

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE
Enerģētikas un elektrotehnikas fakultāte
Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūts

Māra RĒPELE

Doktora studiju programmas "Vides zinātne" doktorante

BIOMETĀNA RAŽOŠANAS UN PIEGĀDES SISTĒMAS EKODIZAINS

Promocijas darbs

Zinātniskais vadītājs
Profesors *Dr. sc. ing.*
G. BAŽBAUERS

Rīga 2017

ANOTĀCIJA

Rēpele M. Biometāna ražošanas un piegādes sistēmas ekodizains: Promocijas darbs inženierzinātņu (Dr.sc.ing.) doktora zinātniskā grāda iegūšanai. Rīga: Rīgas Tehniskā universitāte, 2017. 166 lpp., 8 tabulas, 49 attēli, 157 bibliogrāfijas nosaukumi, 8 pielikumi.

Promocijas darbs izstrādāts Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas un elektrotehnikas fakultātes Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūtā laika posmā no 2009. līdz 2016. gadam.

Promocijas darba mērķis ir veikt biometāna ražošanas un piegādes sistēmas ekodizainu, lai samazinātu dabasgāzi izmantojošo ražošanas procesu ietekmi uz vidi un sekmētu atjaunojamo energoresursu izmantošanas pieaugumu Latvijas energoapgādē.

Darba mērķa sasniegšanai noteiktie **uzdevumi**:

- raksturot būvmateriālu rūpniecības nozares produkta ietekmi uz vidi ekodizaina vajadzībām, lai noteiktu dzīves cikla posmus un procesus, kas rada lielāko ietekmi uz vidi;
- izvērtēt dabasgāzes atjaunojamo energoresursu alternatīvu ietekmes uz vidi aspektus, veicot to dzīves cikla analīzi;
- veikt biometāna ražošanas un piegādes sistēmas dzīves cikla analīzi un tehniski ekonomisko novērtējumu;
- izveidot biometāna ražošanas un piegādes sistēmas atbalsta mehānisma sistēmdinamikas modeli un veikt scenāriju analīzi, lai noteiktu optimālo atbalsta mehānisma risinājumu.

Promocijas darba struktūra.

Ievadā akcentēta darba novitāte un pētījuma aktualitāte, definēts pētījuma mērķis un noteikti darba uzdevumi, kā arī sniegta informācija par atjaunojamo energoresursu nozīmi nākotnē.

Pirmajā nodaļā veikta dzīves cikla analīze vienai no Latvijas tautsaimniecībā nozīmīgas rūpniecības nozares ražotnēm, kam ir raksturīgs relatīvi liels energoresursu patēriņš. Novērtējuma mērķis ir noteikt ražošanas posmus un faktorus, kuriem ir lielākā ietekme uz vidi, lai izvirzītu ekodizaina uzdevumus. Novērtējums veikts, izmantojot *SimaPro* dzīves cikla analīzes datorprogrammu un *ReCiPe* ietekmes novērtēšanas metodi. Aprēķinu rezultātā secināts, ka ražošanas procesā >75% no kopējās ietekmes uz vidi rodas dabasgāzes izmantošanas dēļ.

Otrajā nodaļā veikts kurināmā alternatīvu novērtējums rūpniecībā izmantojamās dabasgāzes aizstāšanai. Izmantojot *GEMIS* datubāzi, *SimaPro* dzīves cikla analīzes datorprogrammu un *ReCiPe* ietekmes novērtēšanas metodi, analizēts un salīdzināts biosintētiskās dabasgāzes, biometāna, pirmās un otrās paaudzes biodegvielas un dabasgāzes vides sniegums. Iegūtie rezultāti norāda, ka visnozīmīgākais ietekmes uz vidi samazinājums būtu panākams, ja ražošanā dabasgāzi aizstātu ar biometānu.

Trešajā nodaļā aprakstīti rezultāti, kas iegūti, veicot dzīves cikla analīzi biometāna piegādei rūpnieciskajiem patērētājiem, izmantojot dabasgāzes infrastruktūru. Novērtēta biometāna transportēšanas, ietverot pieslēguma infrastruktūras izbūvi, ietekme uz vidi, kā arī noteiktas decentralizētā biogāzes ražotnē iegūta un dabasgāzes tīklā ievadīta biometāna izmaksas. Izvērtējot dzīves cikla analīzes rezultātus, secināts, ka gāzes piegādes infrastruktūra ir nozīmīgs faktors, kas būtu jāņem vērā, plānojot un ierīkojot biometāna ražošanas un piegādes sistēmas. Tehniski ekonomiskā novērtējuma rezultāti norāda, ka biometāna ražošanas un piegādes vienības izmaksas šobrīd nav konkurētspējīgas ar dabasgāzes cenu, tādēļ, lai

investīcijas biometāna ražošanas un piegādes sistēmā būtu ekonomiski pamatotas, ir nepieciešams finansiāls atbalsts.

Ceturtajā nodaļā aprakstīta Eiropas valstu pieredze atjaunojamo energoresursu atbalsta mehānismu ieviešanā un izmantošanā. Izvērtējot šo pieredzi, izstrādāts biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma sistēmdinamikas modelis, kas ir pārbaudīts Latvijas apstākļos. Veikts atbalsta mehānisma modeļa nenoteiktības novērtējums ar jutības analīzi. Nenoteiktības novērtējuma rezultāti parāda, ka ar modeļa palīdzību iespējams iegūt rezultātus ar relatīvi mazu izkliedi, neraugoties uz galveno rezultātu ietekmējošo faktoru būtiskām izmaiņām. Tādēļ var uzskatīt, ka izstrādātais modelis ir piemērojams biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma izveidē un analīzē.

Secinājumu daļā akcentēti galvenie pētījuma rezultāti un sniegtas atbildes uz pētījuma uzdevumiem.

Literatūras sarakstā dots izmantoto informācijas avotu bibliogrāfiskais apraksts.

ANNOTATION

Ecodesign of biomethane production and supply system. Māra Rēpele, scientific supervisor Professor Gatis Bažbauers, *Dr. sc. ing.*

The aim of this Doctoral Thesis is to perform an eco-design of the biomethane production and supply system, to reduce environmental impact caused by the natural gas-using industrial processes and to promote the use of renewable energy sources in Latvia's energy supply system.

To reach the objective of the Thesis, such a tasks were set:

- To characterize environmental impact of building material in order to identify the life cycle stages and processes which create the most significant environmental impacts.
- To evaluate environmental aspects of renewable energy alternatives for replacement of natural gas, via life-cycle analysis.
- Perform life-cycle analysis, and technical and economic assessment of the biomethane production and supply system.
- To create a model, with the assistance of which it would be possible to devise policy to support biomethane production and supply and to perform a scenario analysis to determine the optimal solution for the support mechanism.

Structure of the Thesis.

Introduction: novelty and topicality of the research is emphasized in this chapter; as well as objective of the study is defined and tasks are set; and the vision of the significance of renewable energy sources in the future is described.

First chapter: life-cycle analysis of plant, which uses natural gas as a fuel, was carried out; calculations were made and production stage which generates the greatest environmental impact was identified; and solutions for improvement were defined. Life-cycle analysis was performed using SimaPro software and *ReCiPe* impact assessment method. The calculation results shows, that the environmental impact caused due to the use of natural gas, is more than 75% of the total environmental impact of production.

Second chapter: an evaluation of environmental impact of renewable energy alternatives for replacement of natural gas was carried out using *GEMIS* database and *SimaPro* software, and *ReCiPe* impact assessment method. Environmental performance of biosynthetic natural gas, biomethane, the first and the second-generation biofuel, and natural gas was compared. The results indicate, that the most significant reduction in environmental impact could be achieved, if natural gas is substituted by biomethane.

Third chapter: results of the life-cycle analysis and economic assessment of the biomethane supply system were described. The environmental impact of biomethane transportation, including connection to grid, was assessed, and the costs of biomethane produced and injected into the grid were calculated. Results of the life-cycle analysis show that the gas supply infrastructure is an important factor that should be taken into account when biomethane production and supply systems are planned and installed. The results also indicate that the biomethane production and supply shall be supported financially, if it is to be competitive with the price of natural gas.

Fourth chapter: the experience of European countries of the implementation and use of renewable energy support mechanisms is described. And a system dynamic model for the biomethane production and supply support mechanism was developed, which has been tested for conditions in Latvian. Risk assessment with sensitivity analysis for different scenarios was conducted. Results of the sensitivity analysis show, that in spite changes of the main factors, it is possible to get results with a relatively small dispersion when using the development system

dynamic model. Therefore, it can be assumed that the developed system dynamic model can be considered plausible and applicable to create and analyze the biomethane production and supply support mechanism.

Conclusions: the key results of the study are highlighted and answers to the study objective and tasks are provided.

The list of references with a bibliographic description is included.

PATEICĪBAS

Vissirsnīgāko un visdziļāko pateicību šā darba tapšanā vēlos izteikt savam zinātniskajam vadītājam Gatim Bažbaueram par ieguldīto laiku un darbu, par vērtīgajiem padomiem un objektīvo kritiku. Vārdos grūti izsakāma pateicība par apbrīnojamo pacietību, morālo atbalstu un motivāciju. Liels paldies par visu!

Īpaša pateicību vēlos izteikt Andrai Blumbergai par sistēmdinamikas pasaules durvju atvēršanu. Pateicos par sniegtajām zināšanām, idejām, atbalstu un uzmundrinājumiem jau kopš RTU maģistrantūras studiju sākuma Dagnijai Blumbergai, Ivaram Veidenbergam, Mārtiņam Gedrovičam, Sarmai Valterei, Kārlim Valteram un visiem Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta darbiniekiem par atvērtību un gatavību palīdzēt.

Sirsnīgs paldies visiem studiju biedriem un īpaši Silvijai Norai Kalniņš par draudzīgajiem uzmundrinājumiem un atbalstu, par sarunām un pārrunām gan par dzīvi, gan zinātni.

Vēlos pateikties ģimenei un draugiem Latvijā, ASV un Austrālijā par iedrošinājumiem un sapratni, par to apbrīnojamo ticību man brīžos, kad tas bija visvairāk nepieciešams. Paldies arī kolēģiem un draugiem gan Valsts tiesu ekspertīžu birojā, gan arī Eiropā un citur pasaulē par izpratni un pretimnākšanu.

SATURS

TABULU SARAKSTS	9
ATTĒLU SARAKSTS	10
DARBĀ LIETOTO AKRONĪMU, ABREVIATŪRU UN SIMBOLU SARAKSTS UN SKAIDROJUMS	12
IEVADS	13
1. DABASGĀZI IZMANTOJOŠAS RAŽOTNES IETEKMES UZ VIDI RAKSTUROJUMS EKODIZAINA VAJADZĪBĀM	18
1.1. Mērķa un jomas definēšana, funkcionālā vienība un references plūsma, sistēmas robežas	20
1.2. Dzīves cikla inventarizācija	23
1.3. Ietekmes novērtējums	24
1.4. Secinājumi	27
2. KURINĀMĀ ALTERNATĪVU IZVĒRTĒJUMS DABASGĀZES AIZSTĀŠANAI AR ATJAUNOJAMU ENERGORESURSU ALTERNATĪVU	28
2.1. Vides aspektu izvērtējums dabasgāzi aizstājot ar biosintētisko dabasgāzi	29
2.2. Dzīves cikla analīze ķieģeļu ražošanas posmam, kurā izmanto dažādus atjaunojamus energoresursus	33
2.2.1. Mērķa un jomas definēšana, funkcionālā vienība, references plūsma, sistēmas robežas un dzīves cikla inventarizācija	34
2.2.2. Dzīves cikla ietekmju novērtējuma metodika un ietekmju veidi	34
2.2.3. Datu avoti un veidi	34
2.2.4. Rezultāti un diskusija	36
2.2.5. Secinājumi	38
3. BIOMETĀNA RAŽOŠANAS UN PIEGĀDES SISTĒMAS, IZMANTOJOT DABASGĀZES INFRASTRUKTŪRU, DZĪVES CIKLA UN TEHNISKI EKONOMISKAIS NOVĒRTĒJUMS	40
3.1. Dzīves cikla analīze	41
3.2. Biogāzes attīrīšanas metožu un biometāna ražošanas un ievadīšanas dabasgāzes tīklā tehniski ekonomiskais novērtējums	46
4. BIOMETĀNA RAŽOŠANAS UN PIEGĀDES ATBALSTA MEHĀNISMA SISTĒMDINAMIKAS MODELIS	50
4.1. Dinamiskā problēma un modeļa mērķis	51
4.2. Dinamikas hipotēze	53
4.3. Modeļa formulēšana un imitācijas aprēķini	54
4.4. Modeļa validācija	57
4.5. Politikas veidošana un verifikācija	58
4.5.1. Atjaunojamo energoresursu atbalsta mehānismi Eiropā	59

4.5.2. Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma modeļa formulēšana	64
4.5.3. Modeļa bāzes scenārija apraksts.....	68
4.5.3.1. Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma modulis.....	69
4.5.3.2. Piemaksas pie saražotās biometāna enerģijas aprēķinu daļa.....	74
4.5.3.3. Latvijā iegūstamā maksimālā biometāna apjoma novērtējums	75
4.5.3.4. Izejvielu cenu aprēķini un biogāzes zemākā sadegšanas siltuma aprēķini.....	78
4.5.4. Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma modeļa imitācijas aprēķini	79
4.6. Scenāriju analīze.....	80
4.7. Nenoteiktības novērtējums	85
SECINĀJUMI	89
IZMANTOTO AVOTU SARAKSTS.....	91
PIELIKUMI	99

TABULU SARAKSTS

Tabulas Nr.	Nosaukums	Lpp.
1.1. tabula	Inventarizācijas dati. 2011./2012. gada dati. Datu avoti – ražotne un tās piesārņojošās darbības atļauja	23.-24.
2.1. tabula	Ietekmes uz vidi rezultāti vienai tonnai Latvijā ražotu keramikas būvmateriālu	32.
2.2. tabula	Ražošanas procesu radītā ietekmes uz vidi īpatsvars funkcionālajai vienībai, %	36.
3.1. tabula	Biogāzes ražošanā izmantoto bioatkritumu veids	43.
3.2. tabula	Biogāzes ražotņu raksturlielumi	43.
4.1. tabula	Dati no dzīvnieku mēsliem iegūstamā maksimālā biometāna apjoma aprēķiniem	75.
4.2. tabula	Atbalsta mehānisma scenāriji un to rezultāti	81.
4.3. tabula	2. atbalsta mehānisma scenārija parametru jutības analīzes rezultāti	85.

ATTĒLU SARAKSTS

Attēla Nr.	Nosaukums	Lpp.
1.attēls	Biometāna ražošanas un piegādes sistēmas ekodizaina īstenošanas metodika	14.
1.1.attēls	Sistēmas robežas. 2011./2012. gada dati. Datu avoti – ražotne un tās piesārņojošās darbības atļauja	21.
1.2.attēls	Produkta dzīves cikla apakšsistēmas; ieejošās un izejošās plūsmas gada griezumā	22.
1.3.attēls	Materiālu un procesu radītā ietekme uz vidi	24.
1.4.attēls	Ražošanas procesu un materiālu radītā slodze uz vidi viduspunktu ietekmju kategorijās	25.
1.5.attēls	Ražošanas procesu un materiālu radītā slodze uz vidi beigu punktu kaitējuma kategorijās	26.
2.1.attēls	Dabasgāzes (a) un bio-SNG (b) procesu ķēde	31.
2.2.attēls	Scenāriju analīzes rezultāti dabasgāzi aizstājot ar bio-SNG. Uz Y ass parādīts ietekmes uz vidi salīdzinājums pret scenāriju "100 % dabasgāzes izmantošana", kas ir atsaucies scenārijs ar nulles vērtību	33.
2.3.attēls	Scenāriju shematisks attēlojums	35.
2.4.attēls	Kumulētie ietekmes uz vidi indikatori funkcionālajai vienībai, kas iegūti ar <i>ReCiPe</i> novērtējuma metodi dažādiem izmantotajiem kurināmajiem	37.
2.5.attēls	Dažādos kurināmā alternatīvu scenārijos radītā slodze uz vidi beigu punktu kaitējuma kategorijās	38.
3.1.attēls	Sistēmas robežās iekļautie procesi	42.
3.2.attēls	Izvēlētajās Latvijas biogāzes stacijās saražotā biometāna ietekme uz vidi, Pt MWh ⁻¹	44.
3.3.attēls	Biometāna ražošanas, infrastruktūras un transportēšanas ietekmes sadalījums izvēlētajās Latvijas biogāzes stacijās	45.
3.4.attēls	Ražotnē Nr. 7 saražotās 1 MWh biometāna ietekmes uz vidi sadalījums viduspunktu ietekmju kategorijās	45.
3.5.attēls	Ražotnē Nr. 7 saražotās 1 MWh biometāna ietekmes uz vidi sadalījums beigu punktu kaitējuma kategorijās	46.
3.6.attēls	Biogāzes stacijas un dabasgāzes maģistrālais cauruļvadu tīkls Latvijā un novērtējumam izvēlētajās biogāzes ražotnes Nr. 20, Nr. 21 un Nr. 35 (turpmāk apzīmētas ar Nr. 1, Nr. 2 un Nr. 3)	47.
3.7.attēls	Biometāna ražošanas un ievades dabasgāzes tīklā scenāriji; 1-2-3 – biogāzes ražotnes, DG – dabasgāzes tīkls	47.
3.8.attēls	Biometāna kopējo izmaksu sadalījuma salīdzinājums visām izvēlētajām biogāzes attīrīšanas metodēm. Biogāzes attīrīšanas metodes: 1 - slapjā attīrīšana ar ūdeni, 2 - attīrīšana ar amīniem, 3 - attīrīšana ar membrānām, 4 - fiziskā attīrīšana ar organiskajiem šķīdinātājiem, 5 - spiediena maiņas adsorbcija	49.
4.1.attēls	Obligātā iepirkuma komponentes dinamika Latvijā mainoties parametram " <i>Vēlme investēt</i> "	51.
4.2.attēls	Faktiskās (līdz 2015. gadam) un plānotās biogāzes koģenerācijas staciju kopējās uzstādītās elektriskās jaudas un sagaidāmais jaudu samazinājums normatīvo aktu izmaiņu rezultātā	52.
4.3.attēls	Dinamikas hipotēze – cēloņsakarību diagramma (CLD) biogāzes koģenerācijas staciju atbalsta sistēmas sistēmdinamikas modeļa izveidošanai	54.

