



RĪGAS TEHNISKĀ
UNIVERSITĀTE

Romāns Oļekšijs

KOMBINĒTĀ CIKLA ENERGOBLOKU ELEKTRISKO IEKĀRTU MODERNIZĀCIJA DARBĪBAS PIELĀGOŠANAI MŪSDIENU ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS PRASĪBĀM

Promocijas darba kopsavilkums



RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Elektrotehnikas un vides inženierzinātņu fakultāte

Enerģētikas institūts

Romāns Oļekšijs

Doktora studiju programmas “Enerģētika” doktorants

**KOMBINĒTĀ CIKLA ENERGOBLOKU
ELEKTRISKO IEKĀRTU MODERNIZĀCIJA
DARBĪBAS PIELĀGOŠANAI MŪSDIENU
ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS PRASĪBĀM**

Promocijas darba kopsavilkums

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

RTU Izdevniecība
Rīga 2020

Oļekšijs, R. Kombinētā cikla energobloku elektrisko iekārtu modernizācija darbības pielāgošanai mūsdienu elektroenerģijas tirgus prasībām. Rīga: 2020. 48 lpp.

Iespiests saskaņā ar promocijas padomes “RTU P-05” 2020. gada 5. maija lēmumu Nr. 69/20.

Šis darbs izstrādāts ar Latvijas Zinātnes padomes projekta *Management and Operation of an Intelligent Power System (I-POWER)*, Nr. Izp-2018/1-0066 un Latvijas Republikas Ekonomikas ministrijas projekta “*Future-proof development of the Latvian power system in an integrated Europe (FutureProof)*”, Nr. VPP-EM-INFRA-2018/1-0005, atbalstu.

ISBN 978-9934-22-451-5 (print)

ISBN 978-9934-22-452-2 (pdf)

PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS ZINĀTNES DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ

Promocijas darbs zinātnes doktora grāda (*Ph. D.*) iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2020. gada 29. jūnijā plkst. 11.30 Rīgas Tehniskās universitātes Elektrotehnikas un vides inženierzinātņu fakultātē, Āzenes ielā 12 k-1, 306. auditorijā.

OFICIĀLIE RECENZENTI

Vadošā pētniece *Dr. sc. ing. Lūbova Petričenko*,
Rīgas Tehniskā universitāte, Latvija

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

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

APSTIPRINĀJUMS

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

Romāns Oļekšijs (paraksts)

Datums:

Promocijas darbs ir uzrakstīts angļu valodā, tajā ir septiņas nodaļas, secinājumi, literatūras saraksts, 59 attēli, 33 tabulas, kopā 135 lappuses. Literatūras sarakstā ir 139 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	7
1.5. Zinātniskā novitāte	7
1.6. Praktiskais lietojums.....	8
1.7. Promocijas darba apjoms un struktūra	8
1.8. Zinātniskais darbs.....	9
2. IZAICINĀJUMI SAISTĪBĀ AR CCGT ELEKTROIEKĀRTAM	12
2.1. Cikliskas darbības iedarbība uz elektroiekārtu.....	12
2.2. Pārvades tīkla attīstība un palīgpakalpojumi.....	14
2.3. Pašpatēriņa optimizācija	14
3. KOGENERĀCIJAS ELEKTROSTACIJU ELEKTROIEKĀRTU DROŠUMS	15
3.1. Izstrādātais risinājums incidentu biežuma un nepieejamības noteikšanai.....	15
3.2. Incidentu un nepieejamības izmaksas	19
4. JAUNĀS PRASĪBAS ĢENERATORIEM	21
4.1. Iespējamie risinājumi esošām iekārtām, lai atbilstu jaunajām sprieguma regulēšanas un reaktīvās jaudas prasībām.....	21
4.2. Frekvences diapazoni un slodzes uzņemšanas ātruma izaicinājumi esošajām iekārtām, kā arī iespējamie risinājumi.....	22
5. PALĪGPAKALPOJUMU SNIEGŠANA	24
5.1. Reaktīvās jaudas kontrole.....	24
5.2. Inerces nodrošināšana.....	25
5.3. Frekvences ierobežošanas rezerves	26
6. CCGT PAŠPATĒRIŅA MODERNIZĀCIJA	28
6.1. PV ģenerācija pašpatēriņa vajadzībām	28
6.2. Lieljaudas elektroenerģijas uzkrājēju izmantošana pašpatēriņā.....	32
7. ATTEIČU UN PALĪGPAKALPOJUMU IETEKME UZ CCGT DARBĪBAS STRATĒGIJU	36
7.1. Ciklu skaita samazināšana un peļņas maksimizēšanas algoritmi	37
SECINĀJUMI.....	42
KOPSAVILKUMĀ IZMANTOTĀ LITERATŪRA	43

1. IEVADS

1.1. Promocijas darba aktualitāte

Kombinētā cikla elektrostacijas (*CCGT*) Latvijā līdz 2014. gadam, kad Latvija pievienojās *Nordpool* elektroenerģijas biržas tirgum, darbojās bāzes slodzes režīmā. Tirgus principu maiņa radīja elektrostaciju darbības cikliskumu, kas ir raksturīgs visiem atvērtajiem elektroenerģijas tirgiem. Eiropas Savienība īsteno lielus uzlabojumus energoefektivitātē un atjaunojamās enerģijas izmantošanā, un tas nepastāvīgas saules un vēja ģenerācijas dēļ rada vēl biežākas režīmu maiņas *CCGT* darbībā [1], [2], [45].

Cikliska darbība visnegatīvāk ietekmē elektrostaciju iekārtas par spīti daudzajiem uzlabojumiem, lai pielāgotu *CCGT* cikliskam darba režīmam. Problēmas ar termisko nogurumu siltuma atgūšanas tvaika ģeneratoros (*HRSG*) un tvaika turbīnās ir labi zināmas un pētītas gadu desmitiem [5]–[7]. Mazāka uzmanība tiek pievērsta elektrostaciju galvenajām elektroiekārtām, kas arī var ciest no cikliskas darbības režīma [8], [9].

Eiropas Komisija implementē 2016. gada 14. aprīļa Regulu (ES) 2016/631, kas paredz izveidot tīkla kodeksa prasības ģeneratoru pieslēgšanai elektrotīklam (*RfG*), kas ir labs piemērs sapratnei par nākotnes izaicinājumiem. *RfG* izvirza augstas prasības visiem tradicionālajiem un atjaunojamās enerģijas ģeneratoriem, jo elektrotīkls kļūst vājāks tirgus attiecību, nepastāvīgas ģenerācijas augošā īpatsvara, augstsprieguma līdzstrāvas savienojumu un reģionālās ģenerācijas nesabalansētības dēļ [4], [23], [67].

Baltijas valstis gatavojas sinhronizācijai ar kontinentālās Eiropas elektrotīklu (*CEN*), kas rada lielu varbūtību *RfG* piemērošanai esošajiem ģeneratoriem. Dažos gadījumos ir jāveic papildu modernizācija, kas prasa ieguldījumus ģeneratoros. Sinhronizācija ar *CEN* radīs izmaiņas palīgpakalpojumu sniegšanas sistēmā. Frekvences primārās un sekundārās kontroles pakalpojumi, sprieguma kontroles un inerces nodrošināšanas pakalpojumi varētu tikt balstīti tirgus principos un izraisīt izmaiņas elektrostaciju darbības režīmā [22], [53].

Atjaunojamā enerģija var palīdzēt optimizēt elektrostacijas pašpatēriņu, samazinot elektrostacijas ekspluatācijas izmaksas. Vēl vairāk iespējas tiek radītas, izmantojot lieljaudas elektroenerģijas uzkrājošās sistēmas (*BESS*), kas var ļaut samazināt pašpatēriņa izmaksas, kā arī sniegt palīgpakalpojumus [28], [30], [43], [74].

Papildu ieguvumu izmantošana no palīgpakalpojumu sniegšanas un pašpatēriņa izmaksu samazināšanas var ļaut *CCGT* virzīties uz stabilākiem darbības režīmiem, kas ļautu samazināt kopējās ekspluatācijas izmaksas vai gūt lielākus ienākumus.

Šajā promocijas darbā pētīti šādi jautājumi un izaicinājumi:

- tika analizēta cikliskas darbības ietekme uz elektrostacijas galvenajām elektroiekārtām; balstoties uz pieejamo galvenās elektriskās sistēmas tehnoloģisko traucējumu statistiku termoelektrostacijās (*TEC*), tika iegūtas empīriskās formulas, lai novērtētu *CCGT* dažādu darba režīmu ietekmi, tika novērtētas atteižu un neplānotas nepieejamības radītās izmaksas; visu iepriekšminēto var izmantot risku novērtēšanai;
- tika aprakstīti iespējamie esošo elektrostaciju modernizācijas veidi, lai izpildītu *RfG* prasības un sniegtu papildu palīgpakalpojumus; tika analizētas *CCGT* un ietaišu, kas

pieslēgtas pārvades sistēmas operatoram (PSO), iespējamo palīgpakalpojumu sniegšanas izmaksas;

- tika veikta saules ģenerācijas datu vākšana no eksperimentālas iekārtas un izstrādāta detalizētas analīzes metodoloģija par fotoelektrisko elementu (*PV*) sistēmas rentabilitāti *CCGT* pašpatēriņa sistēmā; metodoloģija tika testēta, ņemot vērā vēsturiskus datus, kas sniedz būtisku informāciju ekonomiskiem aprēķiniem;
- *PV* sistēmas rentabilitātes noteikšanas metodoloģija tika uzlabota, papildinot to ar *BESS* darbības moduli, kas optimizē *BESS* darbību, lai samazinātu pašpatēriņa izmaksas un maksimāli izmantotu saules enerģiju; šis modulis darbojas kā atsevišķa programma un optimizē *BESS* darbību arī stundās, kad *PV* ģenerētā jauda ir niecīga vai tās nav; uzlabotā metodoloģija tika pārbaudīta, ņemot vērā vēsturiskus datus, lai izstrādāto programmu varētu viegli pielāgot darbam ar prognozētiem datiem;
- tika izstrādāta metodoloģija *CCGT* darbības plānošanas uzlabošanai, kas ņem vērā papildu ienākumus no palīgpakalpojumu sniegšanas, un tā tika aprobēta, izmantojot vēsturiskos datus; *CCGT* darbības plānošanas uzlabošanas algoritmu rezultātu apvienošana ar empīriskām formulām atteicu biežuma noteikšanai un to radīto izmaksu aprēķinu ļauj izvēlēties labāko *CCGT* darbības stratēģiju – virzīties uz ienākumu maksimizēšanu vai palaišanas skaita samazināšanu.

Sniegtās analīzes, aprēķini un izstrādātie risinājumi ļauj uzlabot *CCGT* darbības plānošanu un pieņemt lēmumus par nākotnes ieguldījumiem elektrostaciju modernizācijai. Palīgpakalpojumu atlīdzībai varētu būt milzīga ietekme uz *CCGT* nākotnes darbību.

1.2. Promocijas darba hipotēze

Palīgpakalpojumu sniegšana un elektroenerģijas pašpatēriņa izmaksu samazināšana ļauj nodrošināt optimālāku *CCGT* darbību, atteicu biežuma un to radīto papildu izmaksu samazināšanu, kā arī nodrošina papildu peļņu. Lai nodrošinātu palīgpakalpojumu sniegšanu, ir nepieciešama esošo *CCGT* elektroiekārtu modernizācija.

1.3. Promocijas darba mērķis

Šī promocijas darba mērķis ir analizēt cikliskās darbības ietekmi uz *CCGT* galvenajām elektroiekārtām un izstrādāt līdzekļus, lai novērtētu šo ietekmi, kā arī paredzētu izaicinājumus un iespējamās izmaiņas tiesību aktos un tīkla savienojumos. Tas prasa izstrādāt jaunu metodoloģiju palīgpakalpojumu sniegšanas ekonomiskajiem aprēķiniem, lai novērtētu piedāvāto modernizācijas iespēju lietderību. Kā vēl viens svarīgs promocijas darba mērķis ir detalizēta rentabilitātes aprēķina metodoloģijas izstrāde un aprobācija, elektrostacijai pašpatēriņā izmantojot *PV* ģenerāciju un *BESS*. Pamatmērķis ir izmantot izstrādātās metodoloģijas *CCGT* darbības plānošanas uzlabošanas metodoloģijā, kas ļauj izvēlēties atbilstošu darbības stratēģiju.

1.4. Promocijas darba uzdevumi

Lai sasniegtu promocijas darba mērķus, tika definēti šādi uzdevumi:

- izpētīt elektroiekārtu degradācijas procesus un termoelektrostaciju galveno elektroiekārtu atteižu statistiku;
- apzināt galveno elektroiekārtu atteižu biežumu un ar to saistītās izmaksas;
- pārskatīt *RfG* noteiktās prasības un iespējamās tehniskos ierobežojumus esošajām elektrostacijām, kā arī pasākumus to pārvarēšanai;
- analizēt palīgpakalpojumu sniegšanas iespējas un izmaksas no esošām *CCGT*;
- izstrādāt un pārbaudīt metodoloģiju saules ģenerācijas izmantošanas lietderības novērtēšanai *CCGT* pašpatēriņā, ņemot vērā iegūtos datus no eksperimenta uzstādītās *PV* sistēmas;
- izstrādāt un pārbaudīt metodoloģiju *BESS* izmantošanas lietderības novērtēšanai termoelektrostācijas pašpatēriņā;
- izstrādāt metodoloģiju ienākumu, ko nodrošina palīgpakalpojumu sniegšana, maksimizēšanai un samazināt *CCGT* palaišanas/apturēšanas skaitu.

1.5. Zinātniskā novitāte

Tika veikts pētījums par koģenerācijas staciju galveno elektroiekārtu incidentu un bojājumu cēloņiem, kā arī statistiku. Pētījumā izstrādāta jauna aprēķinu metodoloģija, izmantojot empīriskas formulas, lai novērtētu elektrostācijas darbības režīmu ietekmi uz galveno elektroiekārtu atteižu biežumu, kā arī ļauj novērtēt to radītās izmaksas.

Izstrādāta metodoloģija esošo elektrostaciju piedāvāto modernizācijas risinājumu, kas ļauj izpildīt *RfG* prasības, tehniskajai un ekonomiskajai novērtēšanai.

Tika analizēti dažādi *CCGT* palīgpakalpojumu sniegšanas risinājumi un aprēķinātas iespējamās izmaksas sprieguma kontroles, primārās frekvences kontroles un inerces nodrošināšanas sniegšanai.

Izstrādāta un pārbaudīta metodoloģija *PV* ģenerācijas un tās iespējamās izmantošanas novērtēšanai termoelektrostācijas pašpatēriņā, izmantojot Rīgas TEC-2 *PV* sistēmu, kas tika uzstādīta eksperimenta veikšanai, datus. Metodoloģija izmanto *PV* ikstundas ģenerāciju un elektroenerģijas pašpatēriņa apjomus *PV* sistēmas lietderības novērtēšanai termoelektrostacijā.

Šī metodoloģija tika paplašināta, lai optimizētu *BESS* darbību kombinācijā ar *PV* ģenerāciju, kā arī autonomā darbības režīmā, lai nodrošinātu zemākas termoelektrostaciju elektroenerģijas pašpatēriņa izmaksas. Metodoloģija tika pārbaudīta, izmantojot vēsturiskos stundas datus.

Izstrādāta un pārbaudīta *CCGT* darbības plānošanas uzlabošanas metodoloģija, kas balstīta uz papildu ienākumiem, ko nodrošina palīgpakalpojumu sniegšana, izmantojot stundas vēsturiskos datus. Lai novērtētu *CCGT* galveno elektroiekārtu atteižu biežumu un ar to saistītās nepieejamības izmaksas, kas ir saistītas ar darbības plāna izmaiņām, iegūtie aprēķinu rezultāti tika izmantoti iepriekš izstrādātās empīriskās izteiksmēs.

1.6. Praktiskais lietojums

Iegūtās koģenerācijas galveno elektroiekārtu atteižu biežuma noteikšanas empīriskās formulas, kā arī to radīto nepieciešamības izmaksu aprēķinus, var izmantot risku novērtēšanā, sniedzot labāku izpratni par cikliskās darbības sekām kombinētā cikla elektrostacijām.

Piedāvāti risinājumi esošo kombinētā cikla elektrostaciju modernizācijai, lai nodrošinātu atbilstību jaunām tīkla pieslēguma prasībām un iespējamām izmaiņām elektrostaciju darbībā pēc Baltijas energosistēmas sinhronizācijas ar *CEN*, ko var īstenot 2025. gadā. Izstrādātā metodoloģija tika izmantota, lai novērtētu palīgpakalpojumu sniegšanas iespējas un to izmaksas no esošajiem *CCGT* pēc modernizācijas, kā arī no ietaisēm, kas pieslēgtas *PSO*. Palīgpakalpojumu sniegšanas izmaksas tika izmantotas, lai novērtētu *CCGT* iespējamus ienākumus gadījumā, ja palīgpakalpojumi nākotnē tiks atlīdzināti.

Izstrādāto metodoloģiju *PV* sistēmas novērtēšanai elektroenerģijas nodrošināšanai termoelektrostācijas pašpatēriņam var izmantot dažādiem patērētāju veidiem, lai detalizēti aptvertu šāda risinājuma lietošanas lietderību, kā arī lai ļautu izvēlēties optimālu *PV* sistēmas uzstādīto jaudu. Piedāvātā metodoloģija tika izmantota, lai novērtētu *PV* sistēmu izmantošanas lietderību Rīgas *TEC-2*, kas tika uzstādītas 2017.–2019. gadā. Tika izstrādāta metodoloģija *BESS* darbības optimizācijai, lai samazinātu elektroenerģijas pašpatēriņa izmaksas. Abu metodoloģiju mijiedarbība dod vēl vairāk iespēju sasniegt ekoloģiskos mērķus.

