, N., Schmid, E., Gobrecht, E. *Operational flexibility enhancements of combined cycle power plants* [Online]. Germany: Siemens, 2008 [Accessed 18 March 2018]. Available: <https://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/energy-topics/pdfs/en/combined-cycle-power-plants/OperationalFlexibilityEnhancementsofCombinedCyclePowerPlants.pdf>
  30. Ivanova, P., Grebešs, E., Mutule, A., Linkevičs, O. An approach to optimize the cycling operation of conventional combined heat and power plants. *Energetika*. 2017, 63 (4), pp. 127–140, ISSN: 0235-7208, eISSN: 1822-8836, doi:10.6001/energetika.v63i4.3621.
  31. Ivanova, P., Sauhats, A., Linkevičs, O. Cost – Benefit Analysis of Electric Boiler at Combined Heat and Power Plants. In: *2017 IEEE 58<sup>th</sup> International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON): Proceedings*, Latvia, Riga, 12-13 October, 2017. Piscataway: IEEE, 2017, pp. 1–6, ISBN 978-1-5386-3847-7, e-ISBN 978-1-5386-3846-0, doi:10.1109/RTUCON.2017.8124747.
  32. The materials of P.-J. Stockmans and O. Peter presentation about start-ups benchmarking and flexibility improvements levers (*JSC Latvenergo internal material*).
  33. Kuņickis, M., Balodis, M., Sarma, U., Cers A., Linkevičs O. Efficient Use of Cogeneration and Fuel Diversification. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*. 2015, vol. 52 (6), pp. 38–48, ISSN: 0868-8257, doi:10.1515/LPTS-2015-0034.
  34. Ivanova, P., Linkevičs, O., Sauhats, A. Mathematical Description of Combined Cycle Gas Turbine Power Plants' Transient Modes. In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe: Conference Proceedings*, Italy, Milan, 6–9 June, 2017. Piscataway: IEEE, 2017, pp. 61–66, ISBN 978-1-5386-3918-4, e-ISBN 978-1-5386-3917-7, doi:10.1109/EEEIC.2017.7977405.
  35. Ivanova, P., Grebešs, E., Linkevičs, O. Optimisation of combined cycle gas turbine power plant in intraday market: Riga CHP-2 example. *Latvian journal of physics and technical sciences*. 2018, vol. 55 (1), pp. 15–21, ISSN: 0868-8257, doi:10.2478/lpts-2018-0002.
  36. Žīgurs, A., Kuņickis, M., Linkevičs, O., Stuklis, I., Ivanova, P., Balodis, M. Evaluation of Exhaust Gas Condensing Economizer Installation at Riga CHP Plants. In: *Proceedings of REHVA Annual Conference 2015*, Latvia, Riga, 6–9 May, 2015. Riga: RTU Press, 2015, pp. 149–154, ISBN 978-9934-10-685-9, e-ISBN 978-9934-10-717-7,

doi: 10.7250/rehvaconf.2015.021.