4.4.attēls	Biogāzes koģenerācijas staciju elektriskās jaudas ražošanas atļauju piešķiršanas sistēma	54.
4.5.attēls	Biogāzes koģenerācijas staciju elektrisko jaudu ‘aprites’ sistēma	55.
4.6.attēls	Faktisko (līdz 2015. gadam) un aprēķināto biogāzes koģenerācijas staciju kopējo uzstādīto elektrisko jaudu salīdzinājums	57.
4.7.attēls	Uzņēmuma "Latvijas gāze" noteiktā vēsturiskā dabasgāzes cena un lineārā pieauguma tendence, t. i., aprēķinātā vidējās dabasgāzes cenas nākotnes pieauguma dinamika Latvijā	65.
4.8.attēls	Piemaksu atbalsta mehānisma princips, kad biometāna ražotājam ir garantēti ienākumi un piemaksa mainās kā funkcija no dabasgāzes tirgus cenas	66.
4.9.attēls	Modeļa kopējās struktūras shēma	66.
4.10.attēls	Cēlonisko cilpu diagramma, kas paskaidro biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma struktūru	67.
4.11.attēls	Biometāna ražošanu ietekmējošie faktori un parametri, un sistēmas robežas	68.
4.12.attēls	Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma sistēmdinamikas modeļa ražotņu modulis (krājumu-plūsmu diagramma)	69.
4.13.attēls	Resursu pieejamības ietekme uz vēlmi saņemt atļaujas jaudu palielināšanai vai jaunu jaudu ieviešanai	71.
4.14.attēls	Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma sistēmdinamikas modeļa atļauju piešķiršanas modulis vēlamo piešķirto atļauju aprēķinam	72.
4.15.attēls	Vidējā uz 1 MWh izmaksājamā atbalsta apjoma aprēķina modulis	73.
4.16.attēls	Īpatnējo investīciju biogāzes stacijās izmaiņas laikā	74.
4.17.attēls	Īpatnējo investīciju biogāzes attīrīšanā izmaiņas laikā	74.
4.18.attēls	No cūkkopības iegūstamā biometāna apjoma (m^3 gadā) aprēķini	76.
4.19.attēls	No kukurūzas skābbarības iegūstamā biometāna apjoma (m^3 gadā) aprēķini	76.
4.20.attēls	No biodegradējamiem sadzīves atkritumiem iegūstamā biometāna apjoma (m^3 /gadā) aprēķini	77.
4.21.attēls	Maksimāli iegūstamā biometāna enerģijas apjoma (GWh gadā) aprēķini	78.
4.22.attēls	Izejvielu cenas (EUR/MWh) aprēķini	79.
4.23.attēls	Izstrādātā atbalsta mehānisma izmaksas	79.
4.24.attēls	Saražotais biometāna un biogāzes koģenerācijas stacijās saražotās elektroenerģijas apjoms	80.
4.25.attēls	Vidējā atbalsta apjoma uz 1 MWh biometāna izmaiņas atkarībā no atbalsta perioda ilguma	83.
4.26.attēls	Kopējā saražotā biometāna apjoma izmaiņas atkarībā no atbalsta perioda ilguma	84.
4.27.attēls	Kopējā izmaksātā atbalsta apjoma jutības analīzes rezultāti, mainoties parametram " <i>Vēlme investēt</i> "	86.
4.28.attēls	Kopējā saražotā biometāna apjoma jutības analīzes rezultāti, mainoties parametram " <i>Vēlme investēt</i> "	86.
4.29.attēls	Vidējā uz 1 MWh biometāna izmaksājamā atbalsta apjoma jutības analīzes rezultāti, mainoties parametram " <i>Vēlme investēt</i> "	87.
4.30.attēls	Piešķirto atļauju parametra jutības analīzes rezultāti	87.

DARBĀ LIETOTO AKRONĪMU, ABREVIATŪRU UN SIMBOLU SARAKSTS UN SKAIDROJUMS

AER – atjaunojamie energoresursi

Bio-SNG – biosintētiskā dabasgāze

CHP – koģenerācijas stacijas

DCA – dzīves cikla analīze

FIP – piemaksa pie iepirktais elektroenerģijas cenas jeb tā saucamā *feed-in* piemaksa

FIT – paaugstināta elektroenerģijas iepirkuma cena jeb tā saucamais *feed-in* tarifs

GEMIS – *Global Emission Model for Integrated Systems* datubāze

GWP – globālās sasilšanas potenciāls (*global warming potential*)

LHV – zemākais sadegšanas siltums

Mtoe – miljons tonnas naftas ekvivalentu

SD – sistēmdinamika

SEG – siltumnīcas efektu izraisoša gāze

SPRK – Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisija

VAA – vidējais uz 1 MWh biometāna izmaksājamais atbalsta apjoms

QFD – ar kvalitāti saistīto funkciju izvērtējums (*Quality Function Deployment*)

IEVADS

Atjaunojamie energoresursi (AER), kas ir fosilā kurināmā alternatīva, palīdz samazināt siltumnīcas efektu izraisīto gāzu emisiju negatīvo ietekmi uz klimatu un, samazinot atkarību no fosilā kurināmā nepastāvīgā tirgus, dažādot energoapgādi, kas Latvijas ģeopolitiskajos apstākļos ir īpaši būtiski. Izmantojot AER nozīmīgi ir arī tas, ka cikls sākas un beidzas vienā valstī, papildinot gan valsts, gan pašvaldību budžetus, radot gan tiešās, gan netiešās darbavietas. Pašlaik atjaunojamo energoresursu nozarē Eiropas Savienībā ir nodarbināti aptuveni 1,2 miljonu cilvēku [1]. AER izmantošanas socio-ekonomiskie ieguvumi ir saistīti gan ar tehnoloģiju izstrādi un pilnveidošanu, ražošanu, uzstādīšanu, ekspluatāciju un uzturēšanu, gan arī tiek veicināta ne tikai uzņēmējdarbība, bet arī izglītība un zinātne. Eiropas Savienība, paplašinot tiesisko regulējumu, veicina atjaunojamo energoresursu izmantošanu [1] un cenšas panākt, ka Eiropā visām dalībvalstīm būtu vienota izpratne par būtiskākajiem aspektiem pārejā uz zema oglekļa dioksīda emisiju līmeņa sistēmām, nodrošinot nepieciešamo noteiktību un stabilitāti [2]. Eiropas Komisija, nosakot jomas, kurām būtu jāpievērš lielāka uzmanība nākotnē, cenšas arī panākt, ka atjaunojamo energoresursu tehnoloģijas kļūst konkurētspējīgākas un lētākas, kā arī cenšas panākt, ka, pakāpeniski atsakoties no subsīdijām fosilajam kurināmajam, tiek stimulētas investīcijas atjaunojamajos energoresursos [1]. Ir norādes par iespēju ietaupīt pat ceturtdaļu no nepieciešamajām izmaksām, ja visā Eiropā būtu vienota pieeja atjaunojamo energoresursu efektīvai izmantošanai, nevis katrā dalībvalstī atsevišķi [2]. Eiropas Savienība ir izdevusi Enerģētikas ceļvedi laikposmam līdz 2050. gadam [2], lai savlaicīgi sāktu informēt potenciālos investorus par politiku, kas tiks īstenota pēc 2020. gada. Šajā ceļvedī ir izstrādāti vairāki scenāriji, kuru analīzes rezultātā secināts, ka vislielākais īpatsvars energoapgādes tehnoloģijās nākotnē būs atjaunojamajiem energoresursiem [2]. Ir norādīts, ka līdz 2030. gadam ir jāpanāk, ka no atjaunojamajiem energoresursiem iegūtajam enerģijas īpatsvaram ir jābūt vismaz 30 % [1] un 2050. gadā jāsasniedz vismaz 55 % enerģijas bruto galapatēriņā [2]. Tajā pat laikā ir arī atzīts, ka Eiropai būs sarežģīts uzdevums – nodrošināt tirgus dalībniekiem iespēju samazināt atjaunojamo energoresursu izmaksas, uzlabojot pētniecību un paplašinot piegādes sistēmas, pilnveidojot tehnoloģijas, lai samazinātu to izmaksas, modernizējot un ieviešot efektīvāku politiku un atbalsta mehānismus [2].

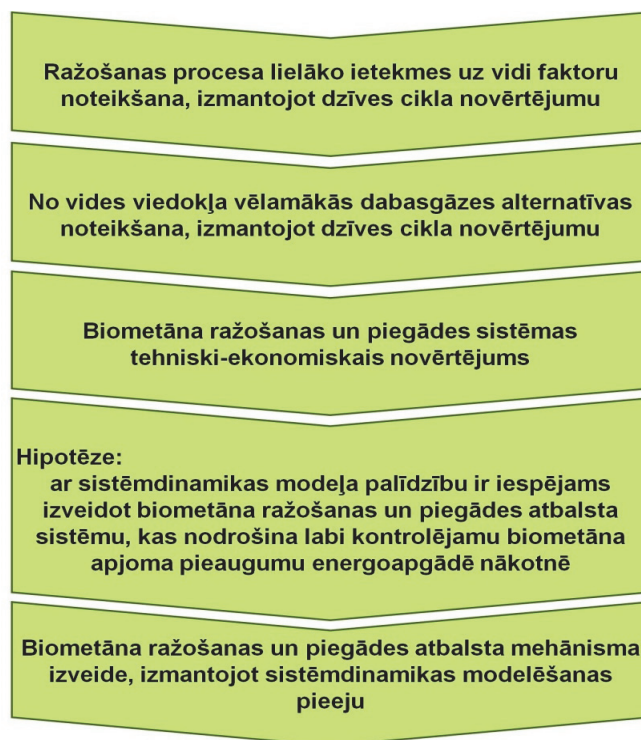
Promocijas darba mērķis ir veikt biometāna ražošanas un piegādes sistēmas ekodizainu, lai samazinātu dabasgāzi izmantojošo ražošanas procesu ietekmi uz vidi un sekmētu atjaunojamo energoresursu izmantošanas pieaugumu Latvijas energoapgādē.

Darba mērķa sasniegšanai noteiktie uzdevumi:

- raksturot būvmateriālu rūpniecības nozares produkta ietekmi uz vidi ekodizaina vajadzībām, lai noteiktu dzīves cikla posmus un procesus, kas rada lielāko ietekmi uz vidi;
- izvērtēt dabasgāzes atjaunojamo energoresursu alternatīvu ietekmes uz vidi aspektus, veicot to dzīves cikla analīzi;
- veikt biometāna ražošanas un piegādes sistēmas dzīves cikla analīzi un tehniski ekonomisko novērtējumu;
- izveidot biometāna ražošanas un piegādes sistēmas atbalsta mehānisma sistēmdinamikas modeli un veikt scenāriju analīzi, lai noteiktu optimālo atbalsta mehānisma risinājumu.

Izpētes metodika: promocijas darbā izmantoto pētījuma metožu vispārīgā struktūra ir parādīta 1. attēlā. Darbā izmantotas šādas kvalitatīvās un kvantitatīvās zinātniskās pētniecības metodes: literatūras analīze, datu vākšana un analīze, dzīves cikla analīzes un sistēmdinamikas

modelēšanas pieeja, izmantojot *SimaPro* dzīves cikla analīzes datorprogrammu un *ReCiPe* ietekmes novērtēšanas metodi, *GEMIS* datubāzi, ĢIS un *Powersim Studio* datorprogrammu.



1. attēls. Biometāna ražošanas un piegādes sistēmas ekodizaina īstenošanas metodika.

Darba zinātniskā novitāte: promocijas darbam ir augsta zinātniskā vērtība, jo ir veikts biometāna ražošanas un piegādes ekodizains, izmantojot dzīves cikla analīzi, tehniski ekonomisko novērtējumu un sistēmdinamikas modelēšanu, iegūstot pētījuma rezultātus, kas izmantojami Latvijā un citās valstīs, veidojot atjaunojamo energoresursu atbalsta sistēmas:

- veikta Latvijā ražoto keramikas būvmateriālu dzīves cikla analīze, noteikti ražošanas posmi un procesi, kas rada lielāko ietekmi uz vidi, un aprēķināts ietekmes uz vidi indikators;
- veikta dabasgāzes, biometāna, biosintētiskās dabasgāzes, kā arī pirmās un otrās paaudzes biodegvielas dzīves cikla analīze un izvērtēti vides aspekti, dabasgāzi aizstājot ar atjaunojamajiem energoresursiem;
- veikts dzīves cikla un tehniski ekonomiskais novērtējums, lai noteiktu biometāna ražošanas, ievadīšanas dabasgāzes tīklā, transportēšanas un izmantošanas radīto ietekmi uz vidi, izmantojot dabasgāzes infrastruktūru;
- izveidots sistēmdinamikas modelis biometāna ražošanas un piegādes atbalsta sistēmas dinamisko aspektu analīzei, kas, atšķirībā no līdz šim izstrādātajiem modeļiem, ļauj analizēt atbalsta mehānisma sistēmas struktūras ietekmi uz atbalstāmā resursa pieauguma raksturu;
- veiktās izpētes kopums veido ekodizainu sistēmiskiem energoapgādes uzlabojumiem, kas ietver arī uzlabojumu praktiskas ieviešanas metodi – sistēmdinamikas modeli, panākot ievērojamu ietekmes uz vidi samazinājumu. Tādējādi pētījums dod ieguldījumu arī ekodizaina un sistēmdinamikas modelēšanas pētījumu nozares attīstībā.

Darba praktiskā nozīme: pirmo reizi Latvijas apstākļiem izstrādāta un ar sistēmdinamikas modeļa palīdzību pielāgota biometāna ražošanas un piegādes atbalsta sistēma, ar kuru iespējams panākt labi kontrolētu saražotā un piegādātā biometāna apjoma pieaugumu. Izstrādātā metode ļauj aizstāt esošo elektroenerģijas atbalsta mehānismu ar biometāna atbalsta

sistēmu, kā arī tā ir izmantojama citu atjaunojamo energoresursu atbalsta sistēmu izveidē Latvijā un ārpus tās.

Promocijas darba rezultātu aprobācija: promocijas darbā definēto uzdevumu pētījuma rezultāti ir iekļauti septiņās starptautiskajās zinātniskajās publikācijās.

Galvenās publikācijas (skat. 1.–7.pielikumā), kurās iekļauti promocijas darba rezultāti (izvirzīto pētniecības uzdevumu secībā), ir:

Šķēle A., **Rēpele M.**, Bažbauers G. Characterization of Environmental Impact of Building Materials for the Purpose of Ecodesign. *Environmental and Climate Technologies*. Vol. 6, 2011, pp. 106-111. ISSN 1691-5208.

Rēpele M., Dudko M., Rusanova J., Valters K., Bažbauers G. Environmental Aspects of Substituting Bio-Synthetic Natural Gas for Natural Gas in the Brick Industry. *Agronomy Research*, 2013, Vol. 11, No. 2, pp. 367-372. ISSN 1406-894X. (indeksēta SCOPUS)

Repele M., Paturska A., Valters K., Bazbauers G. Life cycle assessment of bio-methane supply system based on natural gas infrastructure. *Agronomy Research*, 2014, Vol. 12, No. 3, pp. 999-1006. ISSN 1406-894X. (indeksēta SCOPUS)

Repele M., Bazbauers G. Life cycle assessment of renewable energy alternatives for replacement of natural gas in building material industry. *Energy Procedia*, 2015, Vol. 72, pp. 127-134. ISSN 1876-6102 (indeksēta Web of Science un SCOPUS)

Paturska A., **Repele M.**, Bazbauers G. Economic assessment of biomethane supply system based on natural gas infrastructure. *Energy Procedia*, 2015, Vol. 72, pp. 71-78. ISSN 1876-6102 (indeksēta Web of Science un SCOPUS)

Repele M., Ramanis M., Bazbauers G. Biomethane supply support policy: system dynamics approach. *Energy Procedia* 2016, Vol. 95, pp. 393-400. ISSN 1876-6102 (indeksēta Web of Science un SCOPUS)

Repele M., Udrene L., Bazbauers G. Support mechanisms for biomethane production and supply. *Energy Procedia (in print)* (indeksēta Web of Science un SCOPUS)

Cita ar promocijas darba tēmu saistītā publikācija:

Porubova, J., Klemm, M., Kiendl, I., Valters, K., Markova, D., **Rēpele, M.**, Bažbauers, G. Influence of Temperature and Pressure Change on Adiabatic and Isothermal Methanation Processes. *Environmental and Climate Technologies* 2012, Vol. 9, pp. 22-27. ISSN 16915208 (indeksēta SCOPUS)

Pētījuma rezultāti prezentēti zinātniskajās konferencēs un semināros un publicēti zinātniskajos periodiskajos izdevumos un zinātnisko konferenču tēžu krājumos:

Rēpele M., Ramanis M., Bažbauers G. Biometāna ražošanas vides un socioekonomiskie aspekti. 4. pasaules latgaliešu saiets. LATGOLYS SYMTGADIS KONGRESS. 2017, Latvija, Rēzekne.

Repele M., Udrene L., Bazbauers G. Support mechanisms for biomethane production and supply. CONECT 2016, Latvia, Riga.

Repele M., Ramanis M., Bazbauers G. Biomethane supply support policy: system dynamics approach. CONECT 2015, Latvia, Riga.

Repele M., Paturska A., Valters K., Bazbauers G. Life cycle assessment of bio-methane supply system based on natural gas infrastructure. "Biosystems Engineering 2014", Estonia, Tartu.

Repele M., Bazbauers G. Life cycle assessment of renewable energy alternatives for replacement of natural gas in building material industry. CONECT 2014, Latvia, Riga.

Paturka A., **Repele M.**, Bazbauers G. Economic assessment of biomethane supply system based on natural gas infrastructure. CONECT 2014, Latvia, Riga.

Rēpele, M., Dudko, M., Rusanova, J., Valters, K., Bažbauers, G. Environmental Aspects of Substituting Bio-Synthetic Natural Gas for Natural Gas in the Brick Industry. "Biosystems Engineering 2013", Estonia, Tartu.

Rēpele, M., Šķēle, A., Bažbauers, G. Latvijas keramikas būvmateriāla dzīves cikla analīze ekodizaina vajadzībām. No: *Ģeogrāfija. Ģeoloģija. Vides zinātne: Latvijas Universitātes 70. zinātniskā konference: referātu tēzes*, Latvija, Rīga, 3.-3. februāris, 2012. Rīga: Latvijas Universitāte, 2012, 216.-218.lpp. ISBN 9789984454689.

Rēpele, M., Dudko, M., Rusanova, J., Bažbauers, G. Alternative Energy for Brick Industry. In: *Riga Technical University 53rd International Scientific Conference: Dedicated to the 150th Anniversary and the 1st Congress of World Engineers and Riga Polytechnical Institute / RTU Alumni: Digest*, Latvia, Riga, 11-12 October, 2012. Riga: Riga Technical University, 2012, pp.140-140. ISBN 9789934103605.