Izstrādāta *CCGT* darbības plānošanas uzlabošanas metodoloģija, kas balstās uz ienākumiem, ko nodrošina palīgpakalpojumu sniegšana. Tas ļauj maksimizēt palīgpakalpojumu sniegšanas peļņu vai samazināt palaišanas/apturēšanas operāciju skaitu. Izstrādātās empīriskās izteiksmes jālieto, lai novērtētu abu pieeju rezultātu ietekmi uz *CCGT* galveno elektroiekārtu atteižu biežumu un to izraisītām izmaksām, kas sniegs izpratni, plānojot iespējamo *CCGT* darbības stratēģiju konkrētam periodam.

Šajā promocijas darbā izstrādātās metodoloģijas galvenokārt tika lietotas AS “*Latvenergo*” elektrostacijām, bet tās var izmantot arī citām līdzīgām ražotnēm. Metodoloģijas realizācija un pārbaudītie tika veikta, izmantojot izstrādātās *C#* programmas, kas kā datu avotu izmanto *MS Excel* datubāzes, rezultāti iegūti kā *MS Excel* darblapas, kas izstrādātās programmas padara viegli lietojamas jebkuram jaunam pētniecības objektam.

1.7. Promocijas darba apjoms un struktūra

Promocijas darbs ir uzrakstīts angļu valodā. Tajā ir astoņas nodaļas, 33 sadaļas, secinājumi un bibliogrāfija ar 139 atsauces avotiem. To ilustrē 59 attēli un 33 tabulas. Promocijas darba apjoms ir 135 lappuses.

1. nodaļa sniedz informāciju par promocijas darba aktualitāti un hipotēzi, formulē izpildāmā pētījuma mērķi un uzdevumu. Tajā prezentēta arī promocijas darba zinātniskā novitāte un praktiskā nozīme, uzskaitīti autora zinātniskie darbi.

2. nodaļa sniegts pārskats par izaicinājumiem *CCGT* galvenajām elektroiekārtām, kas rodas cikliskas darbības režīma rezultātā. Īsi tiek izskatītas arī jaunas prasības ģeneratoriem.

Sniegta informācija par iespējamajiem risinājumiem palīgpakalpojumu sniegšanai un *CCGT* pašpatēriņa elektroenerģijas izmaksu samazināšanai.

3. nodaļa sniedz detalizētu pārskatu par dažādu faktoru ietekmi uz koģenerācijas elektrostaciju galveno elektrisko iekārtu. Balstoties uz statistiku, tika iegūtas empīriskās formulas atteižu biežuma aproksimēšanai. Tiek aplēstas arī atteižu izraisītās nepieciejamības izmaksas.

4. nodaļā aprakstītas problēmas, kas rodas esošajiem ģeneratoriem, ņemot vērā jaunās prasības, kā arī aprēķinus iespējamajiem risinājumiem. Tiek ņemta vērā elektrostacijas modernizācijas ekonomiskā ietekme.

5. nodaļā sniegts apraksts par *CCGT* iespējamo palīgpakalpojumu sniegšanu elektrotīklam. Tiek analizētas palīgpakalpojumu sniegšanas alternatīvas un novērtētas palīgpakalpojumu sniegšanas izmaksas Latvijā.

6. nodaļā galvenā uzmanība pievērsta *CCGT* pašpatēriņa izmaksu un siltumnīcas efekta samazināšanai. Tiek aprakstīta metodoloģija *PV* sistēmas lietderības detalizētai novērtēšanai. Šo metodoloģiju uzlabo *BESS* un *PV* sistēmas kopdarbības optimizācijas algoritms. Ir sniegts aprēķina piemērs, izmantojot izstrādāto metodoloģiju.

7. nodaļā apkopoti promocijas darba rezultāti un sniegta metodoloģija *CCGT* darbības plānošanas uzlabošanai, kas balstās uz iespējamajiem ienākumiem, ko varētu nodrošināt palīgpakalpojumu sniegšana, apvienojot rezultātus ar atteižu biežuma novērtējumu un izmaksām no iespējamās nepieciejamības.

1.8. Zinātniskais darbs

Promocijas darba rezultāti prezentēti nozīmīgās starptautiskajās zinātniskajās konferencēs Latvijā un ārzemēs.

1. 2019 IEEE 7th IEEE Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE), 15–16 November 2019, Liepāja, Latvia.
2. 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 7–9 October 2019, Riga, Latvia.
3. 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 12–13 November 2018, Riga, Latvia.
4. 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 12–15 June 2018, Palermo, Italy.
5. 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 13–14 October 2016, Riga, Latvia.

Doktorantūras studiju laikā autors ir piedalījies arī citās starptautiskās konferencēs, kurās tika apspriestas aktuālas problēmas enerģētikas nozarē.

1. 2017 IEEE 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 12–13 October 2017, Riga, Latvia.
2. 2015 IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 11–13 May 2015, Riga, Latvia.
3. 2014 55th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 14 October 2014, Riga, Latvia.

Promocijas darba galvenie rezultāti pilna teksta veidā publicēti konferenču materiālos.

1. R. Oļekšijs and B. Olekshii, “Combined heat and power plant electrical equipment incident rate and unavailability empirical expression,” 2019 IEEE 7th IEEE Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE), 15–16 November 2018, Liepāja, Latvia, Electronic ISBN: 978-1-7281-6730-5, doi: 10.1109/AIEEE48629.2019.8976989.
2. R. Oļekšijs and O. Linkevičs, “Possible solutions for ancillary service provision from combined heat and power plants in Latvia”, 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 7–9 October 2019, Riga, Latvia, Electronic ISBN: 978-1-7281-3942-5, doi: 10.1109/RTUCON48111.2019.8982358.
3. R. Oļekšijs and O. Linkevičs, “Photovoltaic system application for combined heat and power plant self-consumption needs”, 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 7–9 October 2019, Riga, Latvia. Electronic ISBN: 978-1-7281-3942-5, doi: 10.1109/RTUCON48111.2019.8982371.
4. Oļekšijs, R., Linkevičs, O. Photovoltaic system application for industry self consumption needs. In: 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 12–13 November 2018, Riga, Latvia. Piscataway: IEEE, 2018, Electronic ISBN: 978-1-5386-6903-7, doi: 10.1109/RTUCON.2018.8659909.
5. Makalska, T., Varfolomejeva, R., Oļekšijs, R. The Impact of Wind Generation on the Spot Market Electricity Pricing. In: 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 12–15 June 2018, Palermo, Italy. Piscataway: IEEE, 2018, Electronic ISBN: 978-1-5386-5186-5, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8494539.
6. Oļekšijs, R., Linkevičs, O. Failure simulation model for evaluation of CHP electrical equipment reliability. In: 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 13–14 October 2016, Riga, Latvia. Piscataway: IEEE, 2016, Electronic ISBN: 978-1-5090-3731-5, doi: 10.1109/RTUCON.2016.7763139.

Autoram ir arī raksti, kas publicēti konferenču materiālos, kuros ir izskatītas dažādas problēmas saistībā ar enerģētikas nozari.

1. Krickis, O., Oļekšijs, R. Safe operation of the industrial centrifugal pump sets in parallel connection. In: 2017 IEEE 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 12–13 October 2017, Riga, Latvia. Piscataway: IEEE, 2017, Electronic ISBN: 978-1-5386-3846-0, doi: 10.1109/RTUCON.2017.8124774.
2. Sauhatas, A., Oļekšijs, R. Hallways and stairways lighting system cost reduction. In: 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 13–14 October 2016, Riga, Latvia. Piscataway: IEEE, 2016, Electronic ISBN: 978-1-5090-3731-5, doi: 10.1109/RTUCON.2016.7763150.
3. Olekshii, R., Linkevičs, O., Kukļa, N. Utilization of latent heat of 330 kV autotransformer for space and water heating in substation Imanta. In: 2015 IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 11–13 May 2015, Riga, Latvia. Piscataway: IEEE, 2015, Electronic ISBN: 978-1-4799-9978-1, doi: 10.1109/PowerEng.2015.7266295.
4. Olekshii, R., Linkevičs, O., Kukļa, N. Feasibility of usage of thermoelectric modules for recovering of low-potential heat from a surface of power transformers. In: 2014 55th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 14 October 2014, Riga, Latvia. Piscataway: IEEE, 2014, Electronic ISBN: 978-1-4799-7462-7, doi: 10.1109/RTUCON.2014.6998217.

2. IZAICINĀJUMI SAISTĪBĀ AR CCGT ELEKTROIEKĀRTAM

2.1. Cikliskas darbības iedarbība uz elektroiekārtu

Mūsdienu kombinētā cikla elektrostacijas (CCGT) ir paredzētas divu maiņu darbības režīmam, šāda veida darbība ir bojājoša spēkstaciju iekārtām. Ir labi zināms, ka visvairāk bojā siltuma nogurums, jo komponentes temperatūras svārstību dēļ ir pakļautas pastāvīgai stiepes slodzei. Tas galvenokārt ietekmē gāzes un tvaika turbīnas, kā arī siltuma reģenerācijas tvaika ģeneratorus (HRSĢ) [5]–[7]. Cikliskas darbības ietekme uz elektrostaciju elektroiekārtām tiek reti pēfīta. Ģenerators un sadales iekārtas var būt jutīgas pret paaugstinātu spriedzi, nodilumu un citiem degradācijas veidiem atkārtotas ieslēgšanas/atslēgšanas darbību dēļ [8], [9].

VGB ir prezentējis tehniski zinātnisko ziņojumu “*Analysis of Unavailability of Power Plants 2008–2017*”. 2.1. tabulā publicēti dati par 53 CCGT Eiropā [11]. Neskatoties uz to, ka incidentu skaits, ko izraisījušas galvenās elektroiekārtas, ir tikai 1,22 incidenti uz vienu vienību (VGB statistikā viena vienība ir elektrostacijas bloks nevis iekārta) gada laikā, kas ir 3,15 % no visiem incidentiem, tie izraisa 0,97 % no neplānotās nepieejamības, kas ir 12,6 % no kopējās elektrostacijas jaudas nepieejamības.

2.1. tabula

CCGT nepieejamības atskaite (2008–2017)

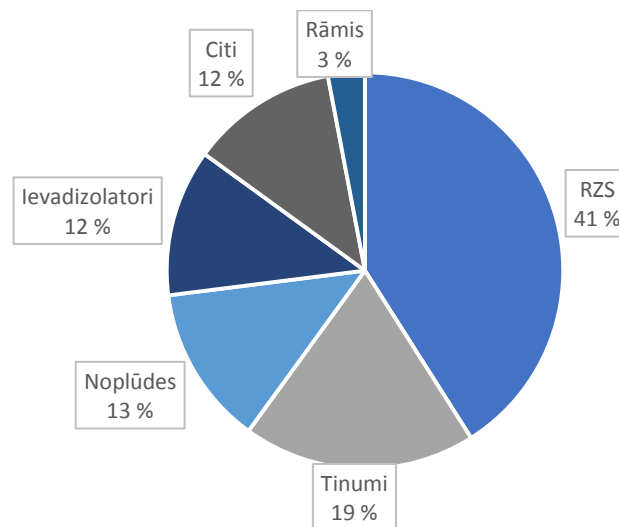
	Nepieejamības incidenti			Energijas nepieejamība, %		
	Nevar atlikt	Var atlikt	Kopā	Nevar atlikt	Var atlikt	Kopā
Ģenerators sistēma	0,53	0,09	0,62	0,5	0,21	0,71
Tajā skaitā – ģeneratori				0,28	0,13	0,41
Galvenā barošanas sistēma	0,42	0,18	0,60	0,26		0,26
Tajā skaitā – transformatori				0,12		0,12
Galvenā elektriskā sistēma kopā	0,95	0,27	1,22	0,76	0,21	0,97
Elektrostacija kopā	33,3	5,4	38,70	6	1,7	7,7

Ģeneratori visu laiku darbojas elektrisko, mehānisko un termisko iedarbību ietekmē. Lielākā daļa problēmu saistītas ar ģenerators izolāciju. Izplatīts stators defekts ir nepareiza izolācijas uzklāšana, kas ir ražošanas defekts; termiskā atdalīšanas (2.1. a att.), kas ir tinumu īssavienojumu rezultāts un dažreiz – sliktas dzesēšanas rezultāts; izolāciju atslāņošanās no vara, (2.1. b att.), kas ir ģenerators cikliskās sloģošanas un atsloģošanas rezultāts, dažādi termiskās izplešanās koeficienti varam un vizlas izolācijai rada izolācijas papildu mehānisko stresu, kas rezultējās ar plaisu attīstību un izolācijas atslāņošanos. Defektus rada arī zemēšanas krāsošanas problēmas (2.1. c att.), tinumu vibrācijas (2.1. d att.), tinumu galu vibrācijas (2.1. e att.), problēmas ar koronas aizsardzību, piesārņojumu un nepietiekamiem attālumiem starp elementiem [13]–[15].



2.1. att. Izplatītākie ģeneratora statora defekti [13], [15].

Saskaņā ar [11] galvenā elektrobarošanas sistēma izraisa 3,38 % no elektrostacijas nepieejamības laika, spēka transformatoru incidenti veido 1,55 % no 3,38 %. Spēka transformatoru vājākās vietas vai elementi ir redzami 2.2. attēlā [16]–[18]. TEC transformatoriem [19] norādītais atteices koeficients ir 0,094 uz vienu vienību gadā.



2.2. att. Spēka transformatoru bojājumu sadalījums [17].

Ģeneratoru jaudas slēdži elektrostacijās rada maz problēmu [10], [11]. Parasti jaudas slēdžu problēmas rodas, kad tiek padota operācijas komanda. Dažos gadījumos jaudas slēdži ieķīlējas un neveic uzdoto darbību, un tā iemesls parasti ir defekts vai bloķēšanas ar vadības sistēmu, tāda veida atteices veido 25 % no jaudas slēdžu atteicēm.

2.2. Pārvades tīkla attīstība un palīgpakalpojumi

Eiropas Komisija implementēja regulu (ES) 2016/631, ar ko izveidoja tīkla kodeksu par prasībām ģeneratoru pieslēgšanai tīklam (*RfG*). *RfG* nosaka augstas prasības visiem tradicionālajiem un atjaunīgas enerģijas ģeneratoriem [4]. *RfG* var piemērot esošām elektrostacijām Latvijā pēc sinhronizācijas ar *CEN* 2025. gadā saistībā ar būtiskām izmaiņām pārvades sistēmā [22].

Avotā [23] ir norādīts, ka gadījumā, ja veiksmīgi attīstīsies 2025. gada scenārijs, Latvijas energosistēmai, ņemot vērā papildu starpsavienojumu līnijas un palielinot atjaunojamo energoresursu īpatsvaru, parādīsies vāji mezgli un līnijas. Tas radīs problēmas ar sistēmas statisko stabilitāti un sistēmas aktīvās jaudas balansu.

Sinhronizācija ar *CEN* atvērš jaunas iespējas palīgpakalpojumu tirgū. Baltijas balansēšanas enerģijas tirgus, tā sauktais *CoBA*, jau ir sācis darbību, nodrošinot frekvences atjaunošanas rezerves ar manuālu aktivizēšanu (*mFRR*), rezultāti liecina par pozitīvu ietekmi uz balansēšanu un tās izmaksām [25]. Atbilstoši [24], ka nākamās jāiedarbina frekvences atjaunošanas rezerves ar automātisku aktivizēšanu (*aFRR*) un frekvences ierobežošanas rezerves (*FCR*) tirgi. Nākotnē PSO var pieprasīt lielāku reaktīvās jaudas kompensāciju no ģeneratoriem un iegādāties to kā palīgpakalpojumu [22], [24].

2.3. Pašpatēriņa optimizācija

Pašpatēriņa optimizācija ļauj samazināt elektrostaciju īstermiņa izmaksas. To varētu sasniegt vairākos veidos. Taču lielākā daļa risinājumu ir atkarīgi no konkrētām situācijām, it īpaši, ja tos izmanto modernizācijai vai integrēšanai esošajās iekārtās [27].

Eiropas politika, fotoelektrisko elementu globālā cenu samazināšanās un CO₂ tirgus palielina interesi pašpatēriņam izmantot saules enerģiju. Šāds risinājums ir piemērojams jebkuram objektam, kam ir brīva neizmantota platība. *PV* sistēmas tiek plaši izmantotas biznesa centriem un rūpnieciskām būvēm, lai samazinātu elektroenerģijas izmaksas [28], [29]. Lieljaudas elektroenerģijas uzglabāšanas sistēmas (*BESS*) dod vēl vairāk iespēju optimizēt elektroenerģijas patēriņu [30].

BESS ir labi zināms lietošanai kombinācijā ar atjaunīgiem enerģijas avotiem. Šāda kombinācija ļauj izlīdzināt ģenerācijas pīķus [43]. *BESS* tiek plaši lietots arī autonomos risinājumos, lai nodrošinātu pēc iespējas vairāk enerģijas no atjaunīgiem enerģijas avotiem [44].

3. KOĢENERĀCIJAS ELEKTROSTACIJU ELEKTROIEKĀRTU DROŠUMS

Koģenerācijas iekārtu degradācija ir pētīta daudzos darbos, piemēram, [31]–[34], taču galvenokārt pētījumi veltīti gāzes turbīnu, siltuma reģenerācijas tvaika ģeneratoru un tvaika turbīnas atteicēm un ar to radītām izmaksām. Avots [33] sniedz informāciju par ģeneratora defektu varbūtības sadalījumu un izraisīto atteici, bet tajā nav parādīta atkarība no darbības režīma cikliskuma. Dažos darbos par koģenerācijas staciju atteižu analīzi ir ņemti vērā ģeneratora defekti, piemēram [35] un [36], pēdējā – arī transformatoru defekti, tomēr abos darbos elektroiekārtu atteižu biežumi tiek pieņemti tikai tāpēc, lai apstiprinātu piedāvāto metodoloģiju. Avots [38] koncentrējas uz ģeneratora atteižu modeļa izstrādi riskos balstītām apkopēm, savukārt ģeneratora atteices koeficients ir pieņemts lielums, kas nav saistīts ar elektrostacijas darbības režīmiem. Savukārt [9], [13] un [14] apraksta turboģeneratoru atteices, kas radušās izgatavošanas, apkopes, uzstādīšanas vai darbības režīmu rezultātā, tomēr statistikas trūkums neļauj izmantot šos datus ģeneratora atteižu biežuma noteikšanai.