37. CFLA. 4.3.1. *Veicināt energoefektivitāti un vietējo AER izmantošanu centralizētajā siltumapgādē, 2.kārta* [Tiešsaiste]. Rīga: CFLA, 2017 [Skatīts 2018. g. 23. augustā]. Pieejams: <https://cfla.gov.lv/lv/es-fondi-2014-2020/izsludinatas-atlases/4-3-1-k-2>.
38. AS “Latvenergo”. *Siltuma akumulācijas sistēmas izveidošana AS “Latvenergo” ražotnē TEC-2* [Tiešsaiste]. Rīga: AS Latvenergo, 2018 [Skatīts 2018. g. 23. augustā]. Pieejams: [https://www.latvenergo.lv/lat/iepirkumi\\_konkursi\\_piedavajumi/iepirkumi/iepirkumu\\_proc\\_eduras/IPR-55985--siltuma-akumulācijas-sistēmas-izveidosana-as-latvenergo-razotne-tec-2](https://www.latvenergo.lv/lat/iepirkumi_konkursi_piedavajumi/iepirkumi/iepirkumu_proc_eduras/IPR-55985--siltuma-akumulācijas-sistēmas-izveidosana-as-latvenergo-razotne-tec-2).
39. Farzaneh-Gord, M., Deymi-Dashtebayaz, M. Effect on various inlet air cooling methods on gas turbine performance. *Energy*. 2011, vol. 36 (2), pp. 1196–1205, ISSN: 03605442, doi: 10.1016/j.energy.2010.11.027.
40. Paula, A., Santos, P., Andrade, C. Analysis of Gas turbine performance with air cooling techniques applied to Brazilian sites. *Journal of aerospace technology management*. 2012, vol. 4 (3), pp. 341–353, ISSN 1984-9648, doi: org/10.5028/jatm.2012.04032012.
41. Ibrahim, T., Rahman, M., Abdalla, A. Improvement of gas turbine performance based on inlet air cooling system: A technical review. *International Journal of Physical Science*. 2011, vol. 6 (4), pp. 620–627, ISSN: 19921950.
42. Omidvar, B. *Gas turbine inlet air cooling system* [Online], [Accessed 18 March 2018]. Available from: [http://www.albadronline.com/oldsite/books/49\\_GasTurbineInlet.pdf](http://www.albadronline.com/oldsite/books/49_GasTurbineInlet.pdf).
43. Paula, A., Santos, P., Andrade, C., Zaparelli, E. Comparison of different gas turbine inlet air cooling methods. *International Journal of aerospace and mechanical engineering*. 2012, vol. 6 (1), pp. 1–6, doi: 10.5281/zenodo.1057710.
44. Yazdi, M. R. M., Aliehyaei, M., Rosen, M. A. Exergy, Economic and Environmental Analyses of Gas Turbine Inlet Air Cooling with a Heat Pump Using a Novel System Configuration. *Sustainability*. 2015, vol. 7 (10), pp. 14259–14286, ISSN: 20711050, doi: 10.3390/su71014259.
45. Al-Ibrahim, A., Varnham, A. A review of inlet air-cooling technologies for enhancing the performance of combustion turbine in Saudi Arabia. *Applied thermal engineering*. 2010, vol. 30 (14–15), pp. 1879–1888, ISSN: 13594311, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2010.04.025.
46. Dawoud, B., Zurigat, Y., Bortman, J. Thermodynamic assessment of power requirements and impact of gas – turbine inlet air cooling techniques at two different locations in Oman. *Applied thermal engineering*. 2005, vol. 25, pp. 1579–1598, ISSN: 13594311, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2004.11.007.
47. Хамид Хамза, Хамза Насир. *Оптимизация впрыска воды в тракт проточной части газотурбинной установки, работающий в условиях Ирака*. Диссертация. Новочеркасск: Южно-Российский государственный политехнический университет имени М. И. Платова, 2015, 152 стр.
48. Ivanova, P., Linkevics, O., Sauhats, A. Cost – Benefit Analysis of CHP Plants Taking into Account Air Cooling Technologies. In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial*