Šķēle, A., **Rēpele, M.**, Bažbauers, G. Characterization of Environmental Impact of Building Materials for the Purpose of Ecodesign. *Environmental and Climate Technologies*. Latvia, Riga.

Rēpele M., Valters K., Bažbauers G. Ekodizaina metodes rūpniecisku produktu dzīves cikla ietekmes uz vidi samazināšanai // *Cilvēks. Vide. Tehnoloģijas*: 14. starptautiskās studentu zinātniski praktiskās konferences rakstu krājums, Latvija, Rēzekne, 22.-22. aprīlis, 2010. - 295.-305. lpp.

Citas zinātniskās publikācijas un zinātnisko konferenču tēzes:

Gicevska, J., Bažbauers, G., **Rēpele, M.** Ecodesign of Liquid Fuel Tanks. *Environmental and Climate Technologies*. Vol.6, 2011, pp.17-22. ISSN 1691-5208.

Doniņa M., **Rēpele M.**, 2010. Polimērmateriālu ietekme uz cilvēka veselību un vidi, 51. RTU Studentu zinātniskā un tehniskā konference, Rīga, Latvija.

Rēpele M., Valters K., Bažbauers G. A New Method for Eco-Design of Electric and Electronic Products // *Science and Technology for Environmental Protection // Society of Environmental Toxicology and Chemistry: SETAC Europe, 20th Annual Meeting*, Abstract Book, Spain, Seville, 23.-27. May, 2010. - pp 283-283.

Bažbauers G., Simanovska J., **Rēpele M.**, Valters K. Ecodesign-Opportunity for Interdisciplinary Education // 4th International Conference „Environmental Science and Education in Latvia and Europe”: Conference Proceedings. From Green Projects to Green Society, Latvia, Jelgava, 22.-22. October, 2010. - pp 21-22.

Rēpele M., Simanovska J., Valters K., Bažbauers G. Development of a Software-Based Laboratory Work for Teaching of Eco-Design // 3rd International Conference „Environmental Science and Education in Latvia and Europe: Education and Science for Climate Change Mitigation”: Conference Proceedings, Latvia, Rīga, 23.-23. October, 2009. - pp 80-81.

Rēpele M., 2009. Ekodizaina metodes izstrāde. 50. RTU studentu zinātniskā un tehniskā konference. Rīga

Rēpele M., Liepa O. "Smart" Glass Under the Forensic Microscope. Annual ENFSI P&G WG meeting. UK, Coventry (2014). Poster presentation.

Rēpele M., Alksne M., Čentoricka M. // Репеле М., Алксне М., Ченторицка М. Аккредитация судебно-экспертных учреждений и сертификация судебных экспертов в Латвии. Теория и практика судебной экспертизы. 2014, No1 (33), 28-34. ISSN 1819-2785

Rēpele M., Alksne M. Heavy mineral variations in beach sediments as discriminative indicator in forensic science. Annual ENFSI APST meeting. Netherlands, Hague (2013). Poster presentation.

Alksne M., **Rēpele M.** Forensic soil examination at SFSB. Annual ENFSI APST meeting. Netherlands, Hague (2013). Poster presentation.

Rēpele M. // Репеле М. Судебно-почвоведческая экспертиза в Государственном бюро судебных экспертиз Латвии. Международный семинар «Современное состояние исследования объектов почвенного происхождения». Россия, Москва, 2013.

Rēpele M. // Репеле М. Аккредитация судебных лабораторий и сертификация экспертов в Латвии. Международный семинар «Современное состояние исследования объектов почвенного происхождения». Россия, Москва, 2013.

Rēpele M., Alksne M., 2009. Soil Science Forensic Application. International Conference "Soil Degradation". Riga, 158-159. lpp.

Rēpele M., 2008. Heavy minerals in beach sediments. 33rd International Geological Congress. Oslo, 232. lpp.

Rēpele M., Hodireva V., 2004. Latvijas pludmales nogulumu smago minerālu asociācijas. LU 62.zin. konferences tēzes. Rīga, 161-162. lpp.

Hodireva V., **Rēpele M.**, 2001. Klastisko iežu granātu tipomorfo iezīmju pētījumu rezultāti. LU 59.zin. konferences tēzes. Rīga, 62-63. lpp.

Hodireva V., **Rēpele M.**, 2000. Latvijas pludmaļu smago minerālu kļiedņu granātu morfoloģija. LU 58.zin. konferences tēzes. Rīga, 63-64. lpp.

Dalība pētījumu projektos:

COST Action: CA16101 MULTI-FORSEE: MULTI-modal Imaging of FOREnsic SciEnce Evidence - tools for Forensic Science (2017- 2021)

Eiropas Ekonomikas Zonas finanšu instrumenta līdzfinansētās programmas "Vides politikas integrācija Latvijā" apakšprojekts "Ilgtspējīgas būvniecības novērtēšanas instrumenta izstrāde un ieviešana" (apakšprojekta ID nr.12.3 – 08/02) (2010.g.)

Tieslietu ministrijas pasūtītais pētījums "Smago minerālu grupas atsevišķu minerālu skaita un formas variāciju izpēte Baltijas jūras Kurzemes un Vidzemes dažādu reģionu piekrastēs, izmantojot to kā diferencējošu pazīmi augsnes paraugu tiesu ekspertīzē" (2001.-2002.)

Aizstāvēšanai izvirzāmās tēzes:

- Dabaszāzi izmantojošajās rūpniecības nozarēs lielākais ietekmes uz vidi faktors ir kurināmā patēriņš.
- Raugoties no dzīves cikla ietekmes viedokļa, biometāns, salīdzinot ar biodegvielu, ir labākā atjaunojamo energoresursu alternatīva dabaszāzes aizstāšanai.
- Biometāna ražošanu un piegādi var nodrošināt, izmantojot esošos biogāzes reaktorus un dabaszāzes infrastruktūru, bet nepieciešams ekonomisks atbalsts.
- Ar sistēmdinamikas modeļa palīdzību izstrādātā atbalsta plānošanas metode spēj nodrošināt stabilu un kontrolējamu biometāna ražošanas apjoma pieaugumu.
- Piemaksas pie saražotās biometāna enerģijas ar 15 gadu atbalsta periodu ir optimālākais atbalsta modelis, salīdzinot ar pārējām izvērtētajām alternatīvām.

1. DABASGĀZI IZMANTOJOŠAS RAŽOTNES IETEKMES UZ VIDI RAKSTUROJUMS EKODIZAINA VAJADZĪBĀM

Kopš 2010. gada Latvijas iekšzemes kopprodukts četru gadu laikā ir pieaudzis par 17,4 %, tomēr izaugsmes tempu negatīvi ietekmē galvenokārt ģeopolitiskie notikumi [3]. Apstrādes rūpniecības (nozares, kas ietver materiālu, vielu vai sastāvdaļu fizisku vai ķīmisku pārveidošanu par jauniem produktiem) īpatsvars tautsaimniecības struktūrā 2015. gada pirmajā pusgadā bija 12,6 % [4] un vairāk kā pusi no tā (6,6 %) nodrošina nemetālisko minerālu izstrādājumu [3], t. sk. būvmateriālu ražošanas nozare. Apstrādes rūpniecības nozare ir būtiska Latvijas tautsaimniecības nozare un tajā ir nodarbināti vismaz 110 tūkstoši iedzīvotāju un būvniecības nozarē ir nodarbināti vairāk kā 57 tūkstoši iedzīvotāju [5]. Latvijā būvniecības nozares izmaņas atbildušas iekšējā kopprodukta izmaiņām [6]. Latvijā ražotos būvmateriālus izmanto ne tikai vietējie būvnieki, bet vairāk kā pusi no saražotā arī eksportē. 2015. gada pirmajā ceturksnī eksportēja 65,3 % no visas apstrādes rūpniecībā saražotās produkcijas [3]. 2014. gada pirmajā ceturksnī būvmateriālu eksporta kāpums bija 17,2 % [7]. Apmēram 80 % no Latvijā ražotajiem būvmateriāliem eksportē uz Lietuvu, Igauniju, Skandināvijas valstīm, Poliju, Krieviju un Baltkrieviju [6]. Ņemot vērā būvmateriālu ražošanas nozīmi tautsaimniecībā, kā arī to, ka šīs nozares ražotnēs kā kurināmo izmanto dabasgāzi, viena šīs rūpniecības nozares ražotne ir izvēlēta kā šā darba piemērs.

Būvmateriālu ražošanas nozarei ir raksturīgs liels fosilā kurināmā resursu patēriņš. Kā minēts ziņojumā, ko sagatavojuši Ilgtspējīgas būvniecības darba grupa sadarbojoties ar dalībniekiem no Eiropas Komisijas, dalībvalstu un industrijas pārstāvjiem [8], un Eiropas pārmaiņu uzraudzības centra (*European Monitoring Centre on Change*) ilgtspējīgas būvniecības gala ziņojumā: "Būvniecības nozare ir Eiropas lielākais rūpnieciskais darba devējs. Šajā nozarē patērē vairāk izejvielas nekā jebkurā citā rūpniecības nozarē, turklāt būvniecības nozarē tiek radīta lielākā daļa no enerģijas galapatēriņa siltumnīcefekta gāzu emisijām. Līdz ar to būvniecības nozare saskaras ar ievērojamu vides izaicinājumu, lielāku nekā jebkurā citā rūpniecības nozarē" [9].

Šajā nodaļā dzīves cikla analīze veikta vienai no Latvijas tautsaimniecībā nozīmīgas rūpniecības nozares ražotnēm, kam ir raksturīgs relatīvi liels energoresursu patēriņš. Kā ražotnes piemērs, kurā kā kurināmo izmanto dabasgāzi, ir izvēlēts viens no lielākajiem keramisko būvmateriālu ražotājiem Baltijas valstīs – AS "Lode" rūpnīca un tajā ražotie būvmateriāli - ķieģeļi. Uzņēmums ir dibināts 1958. gadā un tam ir četras filiāles – Liepā, Kalnciemā, Ānē un Līvānos [10].

Ķieģelis ir keramikas materiālu bloks, kuru galvenokārt izmanto būvējot jebkāda veida ēku - dzīvojamo, komerciālo vai rūpniecības ēku sienas. Ķieģeļu apdedzināšanā izmanto milzīgu daudzumu enerģijas. Taupot energoresursus šajā nozarē, samazinātos kopējā ietekme uz vidi, ko izraisītu samazināts enerģijas pieprasījums un patēriņš. Ķieģeļu ražošana, izmantojot augstas efektivitātes krāsnis, ir izplatīta visās attīstītajās valstīs un dažās attīstības valstīs. Tomēr Āzijas valstīs ķieģeļus joprojām ražo tradicionālā veidā, kam ir zema efektivitāte [11]. Katrai valstij, it īpaši jaunattīstības valstīm, šo nozari pievērst ilgtspējīgām ražošanas metodēm, tajā skaitā modernu apdedzināšanas krāšņu ieviešana, ir izaicinājums [11].

Ļoti svarīgs aspekts ilgtspējības veicināšanai būvniecības sektorā ir būvmateriālu eko-marķēšana. Atpazīstamu un respektablu marķējumu var uzskatīt par ražotāja konkurētspēju tirgū. Šajos marķējumos ir norādīts katra produkta ieguldījums globālās sasilšanas, ozona slāņa noārdīšanas, skābo lietu, biotopu un citu vides indikatoru un ietekmju samazinājumā. Izmantojot marķējumus, var novērtēt visas ēkas vides sniegumu. Vērtējumi, kurus izmanto eko-marķējumu izstrādē, ir dzīves cikla analīzes (DCA) rezultāti. DCA Latvijā ir samērā jauna procedūra, kas ir samērā svarīgs aspekts šajā pētījumā.

DCA metodika ir viens no nozīmīgākajiem ekodizaina darbarīkiem, kas sevī ietver pārsvarā visus nozīmīgākos vides novērtējuma aspektus [12–14]. Šajā pētījumā ir ievērotas ISO 14 040 un ISO 14 044 standartos iekļautās prasības un procedūras [15,16].

Plouffe et al. pētījumā ir secināts, ka viens no visplašāk izmantotajiem ekodizaina instrumentiem ir dzīves cikla analīze [17]. Tā ir zinātniski pamatota metode, kuru izmanto produkta vides snieguma novērtēšanai, problēmu konstatēšanai un risinājuma meklēšanai. Pieaugoša interese samazināt globālās sasilšanas efektu un izvēlēties videi draudzīgus būvmateriālus, paaugstina ražotāju vēlmi veikt savu produktu ietekmes uz vidi novērtējumu un eko-marķēšanu, kas savukārt palīdzētu lietotājiem izvēlēties produktus ar labāku vides sniegumu.

Šajā nodaļā saskaņā ar ISO standartiem [15,16] ir analizēta 1 tonnas ķieģeļu radītā ietekme uz vidi, sākot no materiālu ieguves vietas, līdz ražošanas procesa beigām. Dzīves cikla inventarizācijas dati ir iegūti ražotnē, kā arī no A kategorijas atļaujas piesārņojošai darbībai [18]. Lai veiktu būvmateriālu vides raksturojumu un iegūtu kopējo ietekmes uz vidi rādītāju, izmantotas trīs dažādas *ReCiPe* metodes perspektīvas. *ReCiPe* ir jaunākā un harmonizētākā no produkta dzīves cikla ietekmes uz vidi novērtējuma metodēm un, salīdzinot ar *CML 2000* un *EcoIndicator'99*, ir daudz pilnveidotāka metode. *ReCiPe* ietver saskaņotus kategoriju indikatorus, gan viduspunktu, gan beigu punktu līmenī.

Produkta dzīves cikla laikā radīto vides ietekmju modelēšanai un analizēšanai izmantota DCA datorprogramma "*SimaPro 8.1*" (*Faculty version*) [20,21].

Pētījumā izmantotie dati:

- izejas dati, kas iegūti ķieģeļu ražotnē Latvijā;
- aprēķinu rezultāti, kuru pamatā ir bibliogrāfiska informācija.

Lai iegūtu būvmateriālu ietekmes uz vidi indikatoru, veikts ietekmes uz vidi raksturojums izmantojot *ReCiPe* metodē [16] aprakstītās trīs kultūras tipu perspektīvas. Tām ir atšķirīgs skatījums uz to, kā izvērtēt iespējamo kaitējumu videi, ko radītu konkrēta viela. Perspektīvu apraksts sniegts arī *DeSchryver* un [24] *Marceau, VanGeem* [25] darbos.

Individuālista (I) perspektīvu raksturo vāja grupas saliedētība un sabiedrisko attiecību noteikumi. Individuālisti ir savtīgi un no citu kontroles relatīvi brīvi cilvēki, bet paši tiecas kontrolēt apkārt esošo vidi un cilvēkus tajā. Šis arhetips dabu uztver kā stabilu kopumu, kurš var atkopties no jebkāda vides kaitējuma un pielāgoties visām izmaiņām dabā. Šādi pieejai atbilstošs skatījums ir, ka cilvēkiem ir augsta pielāgošanās kapacitāte, izmantojot tehnoloģiskos sasniegumus un ekonomisko attīstību. I perspektīvai ir īstermiņa (*ReCiPe* metodē pieņemts 20 gadu laika periods) skatījums un tās pārstāvji uzskata, ka lēmumus drīkst pieņemt tikai tādā gadījumā, ja videi nodarītie kaitējumi ir skaidri pierādīti, kā arī uzsver pašreizējās ietekmes pārākumu pār nākotnes ieguvumiem vai zaudējumiem.

Egalitārista (E) perspektīva balstās uz ļoti spēcīgu grupas vienotību, kas dabu uzskata par trauslu un nestabilu vidi un tiecas stingri ievērot dabas likumus. Šāda attieksme rada ļoti augstas prioritātes piesardzības principu, kas līdzvērtīgi vērtē gan pašreizējās, gan nākotnē iespējamās radītās ietekmes. Egalitārisma piekritēji parasti ir tie, kuri aktīvi iesaistās dažādās vides aizsardzības organizācijās un tādējādi cenšas ietekmēt politiku. E perspektīva ir veidota uz piesardzības principa bāzes, kas ņem vērā ilgtermiņa (*ReCiPe* metodē pieņemts 500 gadu laika periods) ietekmes veidus, kas pēc būtības nav oficiāli apstiprināti, bet ir daži indikatori, kas liecina par ietekmju iespējamību.

Hierarhista (H) perspektīvai ir raksturīga spēcīga grupas vienotība ar saistošiem sabiedrisko attiecību noteikumiem (sabiedrība, kurā lomas ir sadalītas un aprakstītas) un dabu uztver kā līdzsvarotu vērtību. Šīs perspektīvas skatījumā cilvēks un daba ir līdzvērtīgi. *ReCiPe* metodē pieņemtais laika periods ir 100 gadu. Šim arhetipam atbilstošs skatījums ir, ka ietekmes

var novērst ar atbilstošu pasākumu kopu, un nepārtraukti meklējumiem un pētījumiem, veidojot līdzsvaru starp vadītspējas un piesardzības principiem. Hierarhisti tic, ka pielāgošanās izmaiņām dabā ir zinātniski pierādīta un iespējama tikai līdz zināmam līmenim, bet ne pilnībā. H perspektīva ir veidota uz visplašāk pieņemtajiem politikas principiem attiecībā uz laika vērtējumu un citiem jautājumiem.

Ceturtais cilvēku uzvedības tips ir fatālists. Fatālisti nepiedalās aktivitātēs un diskusijās par vides aizsardzību, jo uzskata, ka neviens nezina tieši kas un kā notiks nākotnē. Šā tipa cilvēkiem parasti ir minimāla vara pašiem pār savu dzīvi un tāpēc viņi neredz jēgu censties kaut ko mainīt. Līdz ar to arī šāda tipa perspektīvas uzvedība netiek modelēta.

Analizējot un novērtējot produkta dzīves cikla laikā radīto ietekmi uz vidi, tiek veikta produkta sistēmā izejošo un iejošo plūsmu uzskaitē (inventarizācija), kuras rezultātā tiek iegūts garš dažādu vielu saraksts. Ņemot vērā, ka šis saraksts ir grūti interpretējams, sākumā tiek veikta vielu klasifikācija (vielas, atkarībā no to ietekmes veida uz vidi, tiek sadalītas kategorijās), tai seko raksturošana (visas vielas reizina ar koeficientu, kas nosaka vielas relatīvo ietekmi uz vidi), tad izlīdzināšana (skaitliski izteiktā ietekme uz vidi tiek salīdzināta ar noteiktu atsauces vērtību, piemēram, Eiropas pilsoņa radītā vidējā ietekme uz vidi gada laikā) un beigās tiek veikta svēršana (katras ietekmes kategorijas izlīdzinātos rezultātus reizina ar svēršanas koeficientu, kas raksturo katras ietekmes kategorijas relatīvo nozīmi). Svēršanas koeficienti dažādajām iepriekš aprakstītajām kultūras perspektīvām atšķiras. Visiem 'svērtajiem' rezultātiem ir vienādas mērvienības, tāpēc tās var viegli saskaitīt un iegūt vienu skaitlisku rezultātu, kas raksturo produkta ietekmi uz vidi. Svēršana ir viens no visstrīdīgākajiem posmiem, jo izvēlētie svēršanas koeficienti ietekmē rezultātu un gala secinājumus.