Par jaudas transformatoru atteižu biežumu statistika apkopota [18], par jaudas slēdžiem statistika un analīze pieejama [16] un [20]. Tāpēc šajā promocijas darbā autors galvenokārt pievēršas ģeneratora incidentu biežuma analīzei, kā arī darbā tiek analizēta *CCGT* galveno elektroiekārtu atteižu biežuma ekonomiskā ietekme [21].

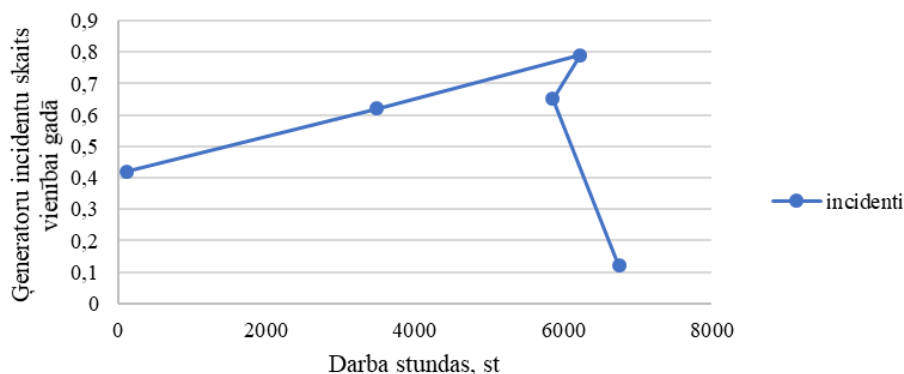
3.1. Izstrādātais risinājums incidentu biežuma un nepieejamības noteikšanai

Grafiks 3.1. attēlā parāda, ka ģeneratora incidentu biežums nav regulāra funkcija no darba stundām. Tas pats tiek novērots, ja ģeneratora incidentu biežuma līkne tiek veidotā kā funkcija no palaišanu skaita. Funkcijas, kas balstīta uz pieejāmo statistiku, neregulāritāte rodas ģeneratoru konstrukciju, vecuma un darbības režīmu atšķirības dēļ. Ģeneratoru incidentu biežumu vispārīgi var izteikt šādi:

$$\lambda_{\text{gen}} = f(t_{\text{op}}; n_s; c; y; t_t; \dots), \quad (3.1.)$$

kur

- λ_{gen} – ģeneratora incidentu biežums;
- t_{op} – nostrādātās stundas gadā, h gadā;
- n_s – palaišanu skaits gadā;
- c – dzesēšanas metode (tieša vai netieša);
- y – izolācijas tehnoloģija;
- t_t – kopējais stundu skaits darbā, h.



3.1. att. Ģeneratoru sistēmas incidentu skaita atkarība no nostrādātām stundām gadā (vienai vienībai gadā).

Aprakstīt ģeneratora incidentu intensitāti no fiziskā modeļa nav iespējams vai arī tas ir pārāk sarežģīti lietošanai praksē, tāpēc, lai novērtētu attiecības starp dažādiem mainīgajiem lielumiem (palaišanu skaits un darba stundas) un aprakstītu incidentu biežumu, var izmantot empīrisko modeli. Šajā promocijas darbā lietota vismazāko kvadrātu metode un izstrādātais risinājums, lai noteiktu turboģeneratora incidentu biežuma un neplānotas nepieejamības laika empīriskās formulas [37]. Izmantojot mazāko kvadrātu metodi, incidentu biežums tiek izteikts kā:

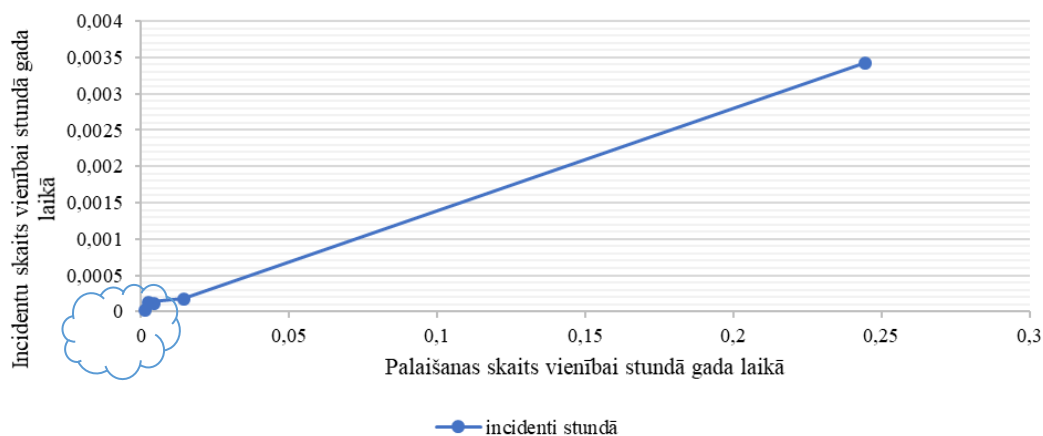
$$\lambda_{\text{gen.l}} = \beta_0 + \beta_1 t_{\text{op}} + \beta_2 n_s, \quad (3.2.)$$

kur

$\lambda_{\text{gen.l}}$ – incidentu biežums, kas aprēķināts ar mazāko kvadrātu metodi;

β – empīriskā modeļa nezināmie parametri.

Izstrādātājā risinājumā tiek piedāvāts atbrīvoties no darba stundu skaita vai palaišanas skaita, lai iegūtu skaidrāku incidentu biežuma atkarību no viena no diviem ierosinātajiem mainīgajiem lielumiem. Izmantotā statistika skaidri definē vidējās darba stundas gadā, savukārt palaišanu skaits tiek novērtēts no vairākiem avotiem, tāpēc darba stundas izmantotas kā pamats turpmākajam aprēķinam. Tika iegūts grafiks, kas parādīts 3.2. attēlā.



3.2. att. Ģeneratoru sistēmas incidentu skaits vienai vienībai stundā gada laikā atkarība no palaišanas skaitu vienībai stundā gada laikā.

Stundas incidentu biežums ir izteikts kā:

$$\lambda_{\text{gen.h}} = \frac{\lambda_{\text{gen}}}{t_{\text{op}}} = f\left(\frac{n_s}{t_{\text{op}}}\right). \quad (3.3.)$$

Rezultāti, kas tika iegūti no pieejamas statistikas datiem, tika iedalīti lineāros segmentos, un katram tika aprēķināta izteiksme. Incidentu biežuma novērtēšanai vienībai stundā gada laikā jāizmanto 3.1. tabula.

3.1. tabula

Vienādojumi ģeneratoru incidentu biežuma novērtēšanai

Vienības palaišanas skaits stundā gada laikā	$\lambda_{\text{gen.h}}$ aprēķina vienādojums	Vienādojuma numurs
No 0,000 741 līdz 0,004 272	$0,0264n_{s,h} - 0,000\ 002$	1
No 0,004 272 līdz 0,014 341	$0,0066\ n_{s,h} + 0,000\ 08$	2
No 0,014 341 līdz 0,570 776	$0,0058n_{s,h} + 0,000\ 09$	3

Gadījumā, ja tiek izmantota mazāko kvadrātu metode, tiek iegūts šāds vienādojums:

$$\lambda_{\text{gen.l}} = -1,92807 + 0,00029t_{\text{op}} + 0,03266n_s \quad (3.4.)$$

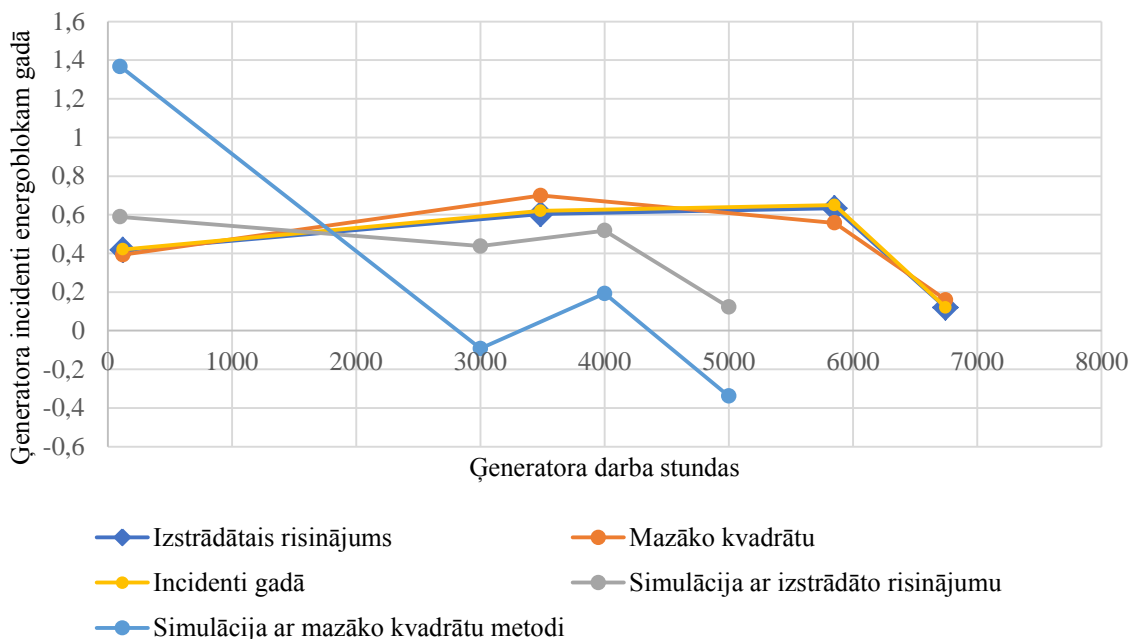
Vismazāko kvadrātu metode ļauj iegūt empīrisku attiecību īsākā laikā un ļauj izmantot vienu kopīgu izteiksmi nevis trīs dažādas formulas dažādos gadījumos, kā tas jādara, lietojot izstrādāto risinājumu. Dažādu darbības režīmu simulācija, lietojot izstrādātā risinājuma formulas, kas redzamas 3.1. tabulā, un vismazāko kvadrātu metodes iegūto 3.4. formulu, parāda, ka ir būtiska atšķirība incidentu intensitātes noteikšanā dažādiem darbības režīmiem. 3.3. attēlā tiek parādītas aprēķinātās ģeneratoru incidentu līknes atkarībā no nostrādātajām stundām. Punktus, kas atbilst statistikas datiem, abas metodes ļauj iegūt līdzīgus rezultātus, tomēr pie simulētām darba stundu un palaišanas skaita vērtībām mazāko kvadrātu metode pieļauj negatīvu incidentu biežumu, kas nav pieņemams.

Pilnā elektrostacijas energobloka galveno elektroiekārtu incidentu intensitāte tiek aprēķināta šādi:

$$\lambda_{\text{el.t}} = \lambda_{\text{gen}} + \lambda_t + \lambda_{\text{cb}} = \lambda_{\text{gen.h}}t_{\text{op}} + \sum_{i=1}^n \lambda_{t.v} + n_s \sum_{i=1}^n \lambda_{\text{cb.o}}, \quad (3.5.)$$

kur

- $\lambda_{\text{el.t}}$ – galveno elektroiekārtu kopējais incidentu biežums vienībai (energobloks) gadā
- λ_{gen} – ģeneratoru incidentu biežums vienībai (energoblokam) gadā, kas aprēķināts, izmantojot 3.1. 3.1. tabula;
- λ_t – paaugstinošā transformatora bojājumu biežums vienībai (iekārtai) gadā;
- λ_{cb} – ģeneratora jaudas slēdža bojājuma biežums vienībai (iekārtai) gadā;
- n – kopējais skaits vienam energoblokam;
- $\lambda_{t.v}$ – paaugstinošā transformatora bojājumu biežums atbilstoši spriegumam;
- $\lambda_{\text{cb.o}}$ – ģeneratora jaudas slēdža bojājuma biežums atbilstoši izgatavošanas tehnoloģijai.



3.3. att. Salīdzinājums starp izstrādātā risinājuma rezultātiem un mazāko kvadrātu metodes rezultātiem ģenerators incidentu biežuma noteikšanai.

Jaudas slēdžu atteices biežums ir ļoti zems, tāpēc šo daļu riska novērtējumā var ignorēt.

Ģenerators incidentu izraisītas nepieciejamības procenta aplēsei tika izmantots izstrādātais risinājums, kas tika lietots ģenerators incidentu biežuma novērtēšanai.

$$k_{un,h} = \frac{k_{un}}{t_{op}} = f\left(\frac{n_s}{t_{op}}\right), \quad (3.6.)$$

kur $k_{un,h}$ – stundas enerģijas nepieciejamības procents vienībai (energobloks) gadā, ko izraisa ģenerators, %.

Iegūtie vienādojumi ir atspoguļoti 3.2. tabulā. Nākamais solis ir aprēķināt atteicu biežuma dēļ nepieejamo vai neizstrādāto elektroenerģiju, kas tiek veikts, izmantojot 3.8. formulu.

3.2. tabula

Vienādojumi ģenerators nepieciejamības novērtēšanai

Vienības palaišanas skaits stundā gada laikā	Nepieciejamības % aprēķina vienādojumi	Vienādojuma numurs
No 0,000 741 līdz 0,004 272	$0,0148n_{s,h} + 0,000 007$	1
No 0,004 272 līdz 0,014 341	$0,0133n_{s,h} + 0,000 01$	2
No 0,014 341 līdz 0,570 776	$0,0204n_{s,h} - 0,000 09$	3

Ģenerators nepieciejamības izteiksme, kas iegūta ar mazāko kvadrātu metodi:

$$k_{un,l,v2} = -0,30140 + 0,00005t_{op} + 0,01674n_s, \quad (3.7.)$$

kur $k_{un,l}$ – ģenerators izraisītā enerģijas nepieciejamība vienībai gadā, kas aprēķināta ar mazāko kvadrātu metodi, %.

Izraisītās nepieejamības aprēķinam arī tiek rosināts izmantot 3.2. tabulas izteiksmes.

$$W_{un.e} = k_{un.e} P_N t_N, \quad (3.8.)$$

kur

$W_{un.e}$ – prognozējamā nepieejamības enerģija vienībai gadā ģeneratoru incidentu dēļ, MWh;

$k_{un.e}$ – prognozējamais enerģijas nepieejamības procents incidentu dēļ, %;

P_N – energobloka nomināla jauda, MW;

t_N – kalendārais laiks, h [11].

Spēka transformatora atteižu biežums nav atkarīgs no cikliskās darbības, tāpēc paaugstinošā transformatora vidējā enerģijas nepieejamība saskaņā ar [14] tika pieņemta kā nemainīga konstante 0,12 % Jaudas slēdžu atteižu biežuma izraisītā enerģijas nepieejamība neparādās statistikā sakarā ar niecīgu atteižu intensitāti [20].

3.2. Incidentu un nepieejamības izmaksas

Neplānotās nepieejamības izmaksas varētu iedalīt divās grupās, pirmā – papildu uzturēšanas un remonta izmaksas; otrā – ienākumu zaudējums incidenta dēļ. Nepieejamības izmaksas tika izteiktas šādi:

$$C_{un} = \lambda_{gen} C_{mr.gen} + \lambda_{t.110} C_{mr.t110} + \lambda_{t.330} C_{mr.t330} + t_{un} P_N C_{bal} + \lambda_{el} C_s + t_{un} C_{ser}, \quad (3.9.)$$

kur

C_{un} – nepieejamības izmaksas, EUR;

$C_{mr.gen}$ – viena ģeneratora incidenta uzturēšanas un remontu izmaksas, EUR;

$C_{mr.t}$ – viena spēka transformatora bojājuma uzturēšanas un remontu izmaksas, EUR;

t_{un} – neplānotas nepieejamības stundas gadā, h;

C_{bal} – balansēšanas izmaksas, EUR/MWh;

C_s – energobloka palaišanas izmaksas, EUR;

C_{ser} – zaudējumi nepiegādāto palīgpakalpojumu dēļ, EUR/h.

Avotā [39] ģeneratoru incidentu izmaksas tika norādītas kā 140 794 EUR par incidentu. Spēka transformatoru statistika tika sniegta tikai par būtiskām atteicēm, tāpēc nepieejamības izmaksas tiek pieņemtas kā paaugstinoša transformatora nomaiņas izmaksas, paaugstinošo transformatoru izmaksas ir 15 000 EUR/MVA [71].

Atbilstoši [22] Latvijā vidējā balansēšanas cena augšupējas aktivācijai 2018. gadā bija 59,27 EUR/MWh. Balstoties uz [40], incidenti var radīt CCGT silto palaišanu, CCGT ar jaudu 400 MW palaišanas izmaksas būs aptuveni 32 040 eiro. Aprēķiniem izmantojot 3.1 un 3.2. tabulā redzamos vienādojumus incidentu radīto izmaksu aplēsei 400 MW CCGT blokam ar 180 MVA 110 kV paaugstinošo transformatoru un 330 MVA 330 kV paaugstinošo transformatoru, tika iegūti rezultāti, kas parādīti 3.3. tabula. Neplānotas nepieejamības laika izmaksas ir lielākā daļa no incidentu un neplānotās nepieejamības kopējām radītām izmaksām.