- Power Systems Europe: Conference Proceedings*, Italy, Milan, 6–9 June, 2017. Piscataway: IEEE, 2017, pp. 55–60, ISBN 978-1-5386-3916-0, doi:10.1109/EEEIC.2017.7977404.
49. Spannani, R., Ebrahimi, S. H., Ziaeimoghadem, H. R. Efficiency improvement methods of gas turbine. *Energy and environmental Engineering*. 2013, vol. 1 (2), pp. 36–54, doi: 10.13189/eee.2013.010202.
  50. Centrālās statistikas pārvaldes datubāze. *Dati par Latvijas klimatiskiem apstākļiem* [Tiešsaiste], [Skatīts 2016. g. 17. jūlijā]. Pieejams: [http://data.csb.gov.lv/pxweb/lv/visp/visp\\_\\_isterm\\_\\_geogr/?tablelist=true&rxid=cdbc978c-22b0-416a-aacc-aa650d3e2ce0](http://data.csb.gov.lv/pxweb/lv/visp/visp__isterm__geogr/?tablelist=true&rxid=cdbc978c-22b0-416a-aacc-aa650d3e2ce0).
  51. Werner, S. International review of district heating and cooling. *Energy*. 2017, vol. 137, pp. 617–631, ISSN: 0360-5442, doi: 10.1016/j.energy.2017.04.045.
  52. K. Skytte, O. J. Olsen. Regulatory Barriers for flexible coupling of the Nordic power and district heating markets. In: *2016 13<sup>th</sup> International conference on the European energy market (EEM): Conference Proceedings*, Portugal, Porto, 6–9 June, 2016. Piscataway: IEEE, 2016, pp. 1–5, ISBN 978-1-5090-1297-8, doi: 10.1109/EEM.2016.7521319.
  53. Gronnegaard Nielsen, Maria. *Probabilistic forecasting and optimization in CHP systems*. Master Thesis. Denmark: Technical University of Denmark, 2014. 124 pp.
  54. Tromborg, E., Havskjold, M., Bolkesjo, T. F., Kirkerund, J., Tveten, A. G. Flexible use of electricity in heat-only district heating plants. *International Journal of sustainable energy planning and management*. 2017, vol. 12, pp. 29–46, doi: 10.5278/ijsepm.2017.12.4.
  55. Bottger, D., Gotz, M., Lehr, N., Kondziella, H., Bruckner, T. Potential of the Power-to-heat technology in district heating grids in Germany. *Energy Procedia*. 2014, vol. 46, pp. 246-253, ISSN: 1876-6102, doi: 10.1016/j.egypro.2014.01.179.
  56. Sneum, D. M., Sandberg, E., Koduvere, H., Olsen, O., Blumberga, D. Policy incentives for flexible district heating in the Baltic countries. *Utilities Policy*. 2018, vol. 51, pp. 61–72, ISSN: 0957-1787, doi: 10.1016/j.jup.2018.02.001.
  57. Sneum, D. M., Sandberg, E., Soysal, E. R., Skytte, K., Olesen, O. J. Framework conditions for flexibility in the district heating electricity interface. *Flex4RES*. 2016, pp. 1–62, ISBN: 978-87-93458-42-0.
  58. Elektrum. *What makes-up an electricity price* [Online], [Accessed 26 May 2018]. Available: <https://www.elektrum.lv/en/for-home/for-customers/about-market/what-makes-up-an-electricity-price/>.
  59. Ivanova, P., Sauhats, A., Linkevičs, O. District heating technologies: is it chance for CHP plants in variable and competitive operation conditions?. *IEEE Transactions on Industry Application*, 2018. ISSN 0093-9994, e-ISSN 1939-9367, doi:10.1109/TIA.2018.2866475 (In press).
  60. Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija. *Informācija par siltumenerģijas tarifu* [Tiešsaiste]. Rīga: SPRK, [Skatīts 2017. g. 5. februārī]. Pieejams: <https://www.sprk.gov.lv/lapas/Biezak-uzdotie-jautajumi47>.
  61. Linkevičs, O., Cers, A., Jaundālders, S., Ivanova, P. Possibility of Thermal Energy Storage System Implementation at CHP Plant. In: *Proceedings of 12<sup>th</sup> International*

*Conference on the European Energy Market*, Portugal, Lisbon, 19–22 May, 2015. Piscataway, NJ: IEEE, 2015, pp. 1–5, eISSN: 2165-4093, ISSN: 2165-4077, doi:10.1109/EEM.2015.7216640.

62. Stuklis, I., Linkevičs, O., Ivanova, P. Ārziemju pieredze siltuma akumulācijas sistēmas izveidei Rīgā. *Enerģija un Pasaule*. 2016, Nr. 6, 44.–49. lpp., ISSN 1407-5911.
63. Ivanova, P., Linkevičs, O., Cers, A. The Evaluation of Feasibility of Thermal Energy Storage System at Riga TPP-2. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*. 2015, vol. 52 (6), pp. 22–37, ISSN 0868-8257, doi: 10.1515/lpts-2015-0033.
64. Rīgas enerģētikas aģentūra. *AS "Rīgas siltums" organizē ceturto gadskārtējo zinātnisko konferenci* [Tiešsaiste]. Rīga: REA, 2016 [Skatīts 2018. g. 12. martā]. Pieejams: <http://www.rea.riga.lv/jaunumi/aktualitasu-arhivs?id=1017>.



**Polina Ivanova** ir dzimusi 1989. gadā Daugavpilī. Rīgas Tehniskā universitātē ieguvusi bakalaura grādu vides zinātnē 2012. gadā un profesionālo maģistra grādu un inženiera kvalifikāciju siltumenerģētikā un siltumtehnikā 2015. gadā. No 2013. gada strādā par plānošanas inženieri AS Latvenergo attīstības daļā.