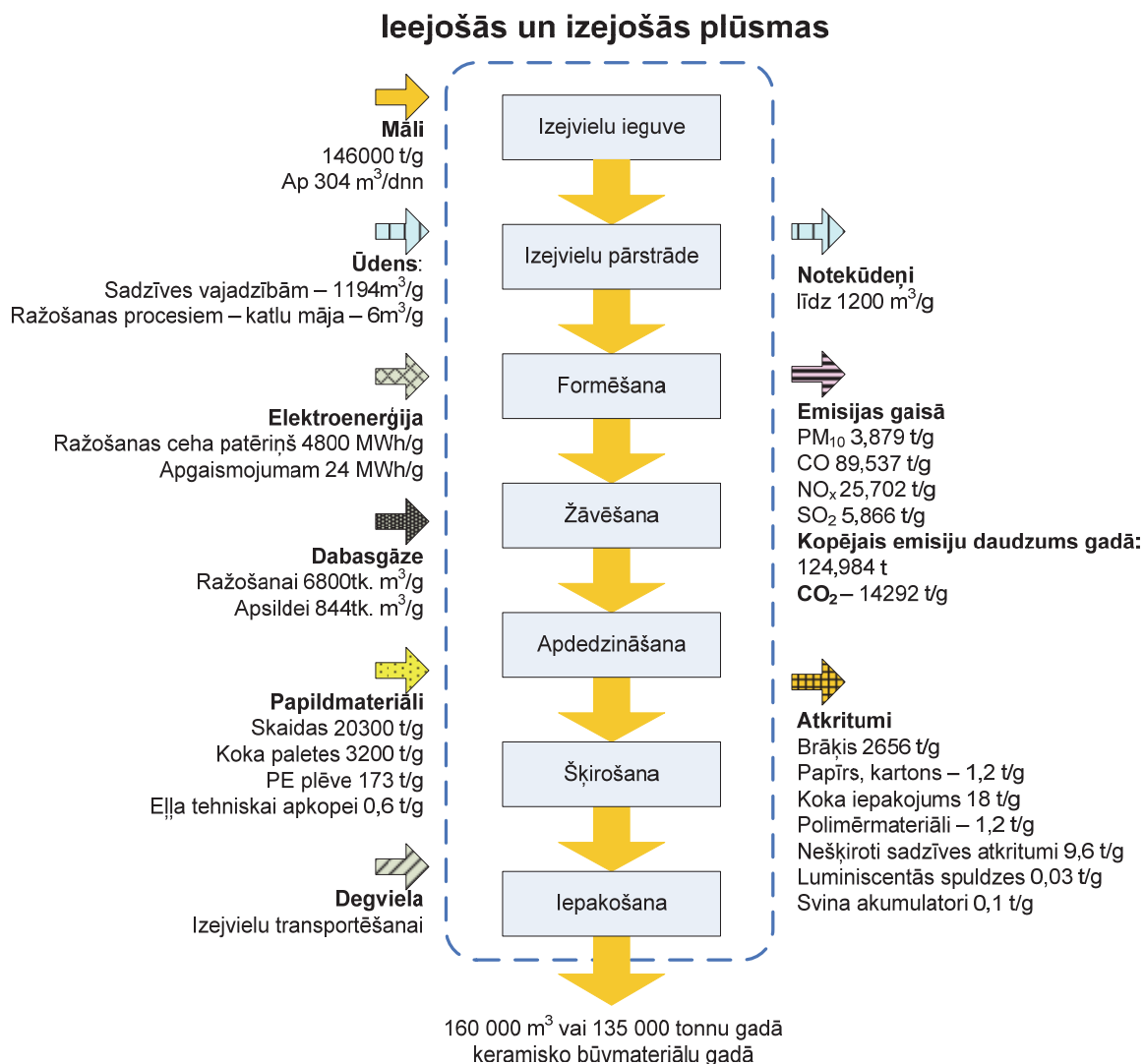
Katrai vielai ir savs nosacītais ietekmes uz vidi mehānisms vai ceļš, līdz ar to katras ietekmes kategorijas indikatora rezultātu var iegūt gan viduspunktu, gan beigu punktu līmenī. Abiem līmeņiem ir gan priekšrocības, gan trūkumi. Viduspunktu ietekmes kategorijas ir uz problēmu orientēta pieeja, kas ietekmes interpretē kā ar vidi saistītus tematus, piemēram, klimata izmaiņas, paskābināšanās, ietekme uz cilvēku veselību un tamlīdzīgi. Savukārt beigu punktu līmenī, kas tiek dēvēts arī kā uz kaitējumu orientēta pieeja, ietekme uz vidi tiek izteikta problēmjautājumos, piemēram, cilvēku veselība, dabiskā vide un dabas resursi. Salīdzinot ar viduspunktu līmeni, beigu punktu līmenim ir augstāka nenoteiktības pakāpe, bet lēmumu pieņēmējiem rezultāti ir vieglāk saprotami [26].

ReCiPe ir dzīves cikla ietekmes novērtēšanas metode, kas ietver saskaņotus kategoriju indikatorus gan viduspunktu, gan beigu punktu līmenī. Metodes primārais mērķis ir izteikt garu dzīves cikla inventarizācijas rezultātu sarakstu noteiktā skaitā indikatoru. Šie indikatori parāda vides ietekmes kategorijas relatīvo nozīmi (svaru). *ReCiPe* metodē ir astoņpadsmit samērā robusti, bet grūti interpretējami viduspunktu rādītāji un trīs samērā viegli uztverami, bet mazāk precīzi beigu punktu indikatori. Ietekmes novērtējums veikts izmantojot *ReCiPe Endpoint V1.06/Europe* metodes trīs dažādās kultūras perspektīvas: I/A, E/A un H/A (pirmais burts norāda attiecīgo perspektīvu un "A" attiecināms uz vidējiem (*average*) rādītājiem un ir metodes izstrādātāju rekomendēta svēršanas pieeja).

Pētījumā izmantotas datubāzes: *EcoInvent* (v2.2), *European Life Cycle Database (ELCD v2.0)* un *U.S. Life Cycle Inventory (USLCI)*. Šajā pētījumā no datubāzēm izvēlēti un aprēķinos izmantoti tikai sistēmprocesi.

1.1. Mērķa un jomas definēšana, funkcionālā vienība un references plūsma, sistēmas robežas

Galvenais mērķis, veicot DCA, ir aprēķināt, novērtēt un noteikt būvmateriāla ražošanas posmu ietekmi uz vidi, īpašu uzmanību pievēršot ražošanas posmam, kurā ietekme uz vidi ir vislielākā, lai varētu meklēt risinājumus šā posma uzlabojumiem.



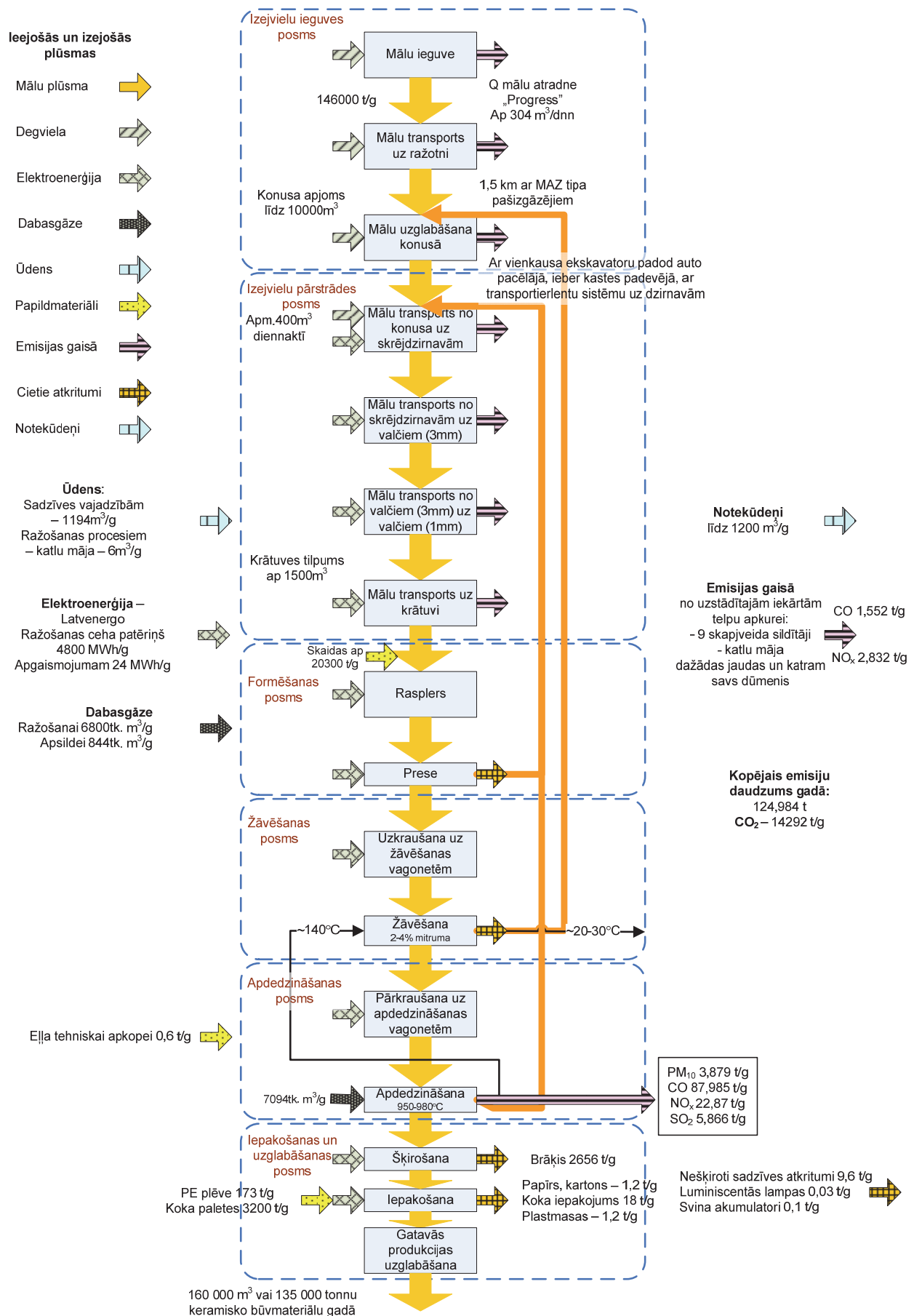
1.1. attēls. Sistēmas robežas. 2011./2012. gada dati. Datu avoti – ražotne un tās piesārņojošās darbības atļauja [18].

Produkta sistēmai ir dažādas sistēmā ieejošās un izejošās plūsmas (skat. 1.1. attēlu). Ķieģeļu ražošanā tiek izmantoti dažādi izejmateriāli (galvenokārt māls) un izdegošās piedevas, piemēram, salmi vai skaidas, kā arī dabasgāze, ko izmanto kā kurināmo nepieciešamā siltuma nodrošināšanai, un elektrība. No produkta sistēmas izejošās plūsmas pārsvarā ir emisijas gaisā, kas rodas dabasgāzes degšanas procesā. Ražošanas procesā rodas arī neliels daudzums sadzīves atkritumu, ūdens un cietie atkritumi. Ņemot vērā šo atkritumu apjomu un salīdzinot nenoīmīgo ietekmi uz vidi, šajā pētījumā tie netika iekļauti.

Pētījumam brīvi izvēlētajā uzņēmumā ražo dažādu veidu un izmēru keramikas būvmateriālus. Pētījumā funkcionālā vienība ir viena tonna noteikta veida ķieģeļu. References plūsma ir viena tonna ķieģeļu.

Māla ķieģeļu sistēmas robežās ietilpst mālu iegūšana atradnē, mālu glabāšana un apstrāde, ķieģeļu veidošana, žāvēšana un apdedzināšana, kā arī iepakošana.

Ķieģeļu dzīves cikls ir iedalīts šādās apakšsistēmās (skat. 1.2. attēlu):



1.2. attēls. Produkta dzīves cikla apakšsistēmas; ieejošās un izejošās plūsmas gada griezumā.

- 1) *Māla ieguve un uzglabāšana.* Atradnē iegūto kvartāra nogulumu mālu uz rūpnīcu apmēram 1,5 km attālumā transportē ar MAZ tipa pašizgāzējiem. Iegūto mālu krauj konusus, kuru tilpums ir līdz 10,000 m³, un, lai dabīgā veidā atbrīvotos no liekā mitruma, uzglabā vismaz 8 mēnešus.
- 2) *Mālu pārstrāde.* Mālu no konusa ar vienkausa ekskavatoru padod auto-pacēlājā, ieber kastes padevējā un ar transportierlentu sistēmu padod uz skrejdzirnavām. No dzirnavām māli tiek transportēti vispirms uz 3 mm valčiem, pēc tam uz 1 mm valčiem. Pēc šādas apstrādes mālu transportē uz krātuvi, kuras tilpums ir aptuveni 1500 m³. Diennaktī pārstrādā aptuveni 400 m³ mālu. No krātuves mālu transportē uz raspleri, kur tam pievieno izdegošās piedevas, piemēram, skaidas, salmus vai citas.
- 3) *Ķieģeļu formēšana.* Sagatavotā māla masa nonāk skrūvveida presē, kur mālam piešķir noteiktu formu un to sagriež nepieciešamā izmēra ķieģeļos. Formēšanas posmā radušos brāķi/cietos atkritumus nogādā skrejdzirnavās un izmanto atkārtoti.
- 4) *Žāvēšana.* Pēc formēšanas ķieģeļus novieto uz žāvēšanas vagonetēm un transportē uz žāvēšanas kameru, kurā temperatūra ir apmēram 140°C. Žāvēšanai nepieciešamo karsto gaisu iegūst no apdedzināšanas krāsnīm. Ķieģeļus žāvē, līdz sākotnējais mitrums ir samazinājies līdz 2–4 %. Žāvēšanas posmā radušos brāķi/cietos atkritumus nogādā mālu konusā un izmanto atkārtoti.
- 5) *Apdedzināšana.* Pēc žāvēšanas ķieģeļi tiek pārkrauti uz apdedzināšanas vagonetēm. Izzāvēto ķieģeļu vagonetes apdedzināšanas krāsnī tiek padotas ik pēc 30–35 minūtēm. Ķieģeļus apdedzina temperatūrā, kas nepārsniedz 950–980°C. Krāsnīs izmantotais kurināmais ir dabasgāze. Pēc apdedzināšanas radušos brāķi un cietos atkritumus smalcina un nogādā skrejdzirnavās, un izmanto atkārtoti.
- 6) *Iepakošana.* Apdedzinātos ķieģeļus novieto uz koka paletēm un iepakoj, izmantojot zema blīvuma polietilēna plēvi (PE-LD).

1.2. Dzīves cikla inventarizācija

Produkta dzīves cikla apakšsistēmas; ieejošās un izejošās plūsmas gada griezumā ir parādītas 1.2. attēlā. Viena mēneša ražošanas inventarizācijas dati ir apkopoti 1.1. tabulā. Mālu pārstrādes posmā patērē apmēram 40 % no visā ražošanas ciklā patērētās elektroenerģijas. Apdedzināšanas posmā vienas tonnas ķieģeļu apdedzināšanai patērē 338,28 kWh dabasgāzes, kā arī 25,46 kWh elektroenerģijas. Ķieģeļu rūpniecībā galvenais enerģijas avots ir dabasgāze. Kurināmā un izdegošo piedevu izmantošana rada SO, CO un NO emisijas.

1.1. tabula

Inventarizācijas dati.

2011./2012. gada dati. Datu avoti – ražotne un tās piesārņojošās darbības atļauja [18]

Produkts	Apjoms mēnesī	Mērvienība
Iegūtais māls	8600	m ³
Elektroenerģija	831	MWh
Dabasgāze	328	1000 m ³
Gatavie ķieģeļi	8160	t
Polietilēna plēve	1,2	kg/m ³
Brāķis	2	% no kopējā saražotā apjoma
Cietās daļiņas (PM)	7,46	t
SO	2,14	t
CO	0,49	t

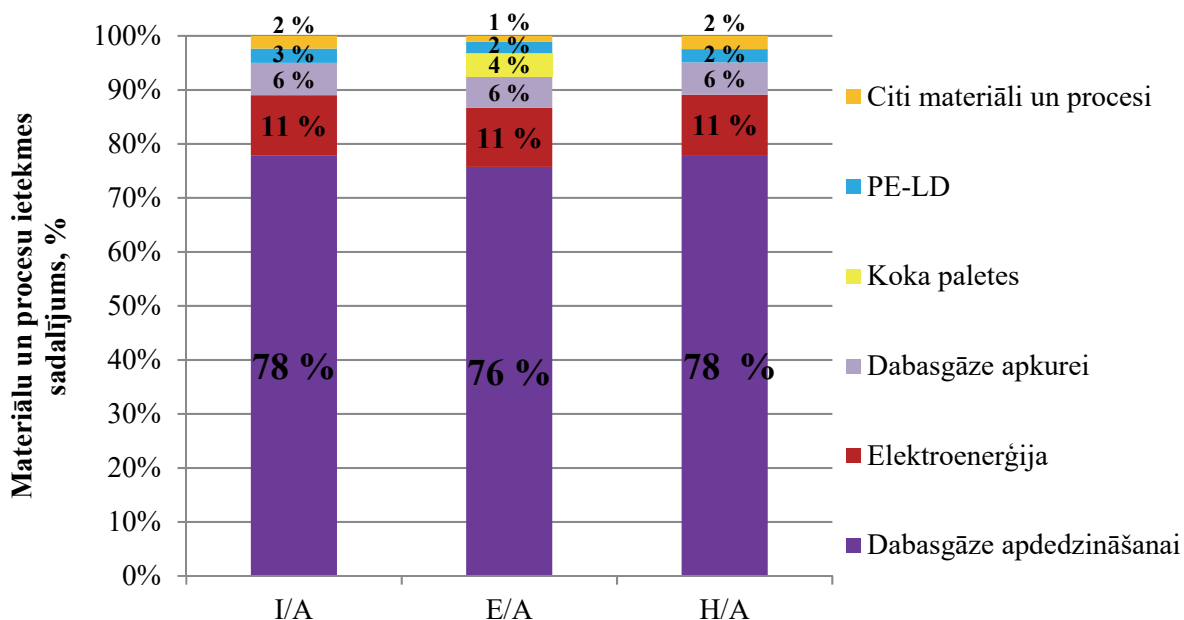
Produkts	Apjoms mēnesī	Mērvienība
NO	0,32	t
Koka paletes	17	kg/m ³
Salmi	0,9	% no izejvielu masas
Skaidas	2,7	% no izejvielu masas

1.3. Ietekmes novērtējums

Ietekmes novērtējums veikts, rezultātus izsakot procentos, jo galvenais mērķis šajā pētījuma posmā bija salīdzināt ražošanas procesu un materiālu ietekmes uz vidi relatīvās atšķirības, līdz ar to absolūtajai punktu vērtībai nav galvenā nozīme.