Incidentu un nepieejamības kopējās izmaksas

Prognozētās darba stundas gadā	Prognozētais palaišanu skaits gadā	λ_{gen}	$\lambda_{t.110}$	$\lambda_{t.330}$	$\lambda_{\text{vel.t}}$	t_{un}, h	$C_{\text{un}}, \text{kopējās izmaksas gadā, EUR}$	$C_{\text{un}}, \text{kopējās izmaksas 10 gados, EUR}$
2000	10	0,226	0,0059	0,0132	0,2451	23,9148	762 240	7 622 408
2000	30	0,354	0,0059	0,0132	0,3731	48,3552	1 402 754	14 027 549
2000	100	0,760	0,0059	0,0132	0,7791	173,448	4 562 196	45 621 966
3000	10	0,258	0,0059	0,0132	0,2771	25,3164	810 740	8 107 402
3000	30	0,438	0,0059	0,0132	0,4571	48,0924	1 436 608	14 366 089
3000	100	0,850	0,0059	0,0132	0,8691	165,564	4 418 230	44 182 304
4000	10	0,256	0,0059	0,0132	0,2751	25,9296	824 323	8 243 236
4000	30	0,518	0,0059	0,0132	0,5371	48,9684	1 495 552	14 955 528
4000	100	0,940	0,0059	0,0132	0,9591	157,6800	4 274 264	42 742 641

Lai novērstu vai samazinātu incidentu skaitu elektrostaciju ģeneratoros un paaugstinošajos transformatoros, kā arī prognozētu un kontrolētu izolācijas un citu elementu degradāciju, tiek izmantotas daudzas metodes. Kopumā tās ir nepārtraukti vai periodiski mērījumi darbā esošai iekārtai vai periodiski mērījumi remontā esošai iekārtai [18], [46], [47], [49]–[51].

4. JAUNĀS PRASĪBAS ĢENERATORIEM

Elektrotīklu attīstība, atjaunīgo energoresursu plašāka izmantošana, kā arī jaunu starpsavienojumu izveide rada izmaiņas esošajos elektroenerģijas tirgos. Enerģijas sistēmas kļūst neaizsargātākas, un tā rezultātā tiek apdraudēta tīkla stabilitāte. Avotā [3] tiek apspriesti mūsdienu enerģētikas pārmaiņu iemesli un sekas. Šādi pētījumi ir veikti un prezentēti arī Latvijā, piemēram, [23], [67], [68].

Eiropas Komisija atbalsta *ENTSO-E* darbības, kas izstrādā tehniskās prasības tīklā pieslēgtajiem lietotājiem, lai nodrošinātu lielāku energosistēmu drošību. [52]. Esošo ģeneratoru atbilstība dažām jaunām prasībām varētu būt problemātiska. Pamatojoties uz informāciju, kas sniegta [76], var secināt, ka Baltijas valstu sinhronizācija ar *CEN* radīs nepieciešamību nodrošināt augstāku esošo ģeneratoru drošības līmeni, kas savukārt ļaus nodrošināt tīkla stabilitāti.

4.1. Iespējamie risinājumi esošām iekārtām, lai atbilstu jaunajām sprieguma regulēšanas un reaktīvās jaudas prasībām

Lai izpildītu *RfG* prasības attiecībā uz sprieguma un reaktīvo jaudu, esošajiem ģeneratoriem ir jāatrisina trīs galvenās problēmas:

- 1) pārspriegums līdz 17 %, šāds pārspriegums var būt cēlonis relejaizsardzības darbībai un izraisīt elektrostacijas atslēgšanos;
- 2) paaugstinātas strāvas (5–14 %) zemsprieguma režīmā;
- 3) ģeneratora nespēja patērēt / ģenerēt pietiekami daudz reaktīvās jaudas, lai izpildītu U - Q/P_{\max} diagrammas prasības.

Mērķis ir saglabāt pārspriegumu 10 % robežās. To varētu izpildīt, izvēloties atbilstošu paaugstinoša transformatora sprieguma pakāpi. Pārslodzi zem 5 % jebkurā darba režīmā var saglabāt, ja reaktīvā jauda tiek kompensēta no cita avota, tas arī palīdzēs nodrošināt reaktīvo jaudu, lai izpildītu U - Q/P_{\max} diagrammas prasības.

Paaugstinošo transformatoru ietekme uz reaktīvās enerģijas patēriņu ir izteikta šādi:

$$Q_{\text{grid}} = Q_{\text{mg}} - \frac{x_{\text{T}}(P_{\text{g}}^2 + Q_{\text{gm}}^2)U_{\text{g1}}^2}{U_{\text{g2}}^2 S_{\text{g}}}, \quad (4.1.)$$

kur

Q_{mg} – reaktīvā jauda, lai nodrošinātu darba režīmu (nepilnas ierosmes režīmā zīme pirms reaktīvas jaudas jāmaina uz pretējo), MVAR;

P_{g} – ģeneratora nomināla aktīvā jauda, MW;

U_{g1} – ģeneratora nominālais spriegums, kV;

U_{2} – ģeneratora spriegums, lai izpildītu *RfG* prasības, kV;

Q_{grid} – reaktīvā jauda ģeneratora pieslēguma punktā pie elektrotīkla, MVAR;

x_{T} – paaugstinošā transformatora reaktīvā pretestība, Ω .

Kompensētās reaktīvās jaudas apjoms dažādiem ģeneratoriem un iespējamās investīcijas dažādām tehnoloģijām, kas palīdzēs ģeneratoriem izpildīt RfG prasības, redzamas 4.1. 4.1. tabula. Sinhronie kompensatori nevar nodrošināt pilnu nominālo jaudu nepilnās ierosmes režīmā, tāpēc tiek izvēlēta lielāka nominālā jauda, lai izpildītu prasības [55]–[57].

4.1. tabula

Nepieciešamais reaktīvas jaudas kompensācijas apjoms un investīcijas dažādiem risinājumiem

	Q kompensācija ^a , MVar	Q kompensācija ^b , MVar	Investīcijas, EUR			
			Kapacitāte/ reaktors	SVC	STATCOM	Sinhronais kompensators
Industriāla tipa turbīnas ģenerators ($\cos\varphi = 0,93^a$; $\cos\varphi = 0,80^b$), 110 kV tīkls	0	12	198 000	858 000	1 122 000	462 000
Tīkla tipa turbīnas ģenerators ($\cos\varphi = 0,97^a$; $\cos\varphi = 0,78^b$), 110 kV tīkls	-15	4	313 500	1 072 500	1 402 500	962 500
Tīkla tipa turbīnas ģenerators ($\cos\varphi = 0,91^a$; $\cos\varphi = 0,84^b$), 330 kV tīkls	-80	50	2 145 000	7 150 000	9 350 000	5 390 000

^a – nepilnā ierosme; ^b – pārierosme.

4.2. Frekvences diapazoni un slodzes uzņemšanas ātruma izaicinājumi esošajām iekārtām, kā arī iespējamie risinājumi

Industriālo gāzes turbīnu slodzes uzņemšanas ātrums saskaņā ar *Siemens* ir 5 % no *CCGT* energobloka nominālās aktīvās jaudas minūtē, kas ir zemāka par 8 % 30 sekunžu laikā, ko pieprasa Latvijas PSO [61]. *BESS* varētu ievērojami uzlabot jaudas uzņemšanas ātrumu industriālā tipa gāzes turbīnām [60], [61], [54].

Lai izvēlētos pareizo *BESS* slodzes uzņemšanas ātruma uzlabošanai, jāveic vairāki aprēķini, lai saprastu iekārtu jaudu un nepieciešamo ietilpību. *BESS* jaudu, lai nodrošinātu pareizu slodzes uzņemšanas līkni, var aprēķināt šādi:

$$P_{B,r} = k_p (P_{d,r} - P_{GT,r}), \quad (4.2.)$$

kur

$P_{B,r}$ – *BESS* jauda, ko izmanto slodzes uzņemšanas ātruma uzlabošanai, MW;

k_p – koeficients, lai nepieļautu jaudas iztrūkumu, lietots 1,05;

$P_{d,r}$ – pieprasītais jaudas pieaugums 1 minūtē, MW;

$P_{GT,r}$ – GT jaudas uzņemšana 1 minūtē, MW;

BESS ietilpībai jābūt pietiekamai, lai darbotos laika posmā, kamēr gāzes turbīna sasniegs pieprasīto jaudu:

$$A_{B,r} = k_c \sum_{t=0,0083}^T (t_a P_{d,r} - t P_{GT,r}), \quad (4.3.)$$

kur

$A_{B,r}$ – *BESS* ietilpība jaudas uzņemšanas ātruma uzlabošanai, MWh;

t_a – laiks, lai nodrošinātu frekvencnoteikto jaudas reakciju, h;

k_c – koeficients, lai nepieļautu *BESS* pazemināto izlādi, lietots 1,3;

T – laiks, lai sasniegtu $P_{d,r}$ izmantojot tikai gāzes turbīnas $P_{GT,r}$, h.

Piemēram, 150 MW CCGT ar slodzes uzņemšanas ātrumu 5 % minūtē saskaņā ar 4.2. un 4.3. vienādojumu *BESS* jābūt vismaz 11,81 MW un 0,243 MWh, noapaļojot rezultātus, iegūst 12 MW un 0,25 MWh. Saskaņā ar [26] ieguldījumi šādai *BESS* būs ap 3 480 000 EUR.

5. PALĪGPAKALPOJUMU SNIEGŠANA

Avotos [41], [62]–[64] tiek apspriesti nepieciešamie palīgpakalpojumi, lai nodrošinātu lielāku energosistēmas stabilitāti. Arvien svarīgāki kļūst elektrostaciju un citu lietotāju, galvenokārt – enerģijas uzkrāšanas sistēmu, kas pieslēgtas PSO, palīgpakalpojumi.

Padziļināts pētījums par papildu pakalpojumu sniegšanas situāciju tiek sniegts [63], kur tiek apskatīta sprieguma un frekvences kontrole, bet nav minētas pakalpojumu cenas. Savukārt [62] vairāk koncentrējas uz to, lai izvēlētos atbilstošu palīgpakalpojumu tirgus modeli un prezentētās balansēšanas un rotējošas rezerves cenas tiek pieņemtas pēc iespējamām ģeneratoru izmaksām. Avotā [64] tiek apgalvots, ka *BESS* arī var piedalīties dažādu palīgpakalpojumu sniegšanā, taču nekādas pakalpojumu cenas netiek minētas.

R. Petrichenko, K. Baltputnis, D. Sobolevsky un A. S. Sauhats [65] pētījuši iespējamās izmaksas rotējošās rezerves nodrošināšanai (kas ļautu kā palīgpakalpojumu sniegt inerci, frekvences atjaunošanas rezerves (*FRR*), frekvences ierobežošanas rezerves (*FCR*) un reaktīvo jaudu) Latvijas lielākas hidroelektrostaciju (*HES*) kaskādēs. Šeit tiek ņemtas vērā tikai *HES* izmaksas, un netiek ņemtas vērā izmaksas par to pašu pakalpojumu sniegšanu no *CCGT* vai ierīcēm, kas pieslēgtas PSO. Reaktīvās jaudas izmaksas, ko nodrošina sinhronie ģeneratori, tika novērtētas [66] avotā. Pētījumā [59] veikts ģeneratoru un kondensatoru bateriju iespēju salīdzinājums sniegt palīgpakalpojumus..

5.1. Reaktīvās jaudas kontrole

Aprēķini esošiem *CCGT* liecina, ka izmaiņas jaudas koeficientā no 1 līdz nominālām radīs papildu izmaksas uz vienu MVARh. Ģeneratoriem, kas ir pieslēgti 110 kV tīklam, papildu izmaksas varētu būt līdz 0,39 EUR/MVARh pārierosmes režīmā pie nominālās aktīvās jaudas un jaudas koeficienta; nepilnās ierosmes režīmā, papildu izmaksas varētu svārstīties diapazonā no 0,06 EUR/MVARh līdz 0,20 EUR/MVARh. Ģeneratoriem, kas pieslēgti 330 kV tīklam, reaktīvās jaudas cenai pārierosmes režīmā, pārejot no jaudas koeficienta 1 uz nominālo, ir 0,51 EUR/MVARh un 0,17 EUR/MVARh nepilnās ierosmes režīmā. Izmaksas ir aplēstas pie 50 EUR/MWh elektroenerģijas ražošanas izmaksām.

Aprēķini liecina, ka ekonomiski izdevīgāk ir uzlabot sistēmas drošību ar ietaisēm, kas pieslēgtas PSO, un neatlīdzināt ģeneratorus par reaktīvās jaudas nodrošināšanu. Rezultāti ir parādīti 5.2. 5.2. tabula. Tas ir saistīts ar ļoti augstām investīcijām esošajos ģeneratoros, lai nodrošinātu atbilstību *RfG*, kas tika aprakstīts 4.1. apakšnodaļa.

Salīdzinājums starp reaktīvās jaudas cenu iekārtai, kas pieslēgta PSO, un ģeneratoriem, ja reaktīvās jaudas sniegšana nav tirgū balstīta un PSO nodrošina tīkla drošumu

	Uzstādītā jauda, MVA _r	Investīcijas, EUR	Gala lietotāja elektroenerģijas cena, EUR/MWh	PSO servisa cena, EUR/MVA _r h	Atmaksāšanās laiks
Iekārta pieslēgta PSO	-18/+5	379 500	60,89	1,37	25
	-80/+50	2 145 000		1,86	25
	-18/+5	379 500	76,11	1,01	25
	-80/+50	2 145 000		1,39	25
110 kV ģenerators	-18/+5	379 500	60,89	1,37	> 25
	-18/+5	379 500	76,11	1,01	> 25
330 kV ģenerators	-80/+50	2 145 000	60,89	1,86	> 25
	-80/+50	2 145 000	76,11	1,39	> 25

5.2. Inerces nodrošināšana

Latvijas PSO paziņoja par 6000 MWs inerces nepieciešamību pēc sinhronizācijas ar *CEN* [22]. Lielākie Latvijas ģeneratori šādu inerces apjomu var nodrošināt tikai ierobežotu laika periodu kalendārajā gadā, vidējais inerces trūkums ir 2654 MWs.

Inerci var nodrošināt sinhronie kompensatori (*SC*) ar sparratu. Šāda tehnoloģija ļauj sasniegt inerces konstanti $H = 8$ s 200 MVA *SC*. Lai nodrošinātu nepieciešamo inerces līmeni, jāuzstāda četri *SC*. Sparratam ir augsta pašizlāde, parasti 1–1,7 % stundā [69], [70].

Darbības izmaksas, ja tiek izmantots *SC* ar sparratu, var aprēķināt šādi:

$$C_{\text{osCa}} = K_p i + K_p k_m + 8760 C_e n_{\text{SC}} \Delta P_{\text{T0}} k_{\text{av}} + C_e \sum_{t=1}^{8760} n_{\text{SC}t} (\Delta P_{\text{SC}} + \Delta P_{\text{T}} + \Delta P_{\text{fw}}), \quad (5.1.)$$

kur

C_{osCa} – sinhronā kompensatora ar sparratu darbības izmaksas gadā, lai nodrošinātu trukstošo inerci, EUR;

K_p – projekta kapitālieguldījumi, EUR;

i – kredīta likme, r. v.;

k_m – viena gada uzturēšanas izmaksu koeficients, r. v.;

ΔP_{T0} – spēka transformatora tukšgaitas zudumi, MW;

k_{av} – tehnoloģijas gada pieejamība, r. v.;

ΔP_{SC} – sinhronā kompensatora darba zudumi, MW;

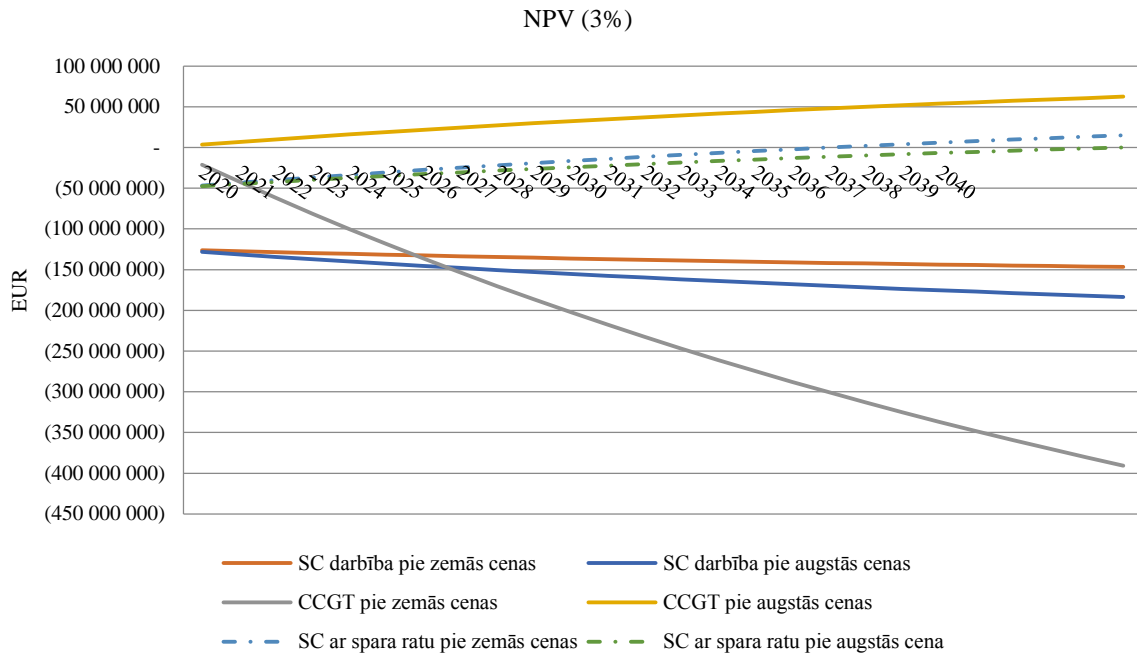
ΔP_{T} – spēka transformatora zudumi atbilstoši sinhronā kompensatora slodzei, MW;

ΔP_{fw} – sparrata zudumi, MW;

C_e – tirgus pašpatēriņa elektrības izmaksas, EUR/MWh;

$n_{\text{SC}t}$ – t stundā iztrūkstošo sinhrono komentatoru skaits.

Rezultāti liecina, ka vidēja inerces deficīta 2654 MWs nodrošināšanas izmaksas būs 1006,53 EUR stundā pie augstām elektroenerģijas cenām (76,11 EUR/MWh), pieņemot to par bāzes scenāriju. 5.1. attēls liecina, ka elektroenerģijas tirgus cenai ir milzīga ietekme uz CCGT inerces sniegšanas izmaksām. Pie augstām elektroenerģijas cenām ģeneratori var nodrošināt zemākas inerces izmaksas, bet, ja tirgū parādās zemas cenas (60,89 EUR/MWh) scenārijs, ģeneratori nevar konkurēt ar SC.



5.1. att. NPV aprēķins dažādiem risinājumiem inerces nodrošināšanai.

5.3. Frekvences ierobežošanas rezerves

Pilnai FCR aktivācijai jānotiek 0–30 sekunžu laikā un jābūt pieejamai vismaz 15 minūtes. Lielākie ģeneratori Latvijā nevar nodrošināt FCR vidēji 2400 stundu gadā. Lai nodrošinātu FCR sniegšanu visa gada griezumā, var uzstādīt BESS, pieslēdzot to PSO vai elektrostacijai.

BESS uzturēšanas izmaksas pie PSO pieslēgtajam objektam aprēķina šādi:

$$C_{\text{up.sub}} = K_p i + K_p k_m + C_e (8760 k_{\text{av}} P_{\text{bs}} + 12 A_{\text{B.f}} k), \quad (5.2.)$$

kur

$C_{\text{up.sub}}$ – kopējas uzturēšanas izmaksas iekārtai, kas pieslēgta PSO, EUR;

P_{bs} – jauda, kas izmantota BESS uzturēšanai, MW;

$A_{\text{B.f}}$ – BESS ietilpība FCR sniegšanai, MWh.

k – BESS pašizlādes koeficients, aprēķinos izmantotā vērtība $k = 0,07$.

Katru stundu jāiegādājas elektroenerģija no tirgus, lai nodrošinātu sistēmas darbību:

$$A_{\text{op.f}} = \frac{\Delta P_{\text{f.op}}}{\eta_{\text{op.l}}} t_{\text{op.f}} \quad (5.3.)$$

kur

$A_{op.f}$ – iepirkta enerģija darbībai *FCR* režīmā, MWh;

$P_{f.op}$ – *BESS* vidējā darba jauda, nodrošinot *FCR*, MW;

$\eta_{op.l}$ – invertora efektivitāte, darbojoties ar zemāku jaudu nekā nominālā jaudu;

$t_{op.f}$ – laiks gadā, kad *BESS* strādā *FCR* režīmā, h.

Tātad kopējās *FCR* nodrošināšanas izmaksas ir:

$$C_{r.op} = C_{up.sub} + C_e A_{op.f} \quad (5.4.)$$

kur $C_{r.op}$ – kopējās darbības izmaksās gadā, ja *BESS* nodrošina *FCR*, EUR.

Gadījumā, ja *BESS* ir uzstādīts un darbojas elektrostacijā, C_e 5.2. un 5.4. izteiksmē ir jāaizstāj ar $C_{el,pp}$ – elektrostācijas gada vidējās pašpatēriņa elektroenerģijas izmaksas, EUR/MWh. Aprēķini tika veikti vairākiem elektroenerģijas tirgus cenu scenārijiem, pieņemot, ka *BESS* kalpošanas laiks ir 10 gadu. Sakarā ar 2 % uzturēšanas laiku katru gadu *BESS* nevar nodrošināt *FCR* visu gadu. Rezultāti ir atspoguļoti 5.2. 5.2. tabula. Alternatīva ir uzstādīt mazāku *BESS* Rīgas TEC-1, kas ļautu lielākajiem Latvijas ģeneratoriem pilnībā segt *FCR* nepieciešamību gada griezumā. Rezultāti ir parādīti 5.3. tabulā. Ja *FCR* tirgus ir atvērts, neviens no savrupiem *BESS* risinājumiem nevar konkurēt ar Rīgas TEC-1 modernizāciju un visu lielāko ražotāju pakalpojumu sniegšanu. Tas izskaidrojams ar zemākām investīcijām un ekspluatācijas izmaksām.

5.2. tabula

FCR izmaksas, ja ģeneratori nepiedalās servisa sniegšanā

Scenārijs	Gala lietotāja elektroenerģijas cena, EUR/MWh	Darba stundas gadā, h	Izmaksas par MW darba stundā, (EUR/MW)/h
<i>BESS</i> iekārta pieslēgta PSO. Nav EU līdzfinansējuma.	76,11	8585	10,73
	60,89	8585	9,93
<i>BESS</i> elektrostacijā. Nav EU līdzfinansējuma.	76,11	8585	9,67
	60,89	8585	8,87
<i>BESS</i> iekārta pieslēgta PSO. 75 % EU līdzfinansējuma. <i>FCR</i> ir tirgus produkts. (<i>BESS</i> strāda 2400 h)	76,11	2400	20,93
	60,89	2400	18,46
<i>BESS</i> elektrostacijā. PSO. 75 % EU līdzfinansējuma. <i>FCR</i> ir tirgus produkts. (<i>BESS</i> strādā 2400 h)	76,11	2400	17,60
	60,89	2400	15,53

5.3. tabula

FCR izmaksas, ja ģeneratori piedalās servisa sniegšanā un 100 % nodrošina to

Scenārijs	Gala lietotāja elektroenerģijas cena, EUR/MWh	CCGT papildu darbības izmaksas gadā, EUR	Izmaksas par MW darba stundā, (EUR/MW)/h
Modernizēta Rīgas TEC-1 ar <i>BESS</i> . Nav EU līdzfinansējuma.	76,11	100 320	7,27
	60,89	321 507	8,47

6. CCGT PAŠPATĒRIŅA MODERNIZĀCIJA

Avotos [29], [73] PV uzstādīšana un BESS izmantošana tiek aprakstīti kā pasākumu kopums, lai virzītos uz nulles emisijas ēkām. Šīs tehnoloģijas var noderēt arī koģenerācijas pašpatēriņa vajadzībām. Avotā [30] atspoguļota tādu risinājumu rentabilitāte, taču jāņem vērā fakts, ka aprēķini tika veikti par Austrāliju. Savukārt [74] ziņo, ka Latvijā ir viszemākais PV izmantojums Baltijas valstīs.

Rīgas TEC-2 tika uzstādītas vairākas PV sistēmas (vienas fāzes 4,6 kW un divas trīsfāžu 13,7 kW katra), trīs gadu darbības rezultāti CCGT pašpatēriņa vajadzību nodrošināšanai liecina par iespēju samazināt izdevumus elektroenerģijas iegādei. Balstoties uz datiem no uzstādītās PV sistēmas, šajā promocijas darbā tika veikti aprēķini lielākām sistēmām, lai atrastu ekonomiski izdevīgāko PV sistēmas jaudu CCGT pašpatēriņa nodrošināšanai. Darbā tiek piedāvāta aprēķinu metodoloģija, kas ņem vērā elektrostacijas pašpatēriņa elektroenerģijas cenu izmaiņas atkarībā no darbības režīma, kā arī programmas aprēķina rezultāta [75].

Cita iespēja samazināt izmaksas pašpatēriņam ir izmantot BESS maksimālo cenu izlīdzināšanai, šāds risinājums ir ierosināts [72]. Pastāv risinājums izmantot BESS PV ģenerētās elektroenerģijas uzglabāšanai, CCGT ģenerētās elektroenerģijas uzglabāšanai un pīķa cenu izlīdzināšanai. Iepriekš minētā metodoloģija tika uzlabota, lai optimizētu PV un BESS lietošanu atkarībā no CCGT darbības režīma, lai nodrošinātu viszemākās pašpatēriņa izmaksas. Abas izstrādātās metodoloģijas tika aprobētās, izmantojot reāla CCGT stacijas vēsturiskos datus un elektroenerģijas tirgus cenas.

6.1. PV ģenerācija pašpatēriņa vajadzībām

Rīgas TEC-2 izvietoto PV iekārtu dati tika izmantoti, lai katru stundu aprēķinātu saules starojumu, ko saņēma viens saules panelis. Jebkurai jaunai sistēmai īpatnējo jaudu vienam panelim var aprēķināt pēc katras stundas saules starojuma intensitātes. Jebkura jauna iekārta sastāvēs no viena tipa un vienāda izmēra PV moduļiem, jāveic visu paneļu platības aprēķināšana, pēc tam jāizmanto 6.1. formula, lai aprēķinātu PV sistēmas kopējo ģenerāciju vēlamajā stundā.

$$P_{PV,t} = P_{sp,t} S_{inst,n}, \quad (6.1.)$$

kur

$P_{PV,t}$ – jaunas PV ietaises ģenerētā jauda pēc invertora t stundā, kW;

$P_{sp,t}$ – īpatnējā PV jauda t stundā, kW/m²;

$S_{inst,n}$ – jaunas ietaises PV paneļu kopējā platība, m².

PV sistēmas jauda t stundā ir aprēķināta kā:

$$\begin{cases} P_{s,t} = P_{PV,t} - \Delta P_{inv,t} - \Delta P_{T,t} - \Delta P_{c,t}; \\ P_{PV,t} - \Delta P_{inv,t} - \Delta P_{T,t} - \Delta P_{c,t} < 0 \rightarrow P_{s,t} = P_{PV,t} - \Delta P_{inv,t}, \end{cases} \quad (6.2.)$$

kur

$P_{s,t}$ – kopēja nodrošinātā jauda t stundā, kW;

$\Delta P_{inv,t}$ – zudumi inverterā t stundā, kW;

$\Delta P_{T,t}$ – spēka transformatora zudumi t stundā, kW;

$\Delta P_{c,t}$ – zudumi videsprieguma kabeļos t stundā, kW.

Saules enerģijas optimāla izmantošana elektrostacijas pašpatēriņa nodrošināšanai tiek iegūta, kad tiek minimizēta šāda funkcija:

$$\left\{ \begin{array}{l} f(R) = \sum_{t=1}^t (C_{m,t}(A_{g,t} - A_{d,t}) + C_{sc,t}A_{c,t} - C_{s,t}A_{s,t}); \\ A_{c,t} - A_{s,t} < 0 \rightarrow C_{s,t}A_{s,t} = C_{sc,t}A_{c,t} + C_{m,t}(A_{s,t} - A_{c,t}); \\ \quad A_{c,t} = 0 \rightarrow C_{s,t}A_{s,t} = C_{m,t}A_{s,t}; \\ A_{c,t} - A_{s,t} > 0 \rightarrow C_{s,t}A_{s,t} = C_{sc,t}A_{s,t}, \end{array} \right. \quad (6.3.)$$

kur

$C_{m,t}$ – Nordpool spot tirgus cena t stundā, EUR/MWh;

$A_{g,t}$ – elektrostacijas ģenerētā enerģija t stundā, MWh;

$A_{d,t}$ – elektrostacijas tīklam piegādātā elektroenerģija t stundā, MWh;

$C_{sc,t}$ – pašpatēriņa elektroenerģijas cena t stundā, EUR/MWh;

$A_{c,t}$ – elektrostacijas no tīkla patērētā elektroenerģija t stundā, MWh;

$C_{s,t}$ – PV sistēmas ģenerētas elektroenerģijas cena t stundā, EUR/MWh;

$A_{s,t}$ – PV sistēmas ģenerētā elektroenerģija t stundā, MWh.

Elektrostacijas dīkstāves un palaišanas laikā enerģija tiek patērēta no tīkla un tiek izmantota pašpatēriņam. PV saražotā enerģija tiek izmantota, lai segtu pašpatēriņa vajadzības. Gadījumā, ja PV izstrādātā enerģija ir lielāka par elektrostacijas pašpatēriņu, to pārdod elektroenerģijas tirgū. Kad ģenerators darbojas un nepatērē enerģiju no tīkla ($A_{c,t} = 0$), enerģijai, kas tiek nodrošināta no PV sistēmas, ir izcenota tirgus cenā, jo tā tikai ļauj ģeneratoram piegādāt lielāku enerģijas daudzumu tirgū. Kad ģenerators ir atslēgts un PV ģenerācija ir zemāka nekā nepieciešams pašpatēriņam ($A_{s,t} < A_{c,t}$), PV ģenerētā enerģija ir izcenota kā pašpatēriņa elektroenerģija no tīkla, jo kompensē cenu, kas varētu būt samaksāta. Bet, ja PV ģenerācija ir augstāka nekā patērētā jauda no tīkla ($A_{s,t} > A_{c,t}$), daļa no PV ģenerācijas tiek novērtēta par pašpatēriņa elektroenerģijas cenu, savukārt otra daļa – par tirgus cenu. Tas nozīmē, ka funkcijas komponente $C_{s,t}A_{s,t}$ var mainīties katru stundu atkarībā no elektrostacijas darba režīma.

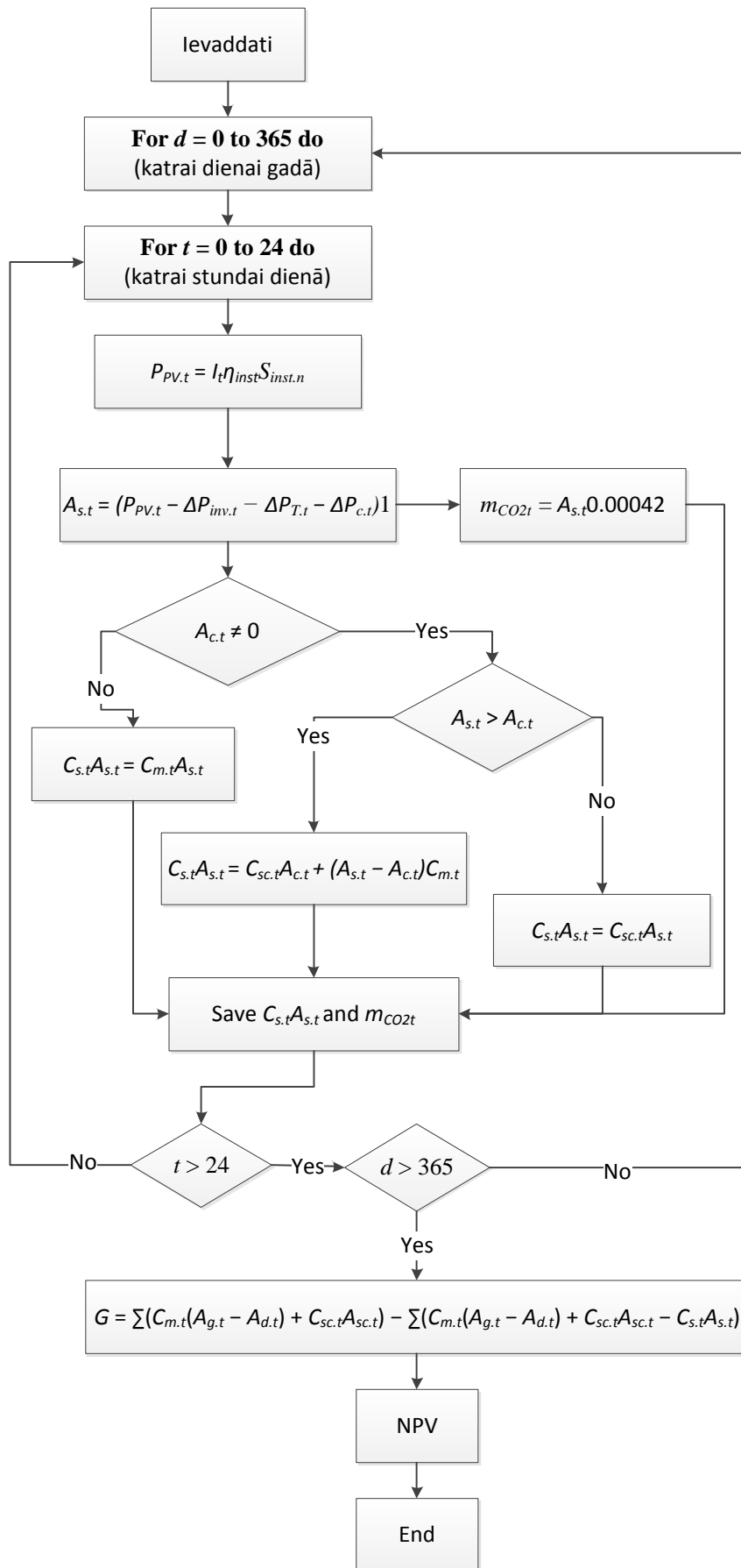
Ir skaidrs, ka, uzstādot jaudīgāku PV sistēmu, saules ģenerācija pieaugs, un tā rezultātā 6.3. vienādojums samazināsies. Taču PV sistēmas palielināšana ne vienmēr rada labāku ekonomisko sniegumu. Līdz ar to 6.3. vienādojuma rezultāti tiek izmantoti NPV aprēķina modulī.

Tika izstrādāta speciāla programma, lai risinātu 6.3. vienādojumu un veiktu NPV aprēķinu. Ievades dati atspoguļoti 6.1.

6.1. tabula aprēķinu algoritms aprēķināts modulī, kas norādīts 6.3. formulā. Balstoties uz saules ģenerācijas apjomu, tiek aprēķināts nesaražotās CO₂ emisiju apjoms. Ieņēmumi no CO₂ sertifikātiem tiek aprēķināti NPV modulī.