Rezultāti parāda (skat. 1.3. attēlu), ka:

- vislielākā no kopējās radītās ietekmes neatkarīgi no perspektīvas (I, E vai H) rodas apdedzināšanas procesā, izmantojot dabasgāzi: ~78 % I un H, un ~76 % E perspektīvas gadījumā;
- elektroenerģijas izmantošana ražošanas procesā rada lielāku ietekmi uz vidi, salīdzinot ar dabasgāzes izmantošanu apkurei: visās perspektīvās attiecīgi ~11 % un ~6 %;
- materiālu, ko izmanto produkta iepakojšanas posmā (polimērmateriāla plēve un koka paletes), kā arī citu materiālu un procesu radītā ietekme uz vidi (piemēram, mālu ieguve un transportēšana līdz rūpnīcai, iekārtu apkopē nepieciešamo smērvielu ietekme uz vidi u. c.) ir ~1–4 % robežās no kopējās ietekmes uz vidi.



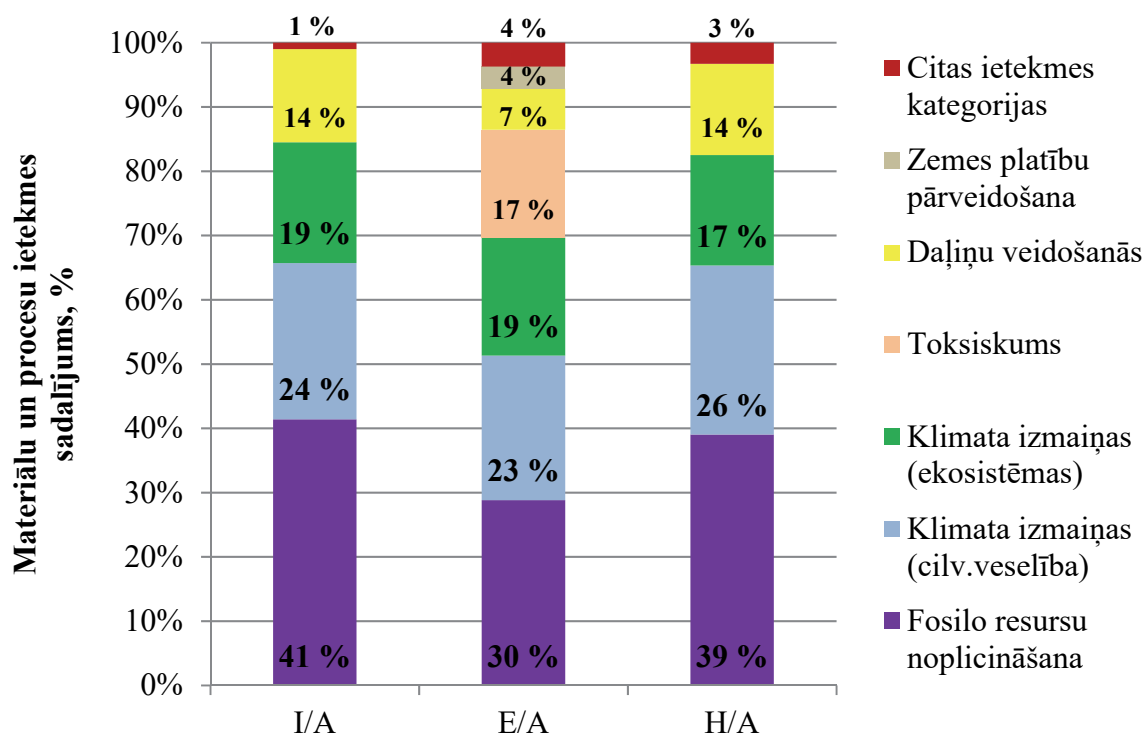
1.3. attēls. Materiālu un procesu radītā ietekme uz vidi.

Zāģu skaidu pievienošanas mālām (izdegošās piedevas) ietekme uz vidi netika rēķināta. Kaut arī izmantotajā *SimaPro* programmas datubāzē iekļautais produkts ‘zāģu skaidas’ ir klasificēts kā atkritumprodukts, tomēr tā radītā ietekme tiek rēķināta kā jebkuram produktam, kas tiek ražots, iekļaujot visas produkta sistēmā izejošās un izejošās plūsmas. Datubāzē pieejamajā produkta aprakstā ir norādīts, ka skaidas ražo saplāksņa ražotnē dēļu tēšanas un

zāģēšanas procesa laikā un ietekmes sadalījums veikts pēc dažādu kopproduktu masas vai apjoma. Datubāzē ir arī norāde, ka tajā iekļautie dati ir pārbaudīti, tomēr datubāze nav validēta. Ķieģeļu ražošanā izdegošās piedevas izmanto, lai nodrošinātu būvmateriālam nepieciešamās īpašības un samazinātu kurināmā patēriņu. Izdegošās piedevas var būt arī citi atkritumprodukti, ne tikai zāģu skaidas, bet arī salmi, kafijas pupiņu čaulas u. c. Līdz ar to skaidas nav neaizstājams produkts šajā tehnoloģiskajā procesā, tāpēc tās nav speciāli jāražo un jāiepērk būvmateriāla ražošanas vajadzībām. Ņemot vērā šos apstākļus un pieņemot, ka izdegošās piedevas netiek ražotas speciāli būvmateriāla rūpniecības vajadzībām, skaidu ietekme uz vidi netika rēķināta.

Analizējot un savstarpēji salīdzinot izmantoto materiālu un procesu radītās slodzes uz vidi, var secināt, ka galvenie faktori, kas rada ietekmi uz vidi ķieģeļu ražošanas laikā, ir dabasgāze un elektroenerģija (skat. 1.3. attēlu).

Ietekmes uz vidi novērtējums visām trim perspektīvām veikts arī, salīdzinot ietekmi, kas rodas dažādās viduspunktu ietekmju kategorijās (skat. 1.4. attēlu). Vērtētas tika tās viduspunktu ietekmju kategorijas, kuru nozīmība vai svars kopējā ietekmē ir >2 %. I un H perspektīvā tādas ir četras ietekmju kategorijas, bet E perspektīvā tādas ir sešas ietekmju kategorijas. Visās perspektīvās vislielākā ietekme ir trīs ietekmes kategorijās: fosilo resursu noplicināšana un klimata izmaiņas, kas ietekmē gan cilvēku veselību, gan ekosistēmas kopumā. Ceturtā ietekmes kategorija H un I perspektīvā ir cieto daļiņu veidošanās un E perspektīvā tā ir toksiskums. E perspektīvā arī cieto daļiņu veidošanās kategorijas, kā arī zemes platību pārveidošanas kategorijas ietekme ir >2 % no kopējās ietekmes.



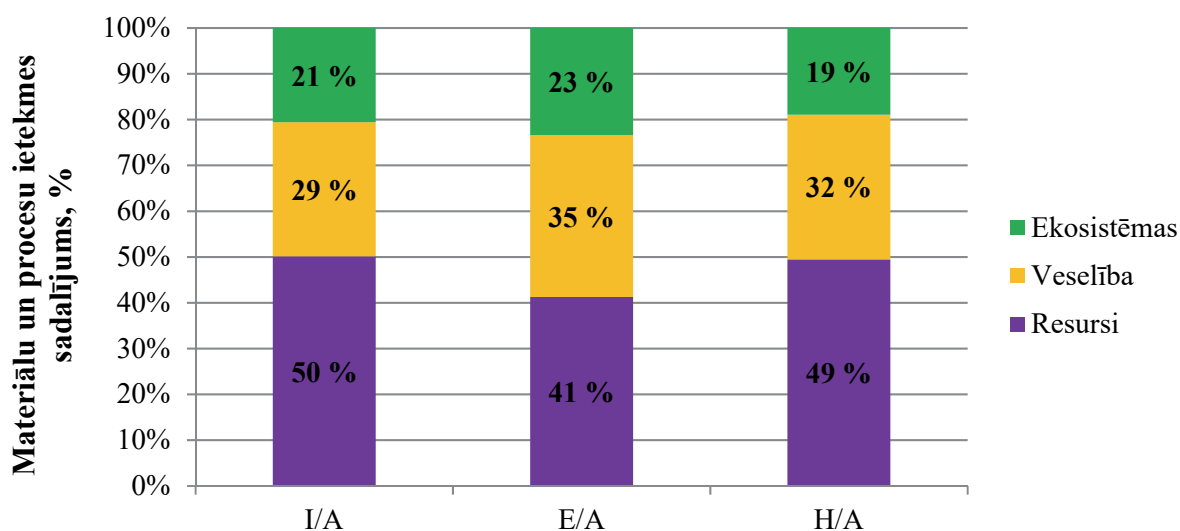
1.4. attēls. Ražošanas procesu un materiālu radītā slodze uz vidi viduspunktu ietekmju kategorijās.

Vislielākā ietekme visās trīs perspektīvās (skat. 1.4. attēlu) tiek radīta fosilo resursu noplicināšanas kategorijā (~30–41 %) un mazliet mazāka tā ir klimata izmaiņu ietekmes kategorijās (~17–26 %). Apmēram 17 % liela ietekme ir arī E perspektīvas toksiskuma kategorijā, bet cieto daļiņu veidošanās kategorijā (I un H perspektīvā) ietekme ir ~14 %. H

perspektīvā cieto daļiņu veidošanās kategorijā ietekme ir ~7 % un zemes platību pārveidošanas kategorijā ietekme ir ~4 %. Pārējās viduspunktu ietekmju kategorijās radītā ietekme uz vidi ir ~1–4 % robežās.

Beigu punktu kaitējuma kategorija ‘Resursi’, saskaņā ar metodes aprakstu [22], ietver metālu un fosilo resursu noplicināšanu, un šīs kategorijas ietekme ir izteikta, kā papildus enerģijas daudzums, kas nepieciešams izejvielu un fosilā kurināmā iegūšanai nākotnē. Veselībai nodarītā kaitējuma kategorijas, kas ietver klimata izmaiņas, kas attiecas uz cilvēku veselību, ozona slāņa noārdīšanos, toksiskumu, fotoķīmisko oksidētāju veidošanos, cieto daļiņu veidošanos un jonu starojumu, rādītājs izteikts kā zaudēto dzīves gadu skaits un gadu skaits, kas dzīvots invalīda (darba nespējīgas personas) statusā. Kaitējumu ekosistēmām raksturo sugu skaita samazināšanās noteiktā teritorijā noteiktā laika posmā. Šajā kaitējuma kategorijā ir ietvertas klimata izmaiņas (ietekme uz ekosistēmām), augsnes paskābināšanās, saldūdens eutrofikācija, jūru, saldūdens un augsnes ekotoksiskums, kā arī lauksaimniecības un pilsētu zemju aizņemšana un dabīgo zemju platību pārveidošana.

Izvērtējot ražošanas procesu un materiālu radīto slodzi uz vidi beigu punktu kaitējuma kategorijās (skat. 1.5. attēlu), var secināt, ka visu trīs perspektīvu skatījumā visvairāk tiek ietekmēta resursu kategorija: ~50 % I perspektīvas skatījumā, ~49 % H perspektīvas skatījumā un ~41 % E perspektīvas skatījumā. Vislielākais kaitējums veselībai tiek radīts E perspektīvas gadījumā (~35 %), bet H un I perspektīvas skatījumā ietekme šajā kaitējuma kategorijā ir attiecīgi ~32 % un ~29 %. Ekosistēmām nodarītais kaitējuma īpatsvars visu trīs perspektīvu skatījumā ir līdzīgs (~21 % I perspektīvas, ~23 % E un ~19 % H perspektīvas skatījumā). Rezultātu atšķirības ir skaidrojamas ar attiecīgo kultūras perspektīvu filozofiju. I perspektīva dabu uztver kā stabilu vērtību, kas pati spēj atkopties un pielāgoties izmaiņām, un uzskata, ka cilvēkam ir augsta pielāgošanās spēja, izmantojot tehnoloģiju un ekonomisko attīstību. Līdzīgi H perspektīvā daba tiek uztverta kā līdzsvarota vide, kurā daba un cilvēks ir līdzvērtīgi, un ietekmes var novērst ar atbilstošu zinātniski pamatotu pasākumu kopumu. Turpretim E perspektīvā daba tiek uztverta kā trausla un nestabila vide, tāpēc jebkādas izmaiņas tiek uztvertas un analizētas piesardzīgi, turklāt ilgtermiņa – 500 gadu skatījumā (I perspektīvai – 20 gadu laika periods, H perspektīvai – 100 gadi).



1.5. attēls. Ražošanas procesu un materiālu radītā slodze uz vidi beigu punktu kaitējuma kategorijās.

Analizējot izvēlētās apstrādes rūpniecības piemēru, jāņem vērā, ka viens no ķieģeļu ražošanas specializētajiem soļiem ir ķieģeļu apdedzināšanas posms [27, 28], kura laikā

ķieģeļiem tiek piešķirtas visas nepieciešamās īpašības. Dažādi dzīves cikla pētījumi apliecina, ka tieši ķieģeļu apdedzināšanas posms ir energoietilpīgākais no ķieģeļu ražošanas posmiem [29–34]. Turklāt lielākā daļa no radītajām emisijām tiek attiecināta tieši uz apdedzināšanas krāsnīs izmantotajiem energoresursiem [33]. Tiek lēsts, ka neapdedzinātajiem (gaisā žāvētajiem) ķieģeļiem ir par 1/3 mazāk CO₂ ekvivalenta uz vienu ķieģeli nekā krāsnī apdedzinātajiem [35]. Parasti ķieģeļu apdedzināšanas krāsnis kurina ar dabasgāzi, bet kā kurināmo var izmantot arī propānu, naftas produktus, skaidas, ogles vai šo kurināmo kombinācijas [28, 29]. Pastāv dažādi faktori, kas ietekmē enerģijas patēriņu ķieģeļu ražošanas procesā. Kurināmā patēriņu ietekmē apdedzināšanas temperatūra un tai nepieciešamais laiks, krāsns veids un tehniskais stāvoklis, tās efektivitāte, izmantošanas veids (nepārtraukta vai periodiska darbība), galaprodukta veids, kā arī izejmateriālu veids un oglekļa saturs tajā [28, 31].

1.4. Secinājumi

Galvenais šā pētījuma posma uzdevums bija aprēķināt un novērtēt produkta, kura ražošanas procesā kā kurināmo izmanto dabasgāzi, dažādu ražošanas posmu ietekmi uz vidi, ar mērķi noteikt posmu, kurā tiek radīta lielākā ietekme un rast risinājumus šā posma uzlabojumiem. Ņemot vērā to, bija jāsalīdzina ražošanas procesu relatīvās atšķirības, tātad radītās ietekmes novērtējuma absolūtajai punktu vērtībai nebija būtiskas nozīmes un ietekmes novērtējums veikts, rezultātus izsakot procentos.

Aprēķinu rezultāti parāda (skat. 1.3.attēlu), ka, neatkarīgi no perspektīvas (I, E vai H), vislielākā ietekme (>75 %) no kopējās radītās ietekmes rodas ražošanas procesā dabasgāzes izmantošanas rezultātā. Savukārt elektroenerģijas izmantošana ražošanas procesā, salīdzinot ar dabasgāzes izmantošanu apkurei, rada lielāku ietekmi uz vidi. Produkta iepakojšanai nepieciešamie materiāli, kā arī citu materiālu un procesu radītā ietekme uz vidi (piemēram, mālu ieguve un transportēšana līdz rūpnīcai, iekārtu apkopē nepieciešamo smērvielu ietekme uz vidi u. c.) ir samērā neliela (~1–4 % robežās no kopējās ietekmes uz vidi).

Analizējot ietekmes uz vidi kategorijas, var secināt, ka vislielākā ietekme (skat. 1.4.attēlu) tiek radīta fosilo resursu noplicināšanas viduspunktu kategorijā (~30–41 %) un mazliet mazāka tā ir klimata izmaiņu, kas saistītas gan ar ietekmi uz veselību, gan uz ekosistēmām kopumā, ietekmes kategorijās (~17–26 %) un apmēram 17 % liela ietekme ir arī E perspektīvas toksiskuma kategorijā. Cieto daļiņu veidošanās kategorijā (I un H perspektīvā) ietekme ir ~14 %, E perspektīvā tā ir ~7 %. Citās viduspunktu kategorijās radītā ietekme uz vidi ir ~1–4 % robežās.

Izvērtējot ražošanas procesu un materiālu radīto slodzi uz vidi beigu punktu kaitējuma kategorijās (skat. 1.5.attēlu), var secināt, ka visu trīs perspektīvu skatījumā vislielākais kaitējums tiek nodarīts resursu kategorijā (~41–50 %), kaitējums veselībai ir novērtēts ~29–35 % robežās, bet ekosistēmām nodarītais kaitējuma īpatsvars visu trīs perspektīvu skatījumā ir ~19–23 %.

Būvmateriālu ražošana ir energointensīvs process. To apstiprina veiktā būvmateriālu ražošanas procesa, sākot no materiālu ieguves vietas, līdz ražošanas procesa beigām, izpētes, aprēķinu un novērtēšanas rezultāti – vislielāko ietekmi uz vidi rada dabasgāzes izmantošana būvmateriālu apdedzināšanas posmā. Lielākā daļa no radītajām emisijām ir tieši saistīta ar kurināmā (dabasgāzes) izmantošanu rūpniecībā. No viduspunktu ietekmes kategorijām lielākā ietekme uz vidi tiek radīta fosilo resursu noplicināšanas ietekmes kategorijā. Kaut arī dabasgāze tiek uzskatīta par vidi mazāk ietekmējošu kurināmo, salīdzinot ar oglēm un naftas produktiem, atjaunojamo energoresursu izmantošana varētu samazināt ražošanas procesā radīto ietekmi uz vidi. Vietējo atjaunojamo resursu izmantošana samazinātu arī Latvijas energo-atkarību, samazinot dabasgāzes importu.