Ievaddati aprēķinam

Apzīmējums	Vienības	Apraksts
A_g	kWh	Elektrostacijas ģenerētā elektroenerģija
A_d	kWh	Elektrostacijas piegādātā elektroenerģija tīklam
A_c	kWh	Elektrostacijas no tīkla patērētā elektroenerģija
C_m	EUR/MWh	<i>Nordpool spot</i> tirgus cena
C_g	EUR/MWh	Obligātā iepirkuma komponente (noteikta kā 22,68 EUR/MWh)
C_{TSO}	EUR/MWh	PSO pārvades tarifs (noteikts kā 3,53 EUR/MWh)
n	–	Uzstādīto PV paneļu daudzums
S_{PV}	m ²	Uzstādīto PV paneļu kopējā platība
η_{inst}	r. v.	Uzstādīto PV paneļu lietderība
I	kW/m ²	Saules starojums
$P_{inv.r}$	kW	PV invertora nominālā jauda
k_{ic}	r. v.	PV invertora vadības sistēmas pašpatēriņš
k_c	r. v.	Zudumi spēka kabeļos
S_T	kVA	Spēka transformatora pilnā jauda
ΔP_{T0}	kW	Spēka transformatora tukšgaitas zudumi
P_{Tk}	kW	Spēka transformatora darba zudumi
$\cos\varphi$	–	Jaudas koeficients, ar kādu jauda no PV invertora tiek piegādāta patērētājam
m_{CO_2}	t/kWh	Nesaražotās CO ₂ emisijas



6.1. att. Algoritms PV ģenerācijas izmantošanas pašpatēriņa ieguvuma (G) aprēķināšanai.

6.2. Lieljaudas elektroenerģijas uzkrājēju izmantošana pašpatēriņā

Algoritms, kas parādīts 6.1. attēlā, tika modernizēts ar daļu, kas parādīta 6.2. attēlā. Šī programma ļauj izmantot *BESS* dažādos veidos.

Algoritma vienīgais kontrolējamais mainīgais lielums ir *BESS* pieejamā jauda, tāpēc algoritms izmanto pārlases metodi, lai atrastu labākās stundas *BESS* izlādei un uzlādei no elektrotīkla/generatoriem gadījumā, ja *PV* saražotā enerģija nav pietiekama.

Mērķa funkcija 6.3. vienādojumā tika izmainīta:

$$\left\{ \begin{array}{l} f(R) = \sum_{t=1}^t (C_{m,t}(A_{g,t} - A_{d,t}) + C_{sc,t}A_{c,t} - C_{s,t}A_{s,t} + C_{bs,t}A_{bs,t} + C_{BESSc,t}A_{bc,t} - C_{BESSd,t}A_{bd,t}); \\ A_{c,t} - A_{s,t} < 0 \rightarrow C_{s,t}A_{s,t} = C_{sc,t}A_{c,t}; \\ A_{c,t} = 0; A_{g,t} - A_{d,t} - A_{s,t} < 0 \rightarrow C_{s,t}A_{s,t} = C_{m,t}A_{s,t}; C_{BESSc} = 0; \\ A_{c,t} = 0; A_{g,t} - A_{d,t} - A_{s,t} > 0 \rightarrow C_{s,t}A_{s,t} = C_{m,t}A_{s,t}; C_{BESSc,t} = C_{m,t}; C_{bs,t} = C_{m,t}; \\ A_{c,t} - A_{s,t} > 0 \rightarrow C_{s,t}A_{s,t} = C_{sc,t}A_{s,t}; C_{BESSd,t} = C_{sc,t}; A_{bd,t} \leq A_{c,t} - A_{s,t}; \\ A_{c,t} > 0 \rightarrow C_{bs,t} = C_{sc,t}; \\ t_{BESSc} \neq t_{BESSd} \end{array} \right. \quad (6.4.)$$

kur

$C_{BESSc,t}$ – *BESS* uzlādes cena t stundā, EUR/MWh;

$C_{BESSd,t}$ – *BESS* izlādes cena t stundā, EUR/MWh;

$C_{bs,t}$ – *BESS* tukšgaitas pašpatēriņa cena t stundā, EUR/MWh

$A_{bc,t}$ – enerģijas apjoms, kas tiek izmantots baterijas uzlādei t stundā, MWh;

$A_{bd,t}$ – enerģijas apjoms, kas tiek izlādēts no baterijas t stundā, MWh;

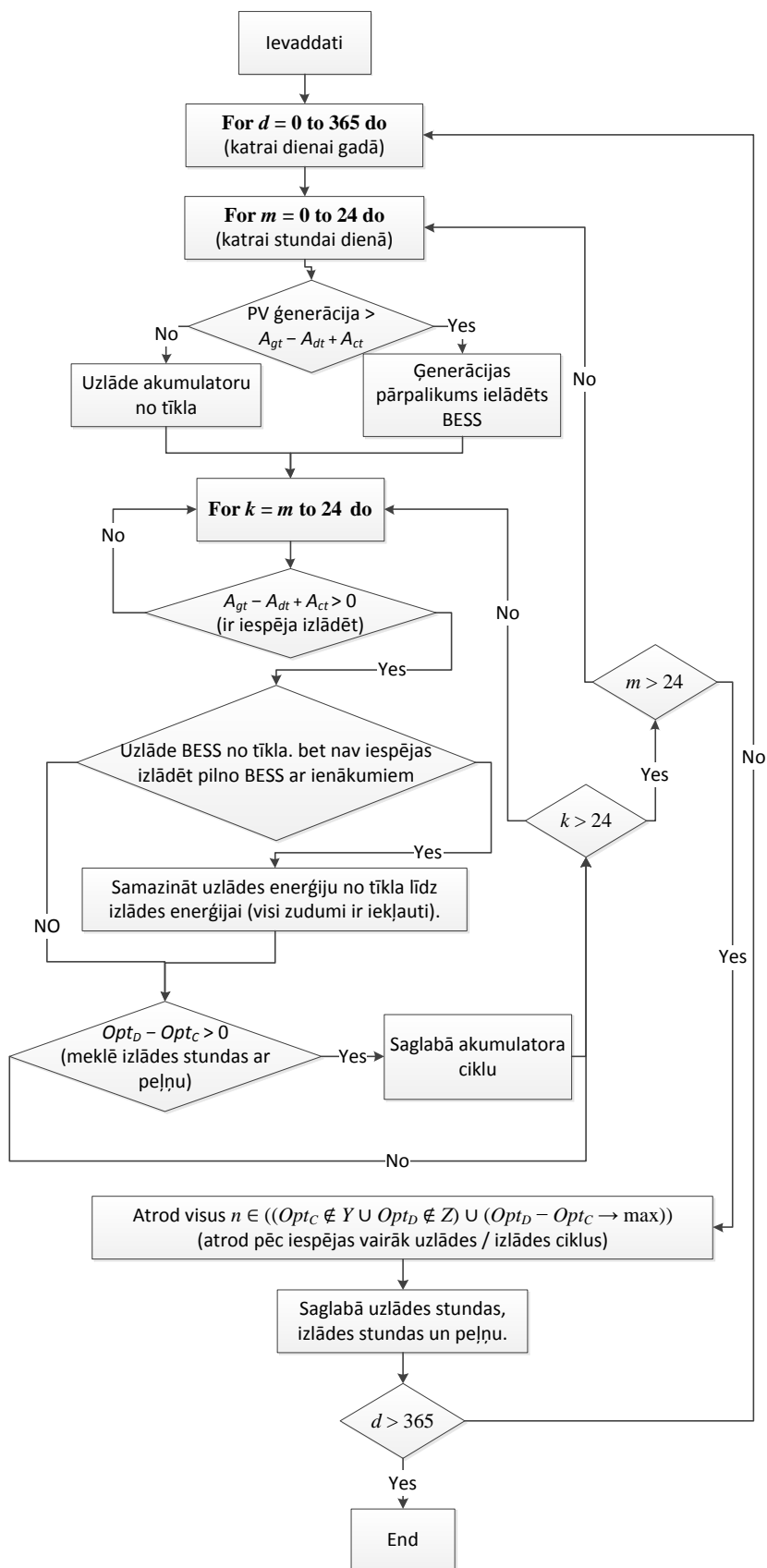
$A_{bs,t}$ – enerģijas apjoms, kas izmantots *BESS* tukšgaitas zudumu segšanai t stundā, MWh;

t_{BESSc} – stunda, kad var veikt *BESS* uzlādi;

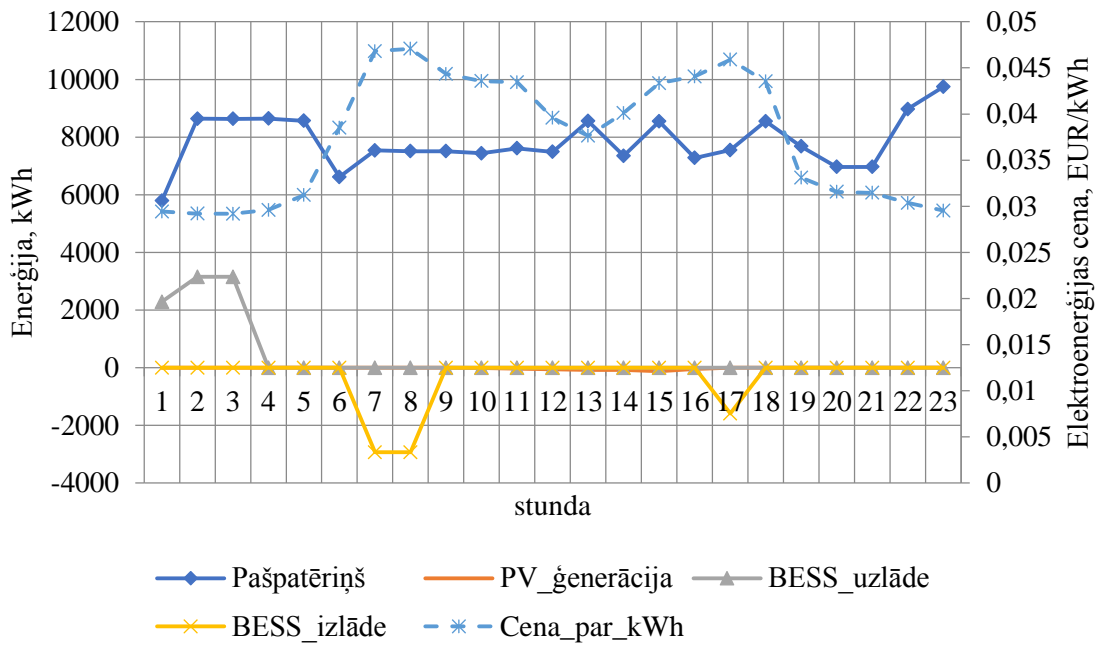
t_{BESSd} – stunda, kad var veikt *BESS* izlādi.

Ziemas dienā (6.3. att.), ja nav *PV* ģenerācijas, tika izmantota cenu starpība, uzlādējot *BESS* lētajās stundās (1, 2 un 3) un izlādējot stundās pie augstas cenas (7 un 8). Lai gūtu maksimālu peļņu no šādas darbības, daļa no uzlādētās enerģijas tika izlādēta tikai 17. stundā, kad ieņēmumi bija lielāki nekā jebkurā iepriekšējā vai nākamajā stundā, ieskaitot zudumus *BESS*.

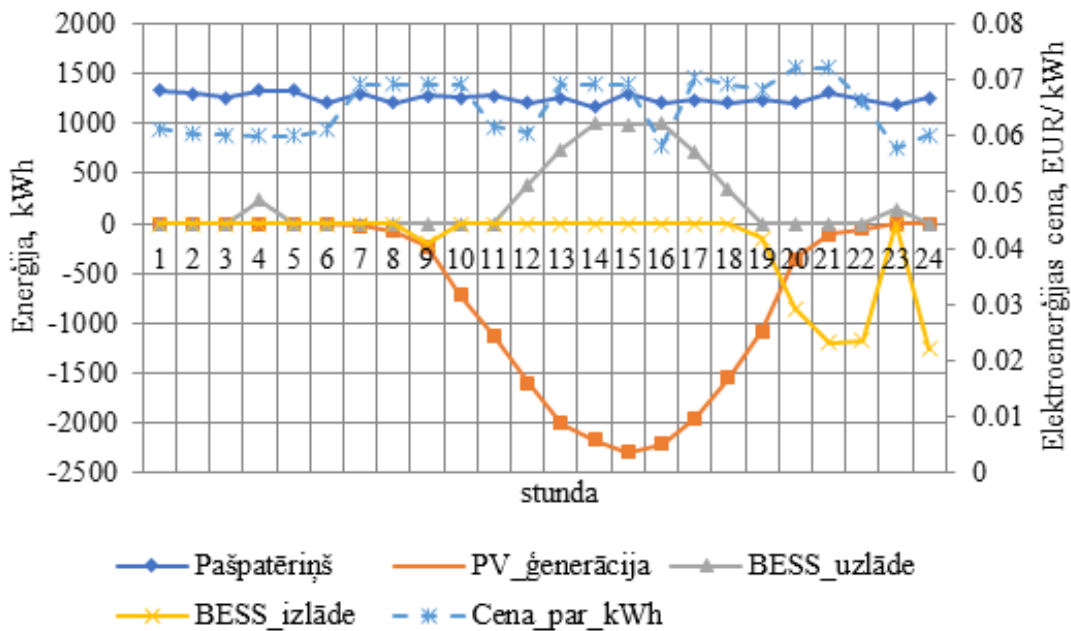
Dienas laikā ar *PV* ģenerāciju (6.4. att.) galvenais uzdevums bija saglabāt visu pārmērīgo *PV* ģenerāciju un vēlāk to izmantot pašpatēriņa vajadzībām. Izstrādātais algoritms pareizi uzlādēja *BESS* visu stundu laikā, kad *PV* ģenerētā enerģija pārsniedza pašpatēriņa vajadzības. 19. un 20. stundās *BESS* sāka izlādēties un nodrošināja enerģijas daudzumu, ko vairs nevarēja nosegt *PV* ģenerācija, lai nodrošinātu pašpatēriņa vajadzības. 23. stundā cena bija nedaudz zemāka nekā 24. stundā, un *BESS* neveica izlādi 23. stundā, lai gūtu maksimālu peļņu no šīs dienas.



6.2. att. Algoritms BESS ienākumu aprēķinam, izmantojot CCGT pašpatēriņā.
 Opt – funkcijas optimums priekš $f(R)$, ar saistīto stundas enerģijas patēriņu; Opt_C – funkcijas optimums uzlādei $f(PC)$, ar saistītām uzlādes stundām; Opt_D – funkcijas optimums $f(PD)$, ar saistītām izlādes stundām; Y – stundas, kad uzlāde nav iespējama; Z – stundas, kad izlāde nav iespējama.



6.3. att. *BESS* optimālās uzlādes un izlādes dienā, kad nav *PV* ģenerācijas.



6.4. att. *BESS* optimālās uzlādes un izlādes dienā, kad ir *PV* ģenerācija.

Ekonomisko aprēķinu rezultāti ir parādīti 6.2. tabula. Dati ir norādīti *CCGT* ar zemu ģenerāciju vasaras laikā, gadā ar augstākām elektroenerģijas cenām un augstu *PV* ģenerāciju, kas ir visoptimistiskākais scenārijs. Tika ņemti vērā ieņēmumi no CO_2 kvotu izlīdzinātās cenas.

Peļņas salīdzinājums no *PV* sistēmas un *PV* sistēmas ar *BESS*

	Ienākumi no sistēmas darbības, EUR	Uzturēšanas un tukšgaitas pašpatēriņš gadā, EUR	Peļņa gadā, ņemot vērā darba un tukšgaitas zudumus, EUR	% no <i>PV</i> peļņas
PV 1425 kW	97 940,85	11 307,12	86 633,73	100
PV 1425 kW, 1500 kWh BESS	113 318,55	58 776,70	54 541,85	62,96
PV 1425 kW, 3000 kWh BESS	123 706,18	62 226,70	61 479,49	70,966
PV 1852 kW	121 290,32	14 688,45	106 601,87	100
PV 1852 kW, 2000 kWh BESS	145 940,23	74 312,93	71 627,30	67,19
PV 1852 kW, 4000 kWh BESS	158 714,38	78 912,93	79 801,45	74,86
PV 2565 kW	151837,10	20 324,01	131 513,09	100
PV 2565 kW, 4000 kWh BESS	205 697,16	116 187,55	89 509,60	68,06
PV 2565 kW, 8000 kWh BESS	222 321,86	125 387,56	96 934,30	73,71

Pārmērīga *PV* sistēmu un *BESS* kombinācijas izmantošana rada pie daudz lielāku investīciju nepieciešamību, *BESS* uzstādīšanas izmaksas ir būtiskas, bet vēl vairāk problēmas rodas no tukšgaitas zudumiem akumulatoros. Šobrīd šāds risinājums nav izdevīgs, un priekšroka jādod *PV* sistēmas uzstādīšanai bez *BESS*.

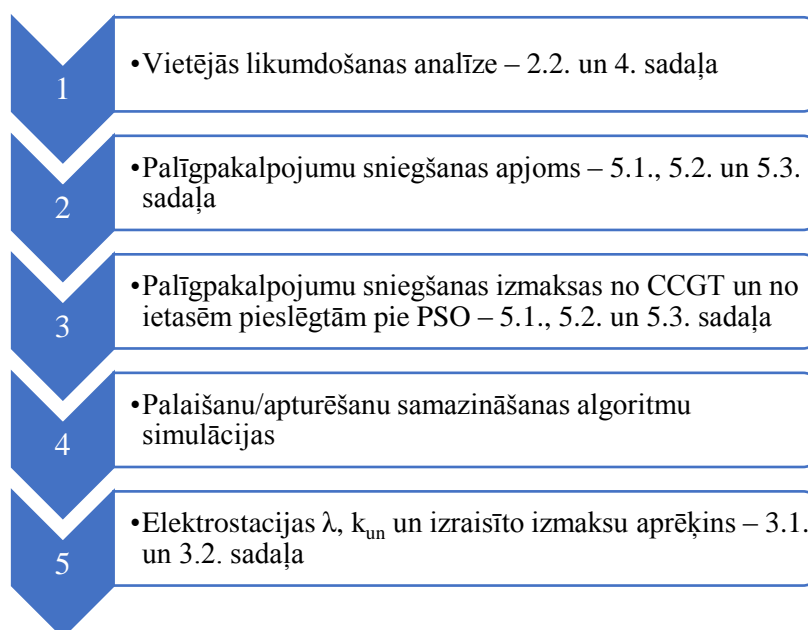
7. ATTEIČU UN PALĪGPAKALPOJUMU IETEKME UZ CCGT DARBĪBAS STRATĒGIJU

Piedāvātā metodika redzama 7.1. attēlā. Pirms ietekmes aprēķina jāveic vairāki soļi. Pakalpojumu cenas, kas būtu jāizmanto, ir parādītas 7.1. tabulā. Ceturtais solis ir simulācija, kas ļauj izprast, vai papildu ienākumi no palīgpakalpojumu sniegšanas ļauj samazināt palaišanu un/vai apturēšanu skaitu, lai samazinātu CCGT elektroiekārtu incidentu biežumu, neplānoto nepieejamības laiku un ar to radītās izmaksas. Piektais solis ir simulācijas analīze, kurā elektrostacijas elektroiekārtu λ , k_{un} un izraisītās izmaksas tiek pārrēķinātas saskaņā ar simulācijas rezultātiem, un tiek salīdzināti ar rezultātiem pirms simulācijas.

7.1. tabula

Palīgpakalpojumu apjomi un cenas

Pakalpojums	Apjoms stundā (vidēji gadā)	Ģenerators cena par servisu	PSO pievienotās ietaises cena par servisu
Reaktīvās jaudas kontrole	-64 MVar	$C_{qm.sub}$	$C_{qm.sub}$
Inerce	2200 MWs	$\frac{E_{CHP}C_i}{E_h}$	C_i
FCR	15 MW /15 min	$C_{F.g} = \frac{C_{up.gen}}{t_{op}}$	$C_{F.sub} = \frac{C_{r.op}}{t_{op}}$



7.1. att. Atteiču un palīgpakalpojumu sniegšanas ietekmes analīzes metodoloģija.

7.1. Ciklu skaita samazināšana un peļņas maksimizēšanas algoritmi

CCGT darbības optimizācija, piemēram, elastīguma palielināšana, darbības un palaišanas izmaksu samazināšana, ir izskatīta dažādos darbos [3], [6], [7], [33]. Papildpakalpojumu sniegšana varētu radīt jaunas elastīguma uzlabošanas iespējas, pateicoties papildu ienākumiem. Piedāvātā metodoloģija ņem vērā izmaksu samazināšanu sakarā ar palaišanas veida izmaiņām, kas ir aprakstīts [40].

Piedāvātajā algoritmā elektrostacijas darbība tika iedalīta trīs posmos: palaišana, darba režīms un apturēšana. Ideja ir pagarināt darba stundas, pārvietojot palaišanas laiku atpakaļ vai apturēšanu uz priekšu. Tiek izdarīts pieņēmums, ka šāda darba stundu plānošana neietekmē elektroenerģijas tirgus cenu. Palīgpakalpojumu sniegšana tiek rēķināta kā papildu ienākumi. Palaišanas un apturēšanas stundu pārvietošana dažkārt noved pie elektroenerģijas ražošanas stundās, kad tirgus elektroenerģijas cenas ir zemākas par elektroenerģijas ražošanas izmaksām. Kā papildu ienākumi no kustības tiek pieņemtas samazinātas palaišanas izmaksas.

Programma, kas balstās uz piedāvāto metodoloģiju, ir izstrādāta, lai atrisinātu divus uzdevumus. Viens no tiem ir spēkstacijas peļņas maksimizēšana. Pārvietošana ir saistīta ar ienākumu zudumu no elektroenerģijas tirdzniecības, tāpēc programma cenšas veikt izmaiņas tikai tad, ja ir paredzēta neliela peļņa no palaišanas izmaksu samazināšanas un pakalpojumu sniegšanas. Otrais uzdevums ir definēts kā palaišanas skaita samazināšana, tādēļ programma izmanto visus ienākumus no pakalpojumu sniegšanas normālā darba režīmā, lai segtu zaudējumus no elektroenerģijas tirdzniecības, kad elektrostacijai sākotnēji nebija plānots strādāt. Tiek izmantoti šādi parametri (7.2. tab.)

7.2. tabula

Parametri apturēšanu/palaišanu skaita samazināšanas algoritma simulācijai

Apzīmējums	Apraksts
t	Laiks, h
t_{st}^{n-1}	Iepriekšējās apturēšanas stunda, h
t_{st}^n	Aktuālās palaišanas stunda, h
$P_{st.1}, P_{st.2}, \dots, P_{st.k}$	Palaišanas procesa 1., 2., ..., k. stundas aktīvā jauda, MW
k	Palaišanas procesa ilgums
P_{min}	Ģenerators minimālā ilgstoši pieļaujamā aktīvā jauda, MW
$Q_{st.1}, Q_{st.2}, \dots, Q_{st.k}$	Palaišanas procesa 1., 2., ..., k. stundas reaktīvā jauda, MVA
Q_{avg}	Vidējā reaktīvā jauda, ko nodrošina no elektrostacijas, MVA
C_t	Elektroenerģijas tirgus cena t stundā, EUR/MWh
$C_{st.1}, C_{st.2}, \dots, C_{st.k}$	Palaišanas procesa 1., 2., ..., k. stundas elektroenerģijas tirgus cena, EUR/MWh
C_0	Aktīvās jaudas ģenerācijas izmaksas, EUR/MWh
C_q	Reaktīvās enerģijas cena, EUR/MVA
C_i	Inerces, ko nodrošina ģenerators, cena, EUR/MW
E_{CHP}	Ģenerators nodrošinātā inerces, MW
$C_{F.g}$	Cena par ģenerators nodrošināto FCR 15 MW apjomā 15 minūtēm
$P_{sp.1}, P_{sp.2}, \dots, P_{sp.m}$	Apturēšanas procesa 1., 2., ..., m. stundas aktīvā jauda, MW
$Q_{sp.1}, Q_{sp.2}, \dots, Q_{sp.m}$	Apturēšanas procesa 1., 2., ..., m. stundas reaktīvā jauda, MVA

7.2. tabulas turpinājums

$C_{sp.1}, C_{sp.2}, \dots, C_{sp.m}$	Apturēšanas procesa 1., 2., ..., k . stundas elektroenerģijas tirgus cena, EUR/MWh
m	Apturēšanas procesa ilgums
C_s	Neiztērētie līdzekļi palaišanas veida (auksts/silts/karsts) izmaiņas dēļ, EUR
$t_{sp.s}, t_{st.s}$	Simulētās palaišanas un apturēšanas stundas
n	Iterācijas numurs

Funkcija simulētām palaišanas stundām tiek izteikta šādi:

$$f_1 = \sum_{t=t_{st}^{n-1}+1}^{t=t_{sp}^{n-1}+1} \left[P_{st.1}(C_t - C_{st.1}) + Q_{st.1}C_q + P_{st.2}(C_{t+1} - C_{st.2}) + Q_{st.2}C_q + \dots \right. \\ \left. + P_{st.k}(C_{t+k} - C_{s.k}) + Q_{st.k}C_q \right] + k \frac{E_{CHP}C_i}{E_h}. \quad (7.1.)$$

Funkcija simulētām stundām starp reālām darba stundām un simulētām palaišanas stundām tiek izteikta šādi:

$$f_2 = \sum_{t=t_{st}^{n-1}+k+1}^{t=t_{sp}^{n-1}+k+1} \left[P_{\min}(C_t - C_0) + \frac{E_{CHP}C_i}{E_h} + Q_{avg}C_q + C_{F.g} \right]. \quad (7.2.)$$

Funkcija simulētām apturēšanas stundām tiek izteikta šādi:

$$f_3 = \sum_{t=t_{sp}^{n-1}+1}^{t=t_{st}^n-m} \left[P_{sp.1}(C_t - C_{sp.1}) + Q_{sp.1}C_q + P_{sp.2}(C_{t+1} - C_{sp.2}) + Q_{sp.2}C_q + \dots \right. \\ \left. + P_{sp.m}(C_{t+m-1} - C_{sp.m}) + Q_{sp.m}C_q \right] + m \frac{E_{CHP}C_i}{E_h}. \quad (7.3.)$$

Funkcija simulētām stundām starp reālām darba stundām un simulētām apturēšanas stundām tiek izteikta šādi:

$$f_4 = \sum_{t=t_{sp}^{n-1}}^{t=t_{st}^n-m-1} \left[P_{\min}(C_t - C_0) + \frac{E_{CHP}C_i}{E_h} + Q_{avg}C_q + C_{F.g} \right]. \quad (7.4.)$$

Papildu ienākumu no palīgpakalpojumu sniegšanas darba stundās funkcija ir izteikta šādi:

$$f_5 = \sum_{t=t_{sp}^n}^{t=t_{st}^n} \left(\frac{E_{CHP}C_i}{E_h} + Q_{avg}C_q + C_{F.g} \right). \quad (7.5.)$$

Lai nodrošinātu maksimālu peļņu no palīgpakalpojumu sniegšanas, tiek piedāvātā šāda funkcija:

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_{mp}^n = f_1^n + f_2^n + f_3^{n-1} + f_4^{n-1} + C_s; \\ 8 < t_{st}^n - t_{sp}^{n-1} \leq 72; t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} \leq 8 \rightarrow C_{sh} = 16\ 020; \\ 72 < t_{st}^n - t_{sp}^{n-1}; t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} \leq 8 \rightarrow C_s = 29\ 380; \\ 72 < t_{st}^n - t_{sp}^{n-1}; 8 < t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} \leq 72 \rightarrow C_s = 13\ 360; \\ t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} > 72 \rightarrow C_s = 0; \\ 0 < t_{st}^n - t_{sp}^{n-1} \leq 8; t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} = 0 \rightarrow C_s = 16\ 020. \end{array} \right. \quad (7.6.)$$

Lai nodrošinātu vismazāko palaišanas skaitu, izmantojot peļņu no palīgpakalpojumu sniegšanas, tiek piedāvāta šāda funkcija:

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_{lst}^n = f_1^n + f_2^n + f_5^n + f_3^{n-1} + f_4^{n-1} + C_s; \\ 8 < t_{st}^n - t_{sp}^{n-1} < 72; t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} \leq 8 \rightarrow C_{sh} = 16\ 020; \\ 72 < t_{st}^n - t_{sp}^{n-1}; t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} \leq 8 \rightarrow C_s = 29\ 380; \\ 72 < t_{st}^n - t_{sp}^{n-1}; 8 < t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} \leq 72 \rightarrow C_s = 13\ 360; \\ t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} > 72 \rightarrow C_s = 0; \\ 0 < t_{st}^n - t_{sp}^{n-1} \leq 8; t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} = 0 \rightarrow C_s = 16\ 020. \end{array} \right. \quad (7.7.)$$

7.2. attēlā ir parādīts 7.7. funkcijas grafiskais attēlojums. 7.6. un 7.7. funkcija ietver neiztērētās izmaksas labākas palaišanas pozīcijas dēļ, piemēram, pāreja no aukstās palaišanas uz karsto palaišanas stāvokli ļaus izvairīties no izmaksām 29 380 EUR apmērā, un Y funkcijā tiek iekļauta kā papildu peļņa. Dažādu palaišanas stāvokļu iespējamo novērsto izmaksu cenas tika aprēķinātas no datiem, kas sniegti [40] attiecībā uz līdzīgu 400 MW CCGT elektrostaciju.

Kad tiek maksimizētā CCGT peļņa, galvenais programmas uzdevums tiek definēts kā:

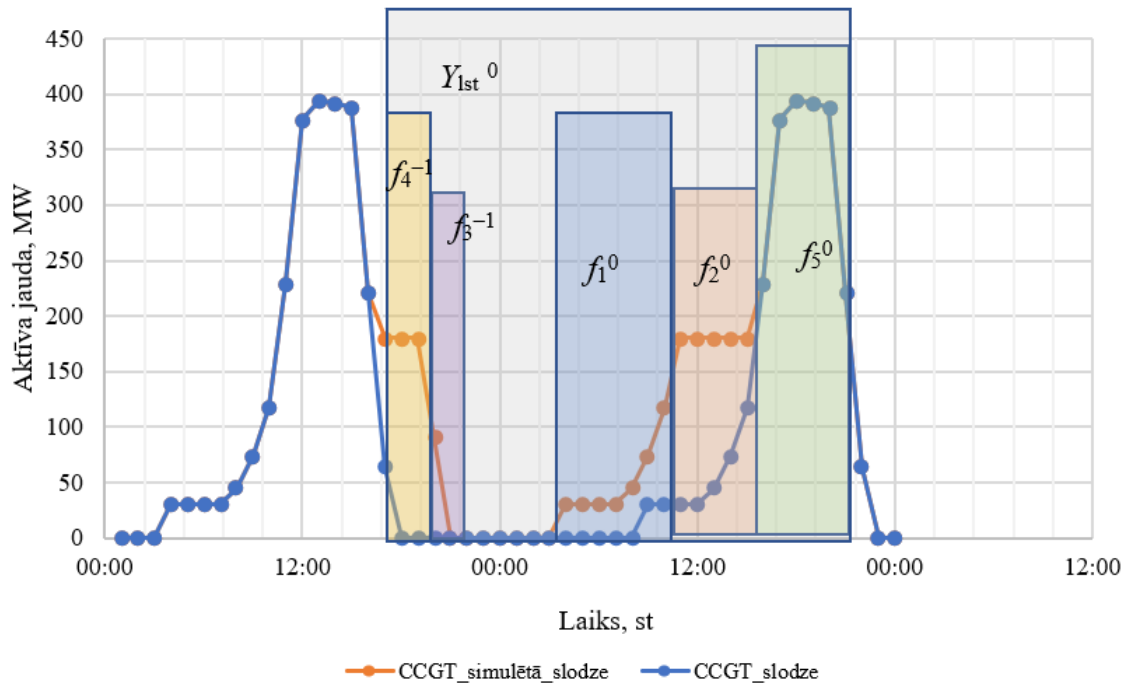
$$\sum_{n=0}^n Y_{mp}^n \rightarrow \max. \quad (7.8.)$$

Kad tiek samazināts CCGT palaišanu skaits, galvenais programmas uzdevums tiek definēts kā:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{n=0}^n Y_{lst}^n > 0; \\ \sum_{n=1}^n t_{st.s}^n - t_{sp.s}^{n-1} \rightarrow \min. \end{array} \right. \quad (7.9.)$$

Vēsturiskie dati par reālo 400 MW CCGT, kā arī metodoloģijas aprēķinu rezultāti par 400 MW CCGT 2017. gadā, kad Latvijā bija zemākā elektroenerģijas tirgus cena, ir parādīti 7.3. tabulā; tas pats par 2018. gadu, kad Latvijā bija visaugstākā tirgus elektroenerģijas cena, ir parādīts 7.4. tabulā. Ģenerators incidentu biežuma, kopējā incidentu biežuma un radītās nepieejamības aprēķins tika veikts, kā aprakstīts 3.1. sadaļā, incidentu un nepieejamības radītās izmaksas tika aprēķinātas, kā parādīts 3.2. sadaļā. Rezultāti liecina, ka tikties uz maksimālo peļņu ir labāk, ja ir mazs darba stundu skaits (2359) un augsts palaišanu

skaitis (28), savukārt gadījumā, ja ir liels darba stundu skaits (5421) un tāds pats palaišanas skaits, tiecoties pie palaišanas skaita samazināšanas, var gūt labāku ekonomisko labumu nekā tiecoties uz maksimālo peļņu. Piedāvātā metodoloģija elektrostaciju plānošanas uzlabošanai var būt viegli izmantojama dažādiem scenārijiem, un katru gadījumu jāanalizē atsevišķi. Nevar izvirzīt viennozīmīgu apgalvojumu, kas balstītos uz iegūtiem rezultātiem, apskatot konkrēto gadījumu.



7.2. att. Apturēšanas/palaišanas skaita samazināšanas algoritma vizualizācija.