2. KURINĀMĀ ALTERNATĪVU IZVĒRTĒJUMS DABASGĀZES AIZSTĀŠANAI AR ATJAUNOJAMU ENERGORESURSU ALTERNATĪVU

Apstrādes rūpniecībai, tajā skaitā arī keramisko būvmateriālu ražošanas nozarei, ir raksturīgs augsts enerģijas patēriņš, jo ilgstoši tiek darbinātas augstu temperatūru nodrošināšanas krāsnis [36,37]. Iekārtu augstā enerģijas patēriņa rezultātā tiek radīts ievērojams daudzums globālo sasilšanu izraisošo siltumnīcefekta gāzu (SEG). Būvniecības sektors izmanto aptuveni 40 % no gada laikā pasaulē patērētajiem izejmateriāliem [38] un ķieģeļi ir vieni no visplašāk izmantotajiem būvmateriāliem [30]. Tomēr, kaut arī būvmateriālu ražošana rada ievērojamu ietekmi uz vidi, šiem materiāliem ir ilgs kalpošanas laiks un to pareiza izvēle samazina ēku enerģijas patēriņu.

Zinātnieki ir veikuši dažādus pētījumus par krāšņu un rūpnīcu optimizācijas iespējām [39–41], par dažādu izdegošo piedevu ietekmi uz kurināmā patēriņu, kā arī par to, kā piedevas ietekmē ķieģeļu fizikāli-ķīmiskās īpašības [42–44], lai attīstītu ilgtspējīgu būvmateriālu ražošanu izmantojot atkritumu pārstrādi [45,46], kā arī, lai novērtētu ēku vai būvniecības konstrukciju sistēmu dzīves ciklu [47,48]. Tomēr šķiet, ka mazāka uzmanība tikusi pievērsta vides ietekmes novērtējumam, ko rada noteikts būvmateriāla veids, vai, lai novērtētu ietekmes uz vidi izmaiņas, ko varētu radīt kurināmā nomaīņa. Attiecībā uz pirmo, ir publicēti tikai dažu pētījumu rezultāti, kuros atspoguļots keramisko būvmateriālu ietekmes uz vidi novērtējums. Pētījumā par Grieķijas ķieģeļu ražotni [30] ietekmes uz vidi novērtējumam izmantota "EcoIndicator'95" metode, kas ir "EcoIndicator'99" metodes vecāka versija. Produktu dzīves cikla analīzei un ietekmes uz vidi noteikšanai ir pieejamas jaunākas metodes, piemēram, *ReCiPe* [49], kura ir izmantota arī Latvijā ražoto ķieģeļu novērtēšanā. Arī šajā darbā dzīves cikla aprēķini un ietekmes uz vidi novērtējums veikts izmantojot jaunāko pieejamo *ReCiPe* metodi un datorprogrammas "SimaPro 8.1" versiju [20,21].

Ir veikti pētījumi, kas saistīti ar energoefektivitātes uzlabojumiem vai atjaunojamo energoresursu izmantošanu [50,51] ar mērķi produkcijas vienībai samazināt SEG emisijas. Tomēr var paredzēt, ka jautājums par būvmateriālos ietvertās enerģijas daudzumu nākotnē kļūs arvien aktuālāks, jo palielināsies ēku energoefektivitāte. Labāko pieejamo tehnoloģiju atsauces dokumentā (*Reference Document on Best Available Technologies – BAT*), kas izstrādāts keramikas rūpniecībai (to ir izdevusi Eiropas Komisija), ir minēts, ka ķieģeļu apdedzināšanai pārsvarā tiek izmantota dabasgāze, šķidrīnātā naftas produktu gāze un šķidrāis krāšņu kurināmais. Norādīts, ka krāšņu kurināšanai tiek izmantoti arī citi energoresursi, piemēram, šķidrīnātā dabasgāze, biogāze, biomasas, elektroenerģija, mazuts un cietais kurināmais (piemēram, ogles, kokss) [36]. Šajā atsauces dokumentā ir minēts, ka ietekmi uz vidi varētu samazināt kurināmā nomaīņa, piemēram, ja mazuts vai cietais kurināmais tiktu aizstāts ar dabasgāzi (vai arī ar šķidrīnāto naftas produktu gāzi vai šķidrīnāto dabasgāzi). Tiek arī norādīts, ka atjaunojamajiem energoresursiem varētu būt nozīme kā kurināmajam, ko izmanto krāsnīs, taču joprojām trūkst informācijas par emisiju un patēriņu datiem [36].

Sakarā ar vides un ģeopolitiskajiem apstākļiem jautājums par fosilo kurināmo aizstāšanu ar atjaunojamo energoresursu alternatīvām kļūst arvien aktuālāks. Turklāt rūpniecības nozarēs, kurās kā kurināmo izmanto dabasgāzi, tās izmantošana ir tieši saistīta ar vislielāko ietekmi uz vidi. Līdz ar to neatjaunojamo energoresursu aizstāšana ar atjaunojamajiem tiek uzskatīta par vienu no efektīvākajām pieejām ietekmes uz vidi samazināšanā un enerģētiskās neatkarības veicināšanā. Šajā nodaļā tiks izvērtēti vides aspekti, dabasgāzi aizstājot ar biosintētisko dabasgāzi (bio-SNG) (2.1. apakšnodaļa) un veikta biogāzes un biodegvielu dzīves cikla analīze (2.2. apakšnodaļa).

Biosintētiskā dabasgāze (bio-SNG) ir viena no dabasgāzes alternatīvām. Bio-SNG iegūst celulozes (piemēram, mežsaimniecības atkritumu, enerģētisko kultūru) gazifikācijas

ceļā, bet biogāzi ražo izmantojot bioloģiskos procesus – organiskajiem materiāliem (piemēram, kūstmēsliem, organiskajiem atkritumiem) sadaloties anaerobos apstākļos. Bio-SNG ražošana sākas ar gazifikācijas posmu, kam seko gāzes pirmsapstrāde, SNG sintēze un gāzes attīrīšana. Kaut arī bio-SNG ražošana atšķiras no biogāzes un biometāna ražošanas procesa, tomēr bio-SNG var izmantot tieši tāpat kā biometānu.

2.1. apakšnodaļā ar mērķi salīdzināt dabasgāzes un bio-SNG radīto ietekmi uz vidi, pētījuma veikšanā izmantota GEMIS (*Global Emission Model for Integrated Systems*) datubāze [52]. Pētījumā salīdzinātas dzīves cikla laikā radītās CO₂ emisijas, patērētās enerģijas daudzums un nepieciešamie materiāli, zemes izmantošanas un nodarbinātības aspekti. Pētījuma rezultāti apliecina, ka, dabasgāzi aizstājot ar bio-SNG, samazinātos siltumnīcas efektu radošo gāzu emisijas un palielinātos iedzīvotāju nodarbinātība. Tomēr dzīves cikla laikā patērētās enerģijas daudzums un nepieciešamie materiāli, kā arī nepieciešamās zemes platības bio-SNG izmantošanas gadījumā būtu lielākas nekā izmantojot dabasgāzi.

Viens no ķieģeļu ražošanas specializētajiem soļiem ir ķieģeļu apdedzināšanas posms [27, 28], kura laikā ķieģeļiem tiek piešķirtas visas nepieciešamās īpašības. Dažādi dzīves cikla pētījumi apliecina, ka tieši ķieģeļu apdedzināšanas posms ir energoietilpīgākais no ķieģeļu ražošanas posmiem [29–33]. Turklāt lielākā daļa no radītajām emisijām tiek attiecināta tieši uz apdedzināšanas krāsnīs izmantotajiem energoresursiem [33]. Tiek lēsts, ka neapdedzinātajiem (gaisā žāvētajiem) ķieģeļiem ir par 1/3 mazāk CO₂ ekvivalenta uz vienu ķieģeli nekā krāsnī apdedzinātajiem [35]. Parasti ķieģeļu apdedzināšanas krāsnis kurina ar dabasgāzi, bet kā kurināmo var izmantot arī propānu, naftas produktus, skaidas, ogles vai šo kurināmo kombinācijas [28, 29]. Pastāv dažādi faktori, kas ietekmē enerģijas patēriņu ķieģeļu ražošanas procesā. Kurināmā patēriņu ietekmē apdedzināšanas temperatūra un tai nepieciešamais laiks, krāsns veids un tehniskais stāvoklis, tās efektivitāte, izmantošanas veids (nepārtraukta vai periodiska darbība), galaprodukta veids, kā arī izejmateriālu veids un oglekļa saturs tajā [28, 31].

Pētījumu rezultāti, kuru pamatā ir dzīves cikla inventarizācijas dati [32, 53], liecina, ka, dabasgāzi aizstājot ar biometānu, SEG emisijas var samazināt līdz pat 80 %. Līdz ar to var apgalvot, ka dabasgāzes aizstāšana šajā ražošanas nozarē varētu sniegt vairāk būtisku vides priekšrocību nekā pakāpeniski iekārtu efektivitātes uzlabojumi. 2014. gada pētījumā Ellersdorfer un Weiß ir aprakstījuši biogāzes stacijas integrāciju cementa rūpniecībā no enerģētiskā un ekonomiskā skatupunkta [51]. Tomēr ir nepieciešams precīzāks ar DCA datiem pamatots pētījums, ietverot arī citas kurināmā alternatīvas, piemēram, biodegvielas.

Turpinājumā 2.2. apakšnodaļā analizēta dabasgāzi izmantojošas ražotnes ietekme uz vidi, izvērtējot dažādus kurināmā aizstāšanas un elektroenerģijas ražošanas avotu scenārijus. Analizēta ir četru dažādu kurināmā veidu – dabasgāzes, biometāna, pirmās un otrās paaudzes biodegvielu – izmantošana rūpnieciskajās krāsnīs. Scenāriji novērtējumam izmantota ietekmes novērtēšanas metode *ReCiPe*. Rezultāti liecina, ka ietekmi uz vidi ir iespējams samazināt par aptuveni 50 %, ja dabasgāzi aizstāj ar biometānu vai otrās paaudzes biodegvielu.

2.1. Vides aspektu izvērtējums dabasgāzi aizstājot ar biosintētisko dabasgāzi

Tradicionālos energoresursus, ņemot vērā tehnoloģiju attīstību, ir iespējams aizstāt ar atjaunojamo energoresursu alternatīvām [29]. *Gomes* un *Hossain* [11] norāda, ka tehnoloģiju nomaiņa (īpaši gadījumos, ja ar oglekli kurinātās krāsnis aizstātu ar dabasgāzi izmantojošām tehnoloģijām) radīs ievērojamu siltumnīcas efektu izraisīto emisiju samazinājumu. Līdzīgi arī dabasgāzes aizstāšana ar bio-SNG varētu samazināt CO₂ emisijas [54]. Ķieģeļu ražošanai, kuru apdedzināšanā izmantoti atjaunojamie energoresursi, ir nepieciešams vismazākais enerģijas apjoms, salīdzinot ar visiem tirgū pieejamajiem būvmateriāliem [29]. Tāpēc pētījums par

alternatīvo energoresursu izmantošanas iespējām un to salīdzinājums ir nepieciešams un aktuāls. Šajā apakšnodaļā ir aprakstīti un salīdzināti dažādi vides aspekti dabasgāzi būvmateriāla rūpniecībā aizstājot ar bio-SNG, kas ir viens no alternatīvajiem energoresursiem (*alternatīvais energoresurss* – termins, kas attiecas uz jebkuru enerģijas avotu, kas nav fosilais kurināmais).

Arī šajā nodaļā kā ražotnes piemērs, kurā kā kurināmo izmanto dabasgāzi, ir analizēta būvmateriālu (ķieģeļu) ražotne. Un pētījumā ir izmantoti viena ražošanas gada dati, kas iegūti būvmateriāla rūpnīcā Latvijā. Pamatdati par rūpnīcu ir sekojoši: ražošanas jauda ir 135,000 tonnas keramikas būvmateriālu gadā; ikgadējais dabasgāzes patēriņš ir 7,644 tūkstoši m³; elektrības patēriņš 4,824 MWh; izejmateriālu (māla) patēriņš - 146,000 tonnas; ikgadējās emisijas gaisā: oglekļa dioksīds – 14,292 tonnas, oglekļa oksīds – 89,5 tonnas, slāpekļa oksīds – 25,7 tonnas, sēra dioksīds – 5,9 tonnas, cietās daļiņas – 3,9 tonnas [18]. Definētā funkcionālā vienība ir 1 tonna keramisko būvmateriālu.

Dabasgāzes un bio-SNG dzīves cikla laikā radītā ietekme uz vidi tika salīdzināta izmantojot *GEMIS* (Global Emission Model for Integrated Systems) v.4.8 datubāzi. *GEMIS* ir izstrādāta 1989. gadā un kopš tā laika nepārtraukti ir atjaunota un papildināta [52]. *GEMIS* izmanto procesu un scenāriju dzīves cikla laikā radīto ietekmju aprēķināšanai, tas ir, ņemot vērā visus procesus, sākot ar izejmateriālu iegūšanu (tajā skaitā primārās enerģijas un jēlmateriālu iegūšanu) līdz pat galaproduktu un enerģijas lietošanai, iekļauta ir arī papildus enerģijas un materiālu izmantošana, enerģijas piegādes infrastruktūras būvniecībai nepieciešamie materiāli, materiālu un transporta sistēma, kā arī tiešā un netiešā ietekme uz nodarbinātības efektu [52].

GEMIS ir iekļauti dati par emisijām gaisā (SO₂, NO_x, CO, NH₃ u. c.), siltumnīcas efektu radošo gāzu emisijām (CO₂, CH₄, N₂O), kā arī cietajiem atkritumiem, notekūdeņiem un zemes izmantošanu. Datubāzē ir iekļauti arī emisiju standarti, tādējādi, izmantojot *GEMIS*, ir iespēja novērtēt degšanas procesu atbilstību nacionālajiem un starptautiskajiem emisiju standartiem, kā arī meklēt datubāzē pieejamos atbilstošos procesus.

Šajā apakšnodaļā analizēti divi scenāriji: ražotnē izmanto tikai dabasgāzi (1) vai izmanto tikai bio-SNG (2). Abi minētie energoresursi salīdzināti pēc sekojošiem vides indikatoriem: globālā sasilšana (CO₂ emisijas), resursi (nepieciešamais uzkrātais materiālu un uzkrātais enerģijas patēriņš, zemes izmantošana) un nodarbinātības efekts. Bio-SNG apstrādes/attīrīšanas process, lai nodrošinātu gāzes tīrību, nav ņemts vērā.

Izmantoti šādi *GEMIS* datubāzes procesu dati:

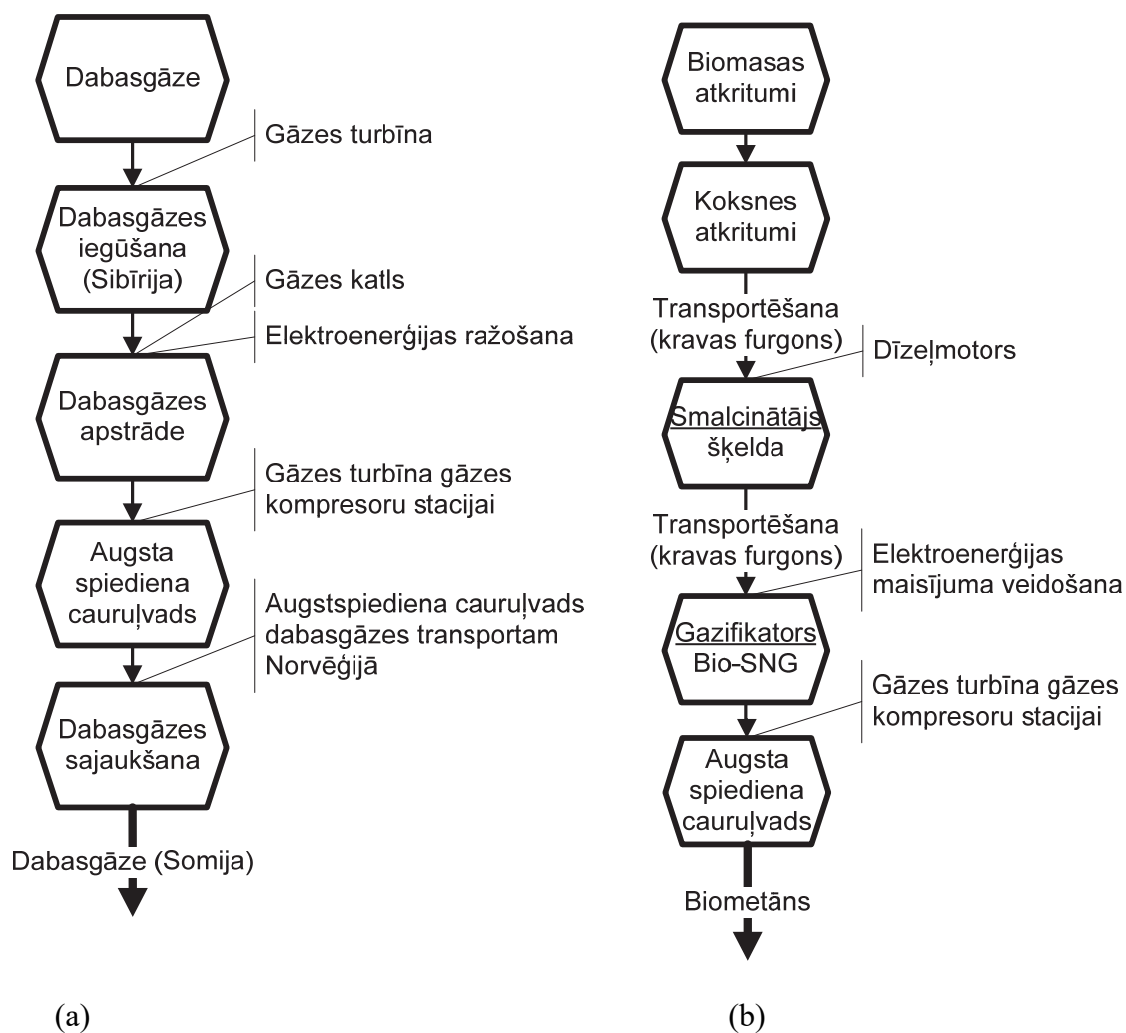
- dabasgāze (pamatojoties uz zemāko sadegšanas siltumu – LHV) un piegāde no "gas-mix-FI-2010", tas ir, 90 % dabasgāzes importē no Krievijas un 10 % no Norvēģijas, sajaukšanu veic Somijā;
- bio-SNG ražota no šķeldas un koksnes atkritumiem, apstrādāta ievadei dabasgāzes cauruļvadā (LHV), process "pipeline\bio-SNG-wood-forest-DE-2030", tas ir, biogāze ražota Vācijā un references gads ir 2030. gads.