7.3. tabula

Piedāvātās metodoloģijas rezultāti 400 MW CCGT 2017. gadam

	Darba stundas	Palašanas skaits			Ģeneratoru incidentu biežums	Kopējais incidentu biežums	Nepieciešamības stundas	Incidentu un nepieciešamības izmaksas, EUR	Peļņa no palīgpakalpojumiem, EUR	Summa, EUR
		karsta	silta	auksta						
Palīgpakalpojumu sniegšana	2358	1	8	18	0,36684	0,38594	44,03	-1 301 183	2 370 192	1 069 009
Maksimāla peļņa pēc plānošanas uzlabošanas	2479	1	12	13	0,36992	0,38902	42,98	-1 277 500	2 586 604	1 309 104
Minimālās palašanas pēc plānošanas uzlabošanas	2773	0	5	13	0,34064	0,35974	33,91	-1 049 080	2 137 948	1 088 868

7.4. tabula

Piedāvātās metodoloģijas rezultāti 400 MW CCGT 2018. gadam

	Darba stundas	Palašanas skaits			Ģeneratoru incidentu biežums	Kopējais incidentu biežums	Nepieciešamības stundas	Incidentu un nepieciešamības izmaksas, EUR	Peļņa no palīgpakalpojumiem, EUR	Summa, EUR
		karsta	silta	auksta						
Palīgpakalpojumu sniegšana	5421	3	17	8	0,61848	0,63758	47,88	-1 508 885	5 652 005	4 143 119
Maksimāla peļņa pēc plānošanas uzlabošanas	6203	2	6	5	0,35561	0,37471	31,17	-990 983	7 201 747	6 210 763
Minimālās palašanas pēc plānošanas uzlabošanas	6457	0	0	5	0,14491	0,16401	20,95	-651 265	6 949 929	6 298 663

SECINĀJUMI

1. Pieejamās statistikas analīze tika veikta, lai iegūtu empīriskas formulas koģenerācijas galveno elektroiekārtu incidentu biežuma un nepieejamības aprēķiniem. Rezultāti liecina, ka palaišanas skaita pieaugums izraisa vairāk incidentu un galveno elektroiekārtu nepieejamību, līdzīgi ir ar darba stundu pieaugumu, taču ietekme ir daudz zemāka.
2. Lai parādītu galveno elektroiekārtu incidentu ekonomisko ietekmi, tika novērtētas izmaksas par nepieejamību, ko izraisa incidenti. Iegūtos rezultātus var izmantot riska novērtēšanā un elektrostacijas darbības plānošanā nākotnē.
3. Elektrostacijās jāuzstāda papildu iekārtas, lai izpildītu *RfG*. Promocijas darbā sniegti aprēķinu piemēri, lai nodrošinātu esošo ģeneratoru atbilstošu modernizāciju. Tika veikta dažu gadījumu analīze un piedāvāti risinājumi.
4. Sinhronizācija ar *CEN* radīs jaunus palīgpakalpojumu tirgus. Šā iemesla dēļ tika veikti reaktīvās jaudas nodrošināšanas, inerces un *FCR* nodrošināšanas izmaksu aprēķini. Rezultāti liecina, ka reaktīvās jaudas kontroles zemākā cena ir iespējama, ja ģeneratori netiek atlīdzināti par pakalpojumu sniegšanu. *FCR* nodrošināšana ir lētāka, ja to sniedz no lielākiem ģeneratoriem. Inerces nodrošināšana ir visdārgākais palīgpakalpojums, ģeneratorus jāatlīdzina par šādu pakalpojumu sniegšanu, lai samazinātu ieguldījumus papildu ietaišu uzstādīšanai elektrotīklā.
5. Tika izstrādāta metodoloģija, lai aprēķinātu iespējamus ieguvumus, ko sniedz *PV* sistēmas uzstādīšana *CCGT* pašpatēriņa vajadzībām. Rezultāti liecina, ka *PV* uzstādīšana ir interesanta elektrostacijām ar mazu darba stundu skaitu vasarā. Visoptimistiskākie rezultāti liecina par 13 gadu atmaksāšanās laiku bez atbalsta, ar pieņēmumu, ka kredīta likme ir 0 %. Optimālā jauda uzstādāmajai *PV* sistēmai ir 1–1,5 reizes no minimālās vasaras pašpatēriņa jaudas. Izstrādāto programmatūru var izmantot jebkuram citam gadījumam, un var aprēķināt optimālo *PV* sistēmas jaudu.
6. Jaudīgākas *PV* sistēmas un *BESS* kombinācija neuzrāda nekādu ekonomisku ieguvumu lielo ieguldījumu, tukšgaitas zudumu un salīdzinoši lielo darba zudumu dēļ. Izstrādātā metodoloģija *BESS* darbības optimizācijai *CCGT* pašpatēriņam tika aprobēta, izmantojot vēsturiskos datus.
7. Izstrādātā metodoloģija *CCGT* darbības plānošanas uzlabošanai tika pārbaudīta, izmantojot vēsturiskos datus. Tā ļauj meklēt maksimālo peļņu no palīgpakalpojumu sniegšanas vai minimālo palaišanas skaitu gadā. Pamatojoties uz iegūtajiem rezultātiem, ģeneratoriem un galvenajai elektroiekārtai var aprēķināt kopējo incidentu biežumu, kā arī nepieejamības radītas izmaksas. Abu pieeju rezultātu salīdzināšana ļauj izvēlēties *CCGT* optimālu darbības stratēģiju.
8. *CCGT* spēj nodrošināt visus nepieciešamos palīgpakalpojumus, lai atbalstītu tīkla stabilitāti. Palīgpakalpojumu atlīdzība dos jaunas iespējas *CCGT*. Izstrādātā metodoloģija *CCGT* darbības plānošanas uzlabošanai parāda, ka palīgpakalpojumu sniegšana ļauj pāriet uz mazāk ciklisku darba režīmu.

KOPSAVILKUMĀ IZMANTOTĀ LITERATŪRA

1. Centrālā statistikas pārvalde <https://www.csb.gov.lv>.
2. T. Makalska, R. Varfolomejeva, R. Oļekšijs, The Impact of Wind Generation on the Spot Market Electricity Pricing // International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 12–15 June 2018, Palermo, Italy.
3. M. Kunickis, M. Balodis, O. Linkevics and P. Ivanova, “Flexibility options of Riga CHP-2 plant operation under conditions of open electricity market,” 2015 IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), Riga, 2015.
4. Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators RfG (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32016R0631>).
5. C. H. Lee ; Zainul Asri Mamat, Investigation of Performance Degradation for TNB Newly Commissioned Combined Cycle Power Plant Case study at PD1. // 2009 3rd International Conference on Energy and Environment (ICEE), 7–8 Dec. 2009, Malacca, Malaysia.
6. Gulen S. C. Gas Turbine Combined Cycle Fast Start: The Physics Behind the Concept // Power engineering magazine 06.12.2013.
7. Baling L. Fast cycling and rapid start-up: new generation of plants achieves impressive results // Modern power systems January 2011.
8. M. Baca, Extended requirements on turbogenerators due to changed operational regimes // VGB Congress 2015, Vienna.
9. C. V. Maughan, “Root-cause diagnostics of generator service failures”, IEEE International Conference on Electric Machines and Drives, 2005., San Antonio, TX, 2005, pp. 1927–1935.
10. NERC (North American electrical reliability corporation) report “State of reliability 2018” <https://www.nerc.com>.
11. Technical scientific report Analysis of unavailability of power plants 2008–2017 // VGB PowerTech Service GmbH, 2018, Essen, Germany.
12. Bruetsch M., Tari M., Froehlich K., Weiers T., Vogelsang R. Insulation failure mechanism of power generators // IEEE electrical insulation magazine vol. 24. 2008.
13. Griffith G., Tucker S., Milsom J., Stone G. Problems with modern air-cooled generator stator winding insulation // IEEE Electrical insulation magazine vol. 16, issue 6, 2000.
14. P. J. Tavner and A. F. Anderson Core faults in large generators // IEE Proc.-Electr. Power Appl., Vol. 152, No. 6, November 2005.
15. C. V. Maughan “CliffsNotes on design, O&M of stator-bar insulation systems helps improve reliability” <https://www.ccj-online.com/ccj-issue-53/generators-cliffsnotes-on-design-om-of-stator-bar-insulation-systems-helps-improve-reliability/>.
16. C. Antoun High Voltage Circuit Breaker and Power Transformer Failure Modes and Their Detection // 2018 Condition Monitoring and Diagnosis (CMD) 23–26 Sept. 2018, Perth, WA, Australia.

17. L. Chmura, P. H. F. Morshuis, E. Gulski, J. J. Smit, A. Janssen Statistical analysis of subcomponent failures in power transformers // 2011 Electrical Insulation Conference (EIC), 5–8 June 2011, Annapolis, MD, USA.
18. CIGRE Working Group A2.37, “TRANSFORMER RELIABILITY SURVEY,” CIGRE TB 642, Dec. 2015.
19. Technical-Scientific Report Availability of Power Plants 2005 to 2014 // VGB PowerTech Service GmbH, 2015, Essen, Germany.
20. European solidarity on Energy: Synchronisation of the Baltic States' electricity network with the European system strengthens security of supply, Brussels, 28 June 2018 http://europa.eu/rapid/press-release_IP-18-4284_en.htm.
21. R. Oļekšijs and B. Olekshii, “Combined heat and power plant electrical equipment incident rate and unavailability empirical expression”, 2019 IEEE 7th IEEE Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE).
22. AS Augstsprieguma tīkls <http://ast.lv/lv>.
23. I. Zicmane, K. Berzina, A. Sobolevskis and S. Kovalenko, “Latvian electrical power system stability's analysis taking into account new development strategy until 2025”, 2017 International Conference on Electromechanical and Power Systems (SIELMEN), Iasi, 2017.
24. ENTSO-E <https://www.entsoe.eu/>.
25. K. Marcina, A. Sauhats, V. Lavrinovics and G. Junghans, “Efficiency Analysis of the Baltic Balancing Market”, 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lodz, 2018.
26. Siemens Siestorage <https://fluenceenergy.com/energy-storage-solutions/energy-storage-technology/siestorage-energy-storage/>.
27. Krickis, O., Oļekšijs, R. Safe operation of the industrial centrifugal pump sets in parallel connection. In: 2017 IEEE 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 12–13 October 2017, Riga, Latvia.
28. Oļekšijs, R., Linkevičs, O. Photovoltaic system application for industry self consumption needs. In: 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 12–13 November 2018, Riga, Latvia.
29. K. Berzina, I. Zicmane and A. Sobolevskis, Optimal PV electrical energy storage of office building's communal space lighting, // 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Milan, 2017, pp. 1–4.
30. P. Sokolowski, W. Peng, R. Patel and X. Yu Roles of Policy Settings in Distributed Generation with Battery Storage // IECON 2017 – 43rd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 29 Oct.–1 Nov. 2017, Beijing, China.
31. Yui. Y. V., Yee Y. V., P. Singh Combined cycle power plant performance degradation // PowerGen Asia, 1998.

32. Zwebek A., and Pilidis P. Degradation Effects on Combined Cycle Power Plant Performance—Part I: Gas Turbine Cycle Component Degradation Effects // ASME. J. Eng. Gas Turbines Power. 2003.
33. Kumar N., Besuner P. M., Lafton S. A., Agan D. D., Hilleman D. D. Power plant cycling costs // Intertek APTECH, 2012.
34. Van den Bergh K., Delarue E. Cycling of conventional power plants: technical limits and actual costs // Energy Conversion and Management, Volume 97, pp. 70–77, 2015.
35. A. Lisnianski, D. Laredo and H. B. Haim, Multi-state Markov Model for Reliability Analysis of a Combined Cycle Gas Turbine Power Plant // 2016 Second International Symposium on Stochastic Models in Reliability Engineering, Life Science and Operations Management (SMRLO), Beer-Sheva, 2016.
36. C. Kirchsteiger, J. Teichmann and L. Balling Probabilistic outage analysis of a combined-cycle power plant // Power Engineering Journal, vol. 9, no. 3, pp. 137–141 1995.
37. D. C. Montgomery, G. C. Runger Applied statistics and probability for engineers -3rd edition, John Wiley and Sons, 976 p., 2003.
38. L. Ning, W. Wu and B. Zhang Generator random outage model for risk-based monthly maintenance scheduling // 2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Singapore, 2010.
39. K. Dahal, K. Al-Arfaj, K. Paudyal Modelling generator maintenance scheduling costs in deregulated power markets // European Journal of Operational Research, Volume 240, Issue 2, 2015.
40. P. Ivanova, O. Linkevics and A. Sauhats, “Mathematical description of combined cycle gas turbine power plants' transient modes”, 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Milan, 2017.
41. N. Miller, D. Lew, R. Piwko, L. Hannet, S. Achilles and other Technology capabilities for fast frequency response // GE Energy consulting, 2016.
42. A. Jager- Waldau. JRC Science for policy report. PV status report 2016.
43. N. M. Nor, A. Ali, T. Ibrahim, M. F. Romlie Battery Storage for the Utility-Scale Distributed Photovoltaic Generations // IEEE Access (Volume: 6) 28 November 2017.
44. S. S. Martin, A. Chebak, A. El Ouafi, M. Mabrouki Modeling and Simulation of Hybrid Power System Integrating Wind, Solar, Biodiesel Energies and Storage Battery // 2016 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 14–17 Nov. 2016, Marrakech, Morocco.
45. P. Ivanova, A. Sauhats and O. Linkevics, “Towards optimization of combined cycle power plants' start-ups and shut-down”, 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, 2016.
46. E. David; L. Lamarre “Low-frequency dielectric response of epoxy-mica insulated generator bars during multi-stress aging” // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Volume: 14 , Issue: 1, pp. 212–226, Feb. 2007.

47. H. MAJCHRZAK, A. CICHÓN, S. BORUCKI Application of the Acoustic Emission Method for Diagnosis of On-Load Tap Changer // Archives of acoustics Vol. 42, No. 1, pp. 29–35, 2017.
48. V. Behjat, A. Vahedi, A. Setayeshmehr, H. Borsi, and E. Gockenbach Diagnosing Shorted Turns on the Windings of Power Transformers Based Upon Online FRA Using Capacitive and Inductive Couplings // IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 26 , Issue: 4, Oct. 2011.
49. T. Schuette, E. Santos Understanding the Breakdown Mechanism of Bushings and Implementing Appropriate Life-Cycle Oriented Maintenance Strategies // Western Power and ABB.
50. S. Arumugam¹, S. Gorchakov, T. Schoenemann Partial Discharge Investigations on a High Voltage Generator Cable Insulation through TF Method // 2013 Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 20–23 Oct. 2013, Shenzhen, China.
51. J. Saraci The effects of high vibration on the steam turbogenerator machine of the unit B1 339 MW in thermal power plant “Kosovo B” // 2007.
52. I. Šperlín and J. Gurecký, “Advanced functions of network support based on ENTSO-E NC RFG in the czech technical standards”, 2016 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), Prague, 2016.
53. R. Oļekšijs and O. Linkevičs, “Possible solutions for ancillary service provision from combined heat and power plants in Latvia”, 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON).
54. U. Fuchs, S. Alwers Battery energy storage solutions // 3rd International hybrid power system workshop, Spain, May 2018.
55. M. Noroozian; N. A. Petersson; B. Thorvaldson and other Benefits of SVC and STATCOM for electric utility application // IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003.
56. F. O. Igbinovia; G. Fandi; Z. Müller and other Cost implication and reactive power generating potential of the synchronous condenser // 2nd International Conference on Intelligent Green Building and Smart Grid (IGBSG), 2016.
57. M. Nambiar, Z. Konstantinovic Impact of using Synchronous Condenser for power system stability and improvement of short circuit power in mining projects // Mining Engineering, Vol. 67 Issue 1, p. 38–44. 7p, Jan2015.
58. ENTSO-E Guidance document for national implementation for network codes on grid connection Cost Benefit Analyses // 2018.
59. T. Moger, S. Dodjoo “A Comprehensive Analysis of Reactive Power Pricing in a Competitive Electricity Markets” // Advances in Engineering, Science and Management (ICAESM), 2012.
60. GE Gas turbine upgrade selector – <https://www.ge.com/power/services/gas-turbines/upgrades/catalog>.

61. Siemens modernization & upgrades for gas turbines – <https://new.siemens.com/global/en/products/energy/services/performance-enhancement/modernization-upgrades/gas-turbines.html>.
62. A. Motamedi and M. Fotuhi-Firuzabad, “Ancillary Service Markets”, // 2007 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, Montreal, Que., 2007, pp. 316–320.
63. Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon and S. Rossignol, “A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services—Part II: Economic Features”, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 22, no. 1, pp. 358-366, Feb. 2007.
64. D. Siface and S. Canevese, “Optimal Sizing Tool for Batteries Providing Multiple Services to the System”, // 2019 AEIT International Annual Conference (AEIT), Florence, Italy, 2019, pp. 1–6.
65. R. Petrichenko, K. Baltputnis, D. Sobolevsky and A. Sauhats, “Estimating the Costs of Operating Reserve Provision by Poundage Hydroelectric Power Plants”, 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lodz, 2018, pp. 1–5.
66. R. Kumar and A. Kumar, “Reactive power cost characteristics for synchronous generator in deregulated electricity markets”, 2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON), Delhi, 2014, pp. 1–6.
67. I. Zicmane, K. Berzina, A. Sobolevskis and S. Kovalenko, “Assessment of Static Stability of Power System of the Baltic States in View of the Planned Synchronization with Networks of Western Europe to 2030”, // 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Palermo, 2018, pp. 1–6.
68. Ulbig, A., Borsche, T., & Andersson, G. 2015. Analyzing Rotational Inertia, Grid Topology and their Role for Power System Stability. 9th IFAC Symposium on Control of Power and Energy Systems CPES 2015, New Dehli, India.
69. A. Chatzivasileiadi, E. Ampatzi, I. Knight, Characteristics of electrical energy storage technologies and their applications in buildings // Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 25, 814–830, 2013.
70. J. Yu, J. Fang, Y. Tang Inertia emulation by flywheel energy storage system for improved frequency regulation // IEEE 4th Southern Power Electronics Conference (SPEC) , 2018
71. T. Mason, T. Curry, D. Wilson Capital costs for transmission and substations, 2012.
72. A. Vafamehr, R. Moslemi and R. Sharma, “Aggregation of BTM Battery Storages to Provide Ancillary Services in Wholesale Electricity Markets”, // 2019 IEEE 7th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), Oshawa, ON, Canada, 2019, pp. 162–166.
73. V. Maask, A. Rosin and I. Roasto, “Development of Experimental Load Management System for Nearly Zero-Energy Building”, // 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 2018, pp. 1–5.
74. L. Petrichenko, L. Zemite, A. Sauhats, A. Klementavicius and K. Grickevics, “A Comparative Analysis of Supporting Policies for Solar PV systems in the Baltic

- Countries”, // 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Genova, Italy, 2019, pp. 1–7.
75. R. Oļekšijs and O. Linkevičs, “Photovoltaic system application for combined heat and power plant self-consumption needs”, 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON).
76. E. Bompard, S. Zalzar, T. Huang, A. Purvins and M. Maser Baltic Power Systems’ Integration into the EU Market Coupling under Different Desynchronization Schemes: A Comparative Market Analysis // ENERGIES p. 1945 no. 8 vol. 11, 2018.