Tā kā *GEMIS* datubāzē nav pieejami dati par Latvijā importēto dabasgāzi, tad pētījuma veikšanai izmantoti dzīves cikla dati par Somijā izmantotās dabasgāzes maisījumu, jo gan Latvijā, gan Somijā dabasgāze tiek importēta no Krievijas. Salīdzināšanai ar dabasgāzi, izmantoti dati par Vācijā ražotu bio-SNG. Abu energoresursu procesu ķēdes parādītas 2.1. attēlā.

Energoresursi salīdzināti pēc šādiem ietekmes uz vidi faktoriem:

- siltumnīcas efektu izraisošās gāzes: CO₂ ekvivalents un atsevišķi arī CO₂ emisijas – svarīgi rādītāji, kas raksturo kurināmā pārveidošanas radīto ietekmi uz vidi;

- kumulētās enerģijas apjoms: parāda cik daudz enerģijas ir ietverts 1 TJ kurināmā;
- kumulēto materiālu apjoms: parāda produkta (šajā gadījumā energoresursa) kopējo dzīves cikla laikā patērēto materiālu daudzumu;
- zemes izmantošana: faktors, kas raksturo noteikta apjoma enerģijas saražošanai nepieciešamo zemes platību;
- kopējā ietekme uz iedzīvotāju nodarbinātību: ietekme, ko katrs energoresurss rada uz nodarbinātību.



2.1. attēls. Dabaszgāzes (a) un bio-SNG (b) procesu ķēde, [52].

GEMIS ļauj siltumnīcas efektu radošo gāzu emisijas, izmantojot to globālās sasilšanas potenciālu (*GWP – global warming potential*), pārrēķināt ekvivalentā CO₂ daudzumā. Tādējādi dažādas siltumnīcas efektu radošo gāzu emisijas var summēt un izteikt kopējā CO₂ ekvivalentā. Visi *GEMIS* pieejamie *GWP* ir attiecināti uz masu, tas ir, parāda 1 kg CO₂ radīto relatīvo siltumnīcas efektu. Uzkrātais nepieciešamās enerģijas daudzums ir rādītājs, kas raksturo kopējo energoresursu (primārās enerģijas) daudzumu, kas nepieciešams produkta vai pakalpojuma nodrošināšanai. Uzkrātais nepieciešamo materiālu daudzums ir kvantitatīvs rādītājs, kas raksturo kopējo izejmateriālu daudzumu, kas nepieciešams produkta vai pakalpojuma nodrošināšanai. Ar terminu "citi uzkrātie nepieciešamie materiāli" aprēķinos saprot sekundāros resursus, piemēram, atkritumus, ražošanas atlikumus, kurus iespējams atkārtoti izmantot, u. c. Zemes izmantošana ir platība, kuru ietekmē procesa nodrošināšana. Bet aprēķina un nosaka

Ietekme uz vidi, ko rada 1 tonnas keramikas ķieģeļu ražošana Latvijā, apkopota 2.1. tabulā. Ietekmes uz vidi salīdzinājums, dabasgāzi aizstājot ar bio-SNG, pieņemot, ka scenārijs "100 % dabasgāzes izmantošana" ir atsauces scenārijs ar nulles vērtību, parādīts 2.2. attēlā.

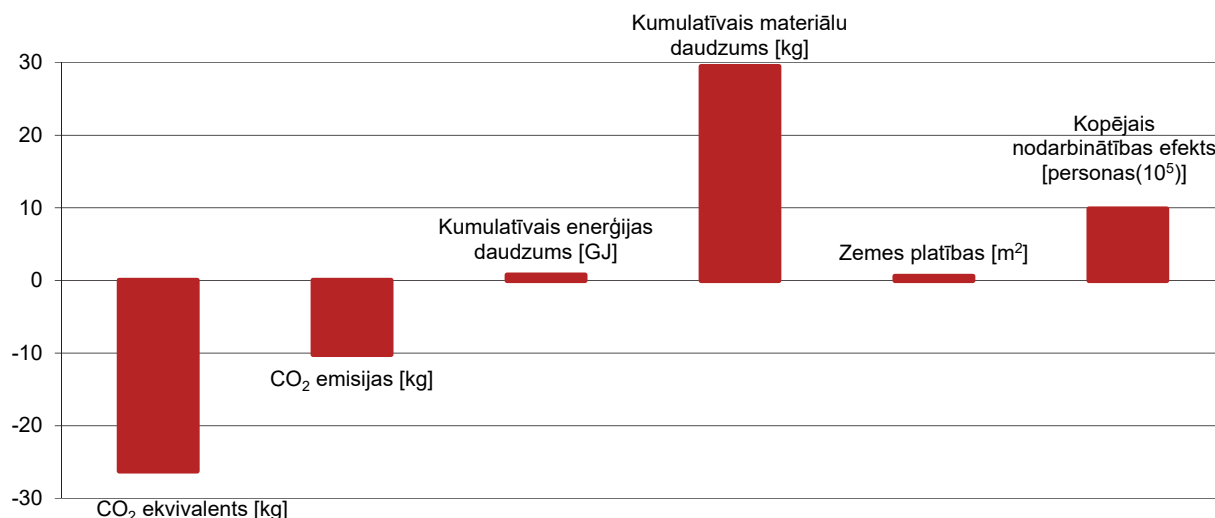
2.1. tabula

	Dabaspāze	Bio-SNG
Siltumnīcas efektu izraisošās gāzes [kg]:		
– CO ₂ ekvivalents	33,92	7,71
– CO ₂	17,47	7,31
Uzkrātais nepieciešamās enerģijas daudzums [GJ]	2,34	3,06
Tajā skaitā:		
– neatjaunojamie	2,34	0,10
– atjaunojamie	0	2,97
Uzkrātais nepieciešamo materiālu daudzums [kg]	10,28	9,73
Tajā skaitā:		
– neatjaunojamie	1,48	9,36
– atjaunojamie	8,57	9,82
– citi	0,24	0,55
Zemes izmantošana [m ²]	0,01	0,56
Kopējais nodarbinātības efekts [personas]	607(10 ⁻⁹)	989(10 ⁻⁷)

Kopējais uzkrātais dzīves cikla laikā nepieciešamais enerģijas daudzums dabasgāzes izmantošanas gadījumā ir par ~24 % mazāks nekā bio-SNG izmantošanas gadījumā. Tomēr jāņem vērā, ka pretstatā dabasgāzei, kas ir neatjaunojamais energoresurss, bio-SNG galvenokārt (tas ir ~97 %) satur atjaunojamos energoresursus.

Attiecībā uz kopējo dzīves cikla laikā uzkrāto materiālu patēriņu, bio-SNG scenārijs rada par ~74 % lielāku ietekmi uz vidi nekā dabasgāze. Tas skaidrojams ar lielāku nepieciešamo neatjaunojamo materiālu patēriņu bio-SNG iekārtu ražošanas un uzstādīšanas laikā. Dabasgāzes izmantošanas scenārija gadījumā ~14 % no kopējiem nepieciešamajiem

materiāliem ir neatjaunojamie materiāli un ~83 % ir atjaunojamie, bet bio-SNG gadījumā proporcija ir attiecīgi ~24 % un ~75 %.



2.2. attēls. Scenāriju analīzes rezultāti dabasgāzi aizstājot ar bio-SNG. Uz Y ass parādīts ietekmes uz vidi salīdzinājums pret scenāriju "100 % dabasgāzes izmantošana", kas ir atsauces scenārijs ar nulles vērtību

Bio-SNG izmantošanas gadījumā ir nepieciešama aptuveni 60 reižu lielāka zemes platība, lai nodrošinātu noteiktu enerģijas apjomu, nekā dabasgāzes izmantošanas gadījumā.

Kopējais nodarbinātības efekts bio-SNG izmantošanas gadījumā ir aptuveni 163 reizes lielāks nekā dabasgāzes izmantošanas gadījumā. To var uzskatīt par pozitīvu rādītāju, īpaši ekonomiskās krīzes un augsta bezdarba līmeņa situācijā.

Rezultāti liecina, ka, rūpnieciskai ražošanai izvēloties energoresursu, vērtēšanai, lai raksturotu ietekmi uz vidi, var izmantot kritērijus, kuru pamatā ir dzīves cikla laikā uzkrātais enerģijas un materiālu apjoms, kā arī CO₂ emisijas.

Var secināt, ka bio-SNG, ja to kā kurināmo izmanto rūpniecībā, salīdzinot ar dabasgāzes izmantošanu ir priekšrocības globālās sasilšanas potenciāla, kumulatīvā enerģijas patēriņa un nodarbinātības ziņā, bet kā trūkumi ir minami lielāks kumulatīvais materiālu patēriņš un nepieciešamās zemes platības.

Apsverot dabasgāzes aizstāšanu ar alternatīvajiem energoresursiem, ražotājam, papildus ietekmes uz vidi novērtēšanai, ir jāņem vērā un jāapzinās nepieciešamās tehnoloģiju izmaiņas. Tāpēc dabasgāzes aizstāšana ar bio-SNG varētu uzskatīt par ērtu risinājumu, jo ir nepieciešamas minimālas tehnoloģiskās izmaiņas energoresursu izmantojošās tehnoloģijās.

Lai rastu vispiemērotāko risinājumu dabasgāzes aizstāšanai, jāanalizē un jāsalīdzina citu energoresursu, piemēram, biometāna, pirmās un otrās paaudzes biodegvielu vides sniegums, izmantojot arī citas datubāzes un dzīves cikla ietekmes novērtēšanas metodes.

2.2. Dzīves cikla analīze ķieģeļu ražošanas posmam, kurā izmanto dažādus atjaunojamus energoresursus

Šajā apakšnodaļā ir analizēts, kā mainās ietekme uz vidi, ja ražošanā tiek variēti izmantotie energoresursi, tas ir, kurināmais siltuma nodrošināšanai un dažādi elektroenerģijas avoti. Galvenais mērķis bija raksturot būvmateriāla ražošanas posma ("no šūpuļa līdz vārtiem") ietekmi uz vidi (1), kā arī novērtēt ietekmes uz vidi izmaiņas kurināmā nomaiņas un dažādu elektroenerģijas avotu izmantošanas gadījumā (2). Iegūtie rezultāti galvenokārt izmantotajiem ekodizaina ieviešanai ražošanas nozarē, kurā kā kurināmo izmanto dabasgāzi, kā arī ietekmes

uz vidi samazināšanai. Šajā apakšnodaļā aprakstītais turpina iepriekš publicētos pētījumus [32, 53, 56], kuros raksturota būvmateriālu ietekme uz vidi ekodizaina vajadzībām (1. nodaļa), analizēti vides aspekti, dabasgāzi aizstājot ar bio-SNG (2.1. apakšnodaļa) un veikta dzīves cikla analīze biometāna ražošanas un piegādes sistēmai (aprakstīts 3. nodaļā), izvērtējot vairākas kurināmā alternatīvas ražošanas vajadzībām un izmantojot DCA metodiku ar *ReCiPe* ietekmes novērtējuma metodi.

2.2.1. Mērķa un jomas definēšana, funkcionālā vienība, references plūsma, sistēmas robežas un dzīves cikla inventarizācija

Pētījuma mērķis ir novērtēt izmaiņas ietekmē uz vidi, ja ražošanas procesā izmantoto dabasgāzi aizstāj ar biometānu vai biodegvielām. Papildus analizēta un novērtēta arī dažādu elektroenerģijas avotu ietekme uz vidi.

Šajā pētījuma posmā, tāpat kā iepriekš, funkcionālā vienība un references plūsma ir viena tonna ķieģeļu. Pētījumā aplūkotā sistēma, ietverot galvenās sistēmā ieejošās un izejošās plūsmas, parādītas 1.1. un 1.2. attēlā. Rūpnīcas būvniecība šajā pētījumā netiek izvērtēta. Dzīves cikla inventarizācijas dati ir aprakstīti 1.2. nodaļā.

2.2.2. Dzīves cikla ietekmju novērtējuma metodika un ietekmju veidi

Lai modelētu un analizētu produkta dzīves cikla ražošanas posma ietekmi uz vidi, izmantota DCA programmatūra "*SimaPro 8.1.*" (*Faculty version*) [20, 21] un šādas datubāzes: *EcoInvent* (v2.2), *European Life Cycle Database (ELCD v2.0)* un *U.S. Life Cycle Inventory (USLCI)*. Šajā pētījumā datubāzēs izvēlēti un aprēķinos izmantoti tikai sistēmprocesi.

Ražošanas procesu "no šūpuļa līdz vārtiem" vides novērtējuma raksturojums tika veikts gan viduspunktu ietekmes kategoriju līmenī, gan aprēķinot ietekmes uz vidi indikatoru, izmantojot *ReCiPe* novērtējuma metodi.

Kaut arī, lai novērtētu potenciālo kaitējumu videi, metodei ir izveidotas trīs dažādas kultūras perspektīvas (aprakstītas 1. nodaļā): individuālista, egalitārista un hierarhista [20], šajā apakšnodaļā ir izmantota tikai viena – hierarhista (H) – perspektīva, kas ir aprakstīta [22–25] kā perspektīva, kas vidi uztver kā līdzsvarotu vērtību. Hierarhisti uz radīto ietekmi uz vidi raugās ilgtermiņā (*ReCiPe* metodē pieņemtais laika periods ir 100 gadi) un uzskata, ka ietekmes var novērst ar atbilstošu pasākumu kopu. Hierarhista perspektīva nereti tiek uzskatīta kā pamata (noklusējuma) modelis. Ņemot vērā arī to, ka 1. nodaļā iegūtie un aprakstītie rezultāti visām trim kultūras perspektīvām savstarpēji bija samērā līdzīgi, līdz ar to šajā pētījuma posmā ir izvēlēta un izmantota tikai *Europe ReCiPe H/A* [22] novērtējuma metodika. "H" norāda, ka rezultātu svēršanas posmā tiek izmantota hierarhista perspektīva. "A" attiecināms uz vidējiem (*average*) rādītājiem un ir metodes izstrādātāju rekomendēta svēršanas pieeja.

Tālākai analīzei tika izvēlētas un rezultātu izvērtējumā iekļautas tikai tās ietekmes kategorijas, kas rada vismaz 2 % no kopējās ietekmes uz vidi. Līdz ar to izvērtētas šādas septiņas *ReCiPe* metodes ietekmju kategorijas: (1) fosilo resursu noplicināšana, (2 un 3) klimata izmaiņas, kas ietekmē gan cilvēku veselību, gan ekosistēmas, (4) cieta daļiņu veidošanās, (5) toksiskums, (6) lauksaimniecības zemju izmantošana un (7) augsnes ekotoksiskums.

2.2.3. Datu avoti un veidi

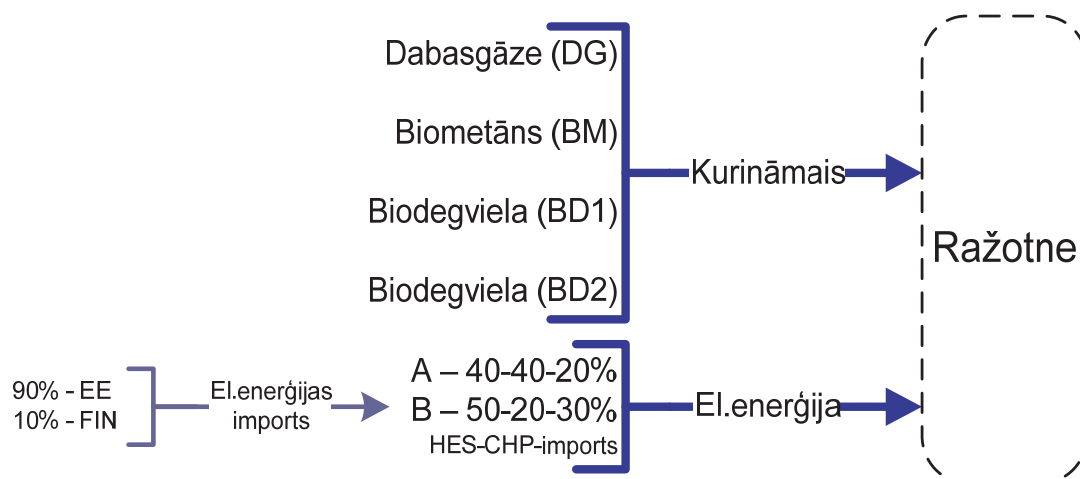
Pētījumā izmantoti rūpnīcas viena gada darbības dati, kas iegūti, apmeklējot ražotni, un dati, kas publicēti ražotnei izsniegtajā piesārņojošās darbības atļaujā [18]. Galvenie inventarizācijas rezultāti parādīti 1.2. attēlā.

Produkta dzīves cikla ietekme uz vidi ir atkarīga no izmantotajiem elektroenerģijas avotiem, kuri savukārt ir atkarīgi no elektrības tirgus apstākļiem. Tādēļ pētījuma posma sākuma

daļā, lai noskaidrotu to, kā izvēlētie elektroenerģijas avoti maina potenciālo ietekmi uz vidi, tika izvērtēti divi elektroenerģijas avotu kombināciju varianti, kas turpmāk apzīmēti kā scenārijs "A" un "B" (skat. 2.3.attēlu). Kad ziemas periodā elektrības cenas "NordPool" tirgū ir relatīvi augstas, iekšzemes dabasgāzes koģenerācijas stacijas ir konkurētspējīgas ar elektrības cenām tirgū un ir pieņemts, ka nodrošina aptuveni 40 % no kopējā ikgadējā elektroenerģijas patēriņa (scenārijs "A"). Vēl ir pieņemts, ka 40 % no kopējā ikgadējā elektroenerģijas patēriņa saražo iekšzemes hidroelektrostacijas un pārējie 20 % ir importētā elektroenerģija. Tomēr, ja tirgus elektroenerģijas cenas ir zemākas, tad ir pieņemts, ka iekšzemes siltumapgādi nodrošina vienīgi ar ūdenssildāmajiem katliem un koģenerācijas stacijās saražotās elektrības daļa samazinās par 20 %, savukārt importētās elektroenerģijas daļa palielinās līdz 30 % (scenārijs "B"), attiecīgi atlikušo elektroenerģijas daļu nodrošina hidroelektrostacijas.

Liela daļa iepirktās elektroenerģijas Latvijā tiek importēta no Igaunijas, tāpēc pētījumā tika pieņemts, ka 90 % no elektroenerģijas importa veido Igaunijas Narvas elektrostacijās ražotā elektroenerģija un 10 % piegādā pārējās Ziemeļvalstīs. Galvenais energoresurss elektroenerģijas ražošanai Igaunijā ir degslānekļis, kuru sadedzinot kopumā Narvas spēkstacijās iegūst aptuveni 90 % no visas saražotās elektroenerģijas [57]. Šajā pētījuma posmā, lai novērtētu radīto ietekmi uz vidi, degslānekļis tika aizstāts ar lignītu/brūnoglēm un pieņemts, ka Ziemeļvalstīs elektroenerģijas ražošanai izmanto hidroelektrostacijas. Ir pamats pieņemt, ka zemas elektrības cenas tirgus apstākļos (2.3. attēlā scenārijs "B") lielu daļu no kopējā patēriņa apjoma nodrošina hidroelektrostacijas, jo zemas elektroenerģijas cenas ir raksturīgas apstākļiem, kad elektroenerģijas izstrādē augsts īpatsvars ir hidroelektrostacijām.

Nolūkā analizēt produkta dzīves cikla ietekmi uz vidi atkarībā no izmantotā kurināmā, tika izstrādāti četri dažādi kurināmā scenāriji, kas attiecīgi apzīmēti kā "DG", "BM", "BD1" un "BD2" (skat. 2.3.attēlu). Scenārijs "DG" attiecināms uz pašreizējo situāciju, kurā apdedzināšanas krāsnīs izmanto dabasgāzi. Scenārijs "BM" attiecināms uz situāciju, ja dabasgāzi aizstāj ar biometānu. Attiecīgi pirmās un otrās paaudzes biodegvielas izmantošana ražošanas procesā ir apzīmēta kā "BD1" un "BD2" scenārijs. Biodegvielu ražotņu būvniecības laikā radītā ietekme uz vidi šajā pētījumā nav iekļauta un nav izvērtēta.



2.3. attēls. Scenāriju shematiskais attēlojums. DG – dabasgāze; BM – biometāns; BD1 – pirmās paaudzes biodegviela; BD2 – otrās paaudzes biodegviela; A un B – elektroenerģijas avotu kombināciju varianti.

Biometāns ir atjaunojams energoresurss, ko izmanto kā dabasgāzes aizstājēju, tādēļ tas ir izvēlēts šajā pētījumā. Biometānu iegūst organiskajiem atkritumiem un pārpalikumiem (piemēram, dzīvnieku mēslus, notekūdeņu dūņas, organiskos atkritumus u. c.) sadaloties

anaerobos apstākļos. Biometāns tiek uzskatīts par dzīvotspējīgāko atjaunojamo dabasgāzes aizstājēju [58], jo pēc attīrīšanas no piemaisījumiem, biometānu ir iespējams izmantot kā dabasgāzi, ievadot to jau eksistējošajā un labi attīstītajā dabasgāzes infrastruktūrā. Biogāzi, ņemot vērā tās pietiekami augsto vidējo sadegšanas siltumu (21 MJ/m^3 ar 60 % metāna tās sastāvā), ir iespējams izmantot arī kā kurināmo būvmateriālu apdedzināšanas procesā [51], bet, tā kā biogāzi bez attīrīšanas nevar ievadīt dabasgāzes tīklā, to nevar arī uzskatīt par tiešu dabasgāzes aizstājēju, kamēr biogāzes kvalitāte nav uzlabota līdz dabasgāzes kvalitātei.

Rapšu metilesteris tika izvēlēts kā pirmās paaudzes biodegviela (scenārijs "BD1") un kā otrās paaudzes biodegviela (scenārijs "BD2") izvēlēti pārtikas rūpniecībā izmantotās augu eļļas atkritumi. Dati par šīm degvielām, kas nepieciešami dzīves cikla ietekmes novērtēšanai, iegūti datorprogrammā "SimaPro 8.1" pieejamajās datubāzēs. Lai aprēķinātu ķieģeļu apdedzināšanas procesā nepieciešamos degvielas daudzumus, tika pieņemts, ka zemākais sadegšanas siltums abām biodegvielām ir $37,27 \text{ MJ/kg}$.

Dabasgāze tiek izmantota ražošanas procesu nodrošināšanai (galvenokārt keramisko būvmateriālu apdedzināšanai) un aptuveni 11 % tiek izmantoti siltuma nodrošināšanai. No tā var secināt, ka dabasgāzes patēriņš, kā arī emisijas gaisā ir saistītas tikai ar attiecīgo ražošanas posmu. Savukārt citā ražošanas posmā (mālu apstrādes posmā) tiek patērēts visvairāk elektroenerģijas, tādēļ pieņemts, ka šajā ražošanas stadijā patērē $\sim 40\%$ no kopējā elektroenerģijas patēriņa, $\sim 25\%$ elektroenerģijas patērē gan žāvēšanas, gan apdedzināšanas posmā, bet $\sim 5\%$ elektroenerģijas izmanto ķieģeļu formēšanas un iepakšanas posmā.

2.2.4. Rezultāti un diskusija

Rezultāti, kas iegūti, ar *ReCiPe* metodi analizējot "A" un "B" scenāriju (dažādu elektroenerģijas avotu ietekmi uz vidi), ir attiecīgi $13,8 \text{ mPt/MJ}$ un 13 mPt/MJ . "A" scenārija rezultāti un ELCD datubāzē [20] pieejamie indikatori Latvijas vidēja sprieguma elektroenerģijas avotam ir gandrīz vienādi. Ja scenārija "A" vietā tiek izmantots elektroenerģijas "B" scenārijs, funkcionālās vienības ietekme uz vidi, kas ir izteikta skaitliski, samazinās tikai par $\sim 0,6\%$. Šādas abu scenāriju atšķirības ir nenoīmīgas, tāpēc turpmākajos aprēķinos izvēlēts un izmantots tikai "A" elektroenerģijas scenārijs.

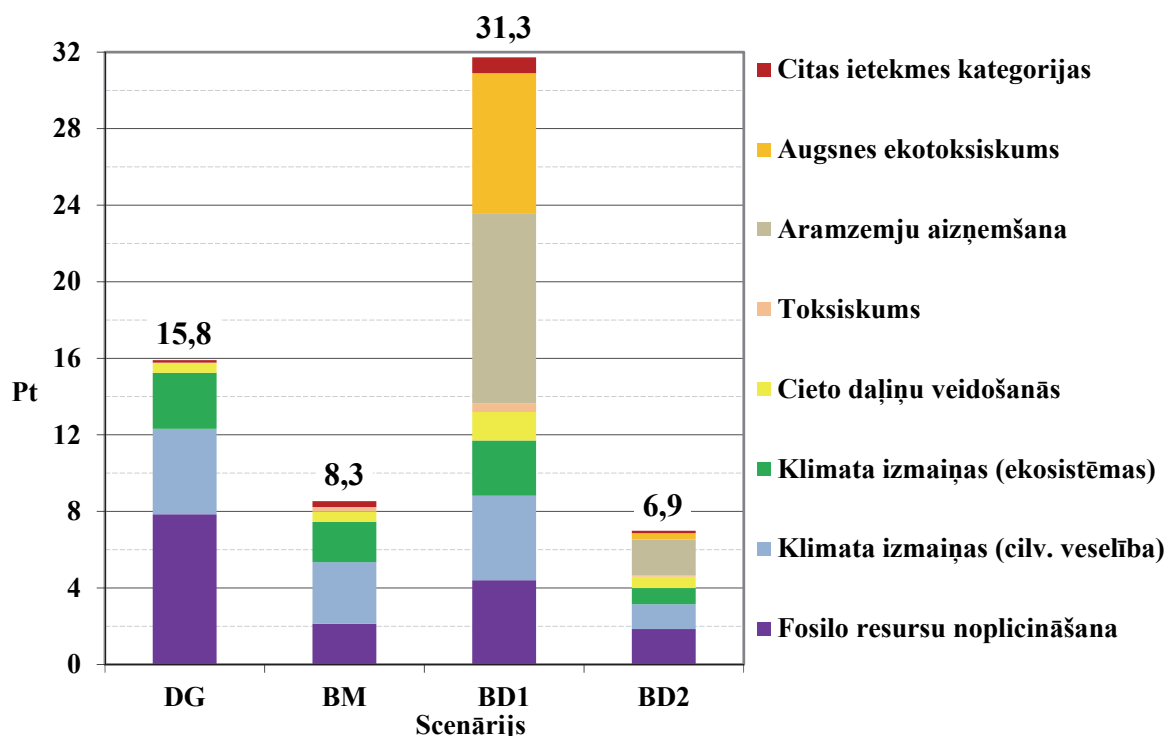
Ietekmes uz vidi novērtējums vienas tonnas keramikas celtniecības būvmateriāla saražošanai, norāda, ka lielākā daļa vides ietekmes visiem scenārijiem ir saistīta ar ražošanas procesā izmantoto kurināmo un elektroenerģiju (skat. 2.2. tabulu). Ietekme, ko rada mālu iegūšana, un produkta iepakšanas materiāli (polietilēna plēve, koksnes paletes), ir mazāk nozīmīga un to radītā ietekme savstarpēji DG un BD1, kā arī BM un BD2 scenārijos ir salīdzinoši līdzīga (skat. 2.2. tabulu).

2.2. tabula

Ražošanas procesu radītā ietekmes uz vidi īpatsvars funkcionālajai vienībai, %				
Scenārijs	DG	BM	BD1	BD2
Kurināmais	84	68	92	62
Elektroenerģija	11	21	6	26
Mālu iegūšana	1	2	0	2
Iepakšana	4	9	2	10

Ja dabasgāzi aizstāj ar biometānu (scenārijs "BM"), kopējā ietekme uz vidi samazinās par $\sim 48\%$ (2.4. attēls). Ja dabasgāzes vietā tiek izmantota otrās paaudzes biodegviela (scenārijs "BD2"), ietekme uz vidi attiecīgi samazinās par $\sim 56\%$. Bet, izmantojot pirmās paaudzes biodegvielu (scenārijs "BD1"), ietekme uz vidi ir daudzkārt lielāka, t. i., ietekme uz vidi palielinās par $\sim 97\%$, salīdzinot ar dabasgāzes izmantošanas scenāriju. Ietekmes uz vidi

pieaugums, iespējams, ir saistīts un skaidrojams galvenokārt ar rapšu audzēšanas laikā radīto ietekmi uz vidi, izmantojot lauksaimniecības zemes un minerālmēslus.

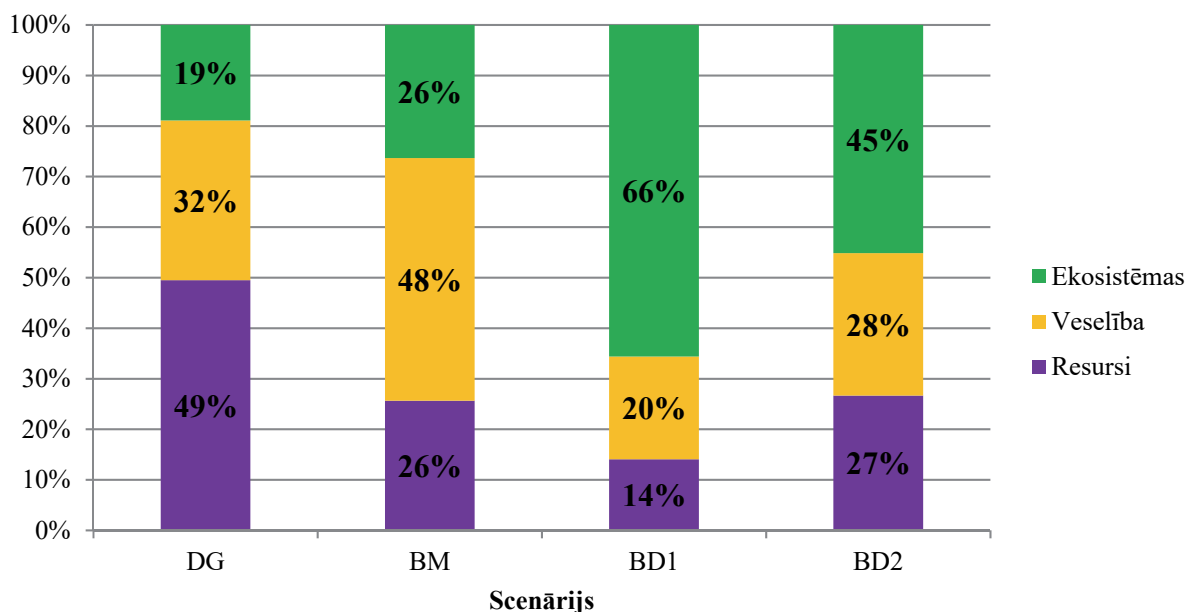


2.4. attēls. Kumulētie ietekmes uz vidi indikatori funkcionālajai vienībai, kas iegūti ar *ReCiPe* novērtējuma metodi dažādiem izmantotajiem kurināmajiem. "DG" – dabasgāze; "BM" – biometāns "BD1" – pirmās paaudzes biodegviela; "BD2" – otrās paaudzes biodegviela.

Salīdzinot scenārija "DG" rezultātus ar *EcoInvent* (v2.2) datubāzes ķieģeļu ražošanas procesa datiem, var secināt, ka keramikas celtniecības materiālu ražošana Latvijā, izmantojot dabasgāzi kā kurināmo, rada par ~19 % mazāku ietekmi uz vidi. Šī atšķirība varētu būt skaidrojama ar dažādiem kurināmā patēriņa datiem. Kā zināms, ķieģeļi, kurus var izmantot dažādiem mērķiem, būs atšķirīgi arī pēc sastāva, izmantotajām izejvielām, pievienoto izdegošo piedevu daudzuma, izvirzītajām kvalitātes prasībām, kā arī masas, izmēra, u. c. parametriem. Līdz ar to atšķirsies arī apdedzināšanas temperatūras, apdedzināšanas ilgums un kurināmā patēriņš.

Scenārija "DG" (kurināmais ir dabasgāze) un "BM" (kurināmais ir biometāns) gadījumā vislielākā ietekme uz vidi rodas fosilo resursu noplicināšanas un klimata pārmaiņu viduspunktu ietekmes kategorijās (skat. 2.4.attēlu). Scenārija "BM" gadījumā šīs ietekmes kategorijas ir visciešāk saistītas ar fosilā kurināmā izmantošanu biogāzes ražošanas un attīrīšanas procesā. Scenārija "BD1" rezultāti atšķiras no diviem iepriekš aprakstītajiem scenārijiem ar to, ka lielākā ietekme uz vidi veidojas kategorijās, kas saistītas ar lauksaimniecības zemju izmantošanu un augsnes ekotoksiskumu (attiecīgi ~32 % un ~23 % no kopējās ietekmes īpatsvara) (skat. 2.4 attēlu). Šīs ietekmes kategorijas ir attiecināmas uz augsnes kultivēšanu, sēšanu un nezāļu kontroli, mēslošanu, patogēnu un kaitēkļu kontroli, ražas ievākšanas, žāvēšanas un graudu uzglabāšanas prasībām, kas jānodrošina pirmās paaudzes biodegvielas ražošanas vajadzībām. Scenārija "BD2" gadījumā lielākā ietekme uz vidi rodas divās kategorijās – lauksaimniecības zemju noslodze un fosilo resursu noplicināšana (abās kategorijās ~27 % no kopējās ietekmes uz vidi) (skat. 2.4. attēlu). Ietekme uz vidi šajās kategorijās ir saistāma ar fosilā kurināmā

izmantošanu augu eļļas esterifikācijai par metilesteri un glicerīnu, kā arī ar lauksaimniecības procesiem, lai iegūtu graudus, kas nepieciešami augu eļļas ražošanai.



2.5. attēls. Dažādos kurināmā alternatīvu scenārijos radītā slodze uz vidi beigu punktu kaitējuma kategorijās.

Izvērtējot dažādos kurināmā alternatīvu scenārijos radīto slodzi uz vidi beigu punktu kaitējuma kategorijās (skat. 2.5. attēlu), var secināt, ka resursu izmantošanas kategorija visvairāk tiek ietekmēta dabasgāzes izmantošanas gadījumā (~49 %), biometāna un otrās paaudzes biodegvielas izmantošanas gadījumā šajā kategorijā radītā slodze ir mazāka (attiecīgi ~26 % un 27 %), bet pirmās paaudzes biodegvielas izmantošanas gadījumā slodze ir ~14 %. Vislielākā ietekme veselībai nodarītā kaitējuma kategorijā ir biometāna izmantošanas scenārijā (~48 %), dabasgāzes izmantošanas gadījumā ietekme ir ~32 %, otrās paaudzes biodegvielas scenārijā ~28 %, bet vismazākā ietekme šajā beigu punktu kaitējuma kategorijā tiek radīta pirmās paaudzes biodegvielas izmantošanas gadījumā. Savukārt ekosistēmu beigu punktu kaitējuma kategorijā vislielāko slodzi (~66 %) rada pirmās paaudzes biodegvielas izmantošana un otrās paaudzes biodegvielas izmantošana (~45 %). Biometāna izmantošanas gadījumā šajā kaitējuma kategorijā radītā slodze ir ~26 %, bet vismazāk šī kategorija tiek ietekmēta (~19 %) scenārijā, kad kā kurināmo izmanto dabasgāzi.

2.2.5. Secinājumi

Pētījuma rezultāti norāda, ka visnozīmīgākais ietekmes uz vidi samazinājums vērojams, ja ražošanā, neveicot krāsns degļu piemērošanu, dabasgāzi aizstātu ar biometānu. Nākamā labākā alternatīva no ietekmes uz vidi skatupunkta ir otrās paaudzes biodegvielas izmantošana, bet šādā gadījumā ir nepieciešama krāsns degļu piemērošana. Vislielāko negatīvo ietekmi uz vidi rada pirmās paaudzes biodegvielas izmantošana, daudzkārt pārsniedzot scenārija, kurā kā kurināmo izmanto dabasgāzi, ietekmes uz vidi rezultātus. Ievērojamā ietekme uz vidi šajā gadījumā varētu būt skaidrojama ar augsnes izmantošanu un lauksaimniecības aktivitātēm, t. sk., minerālmēsli izmantošanu. Elektroenerģijas avotu izvēlei, ņemot vērā elektroenerģijas tirgus apstākļus, nav būtiskas nozīmes un ietekmes uz kopējo ražošanas procesā radīto ietekmi uz vidi: funkcionālās vienības ietekme uz vidi samazinās tikai par ~0,6 %.

Industrijas apgādei ar biometānu var izmantot esošo dabasgāzes apgādes infrastruktūru. Ir nepieciešams veikt novērtējumu alternatīvām biometāna ražošanas un piegādes sistēmām, izmantojot dabasgāzes apgādes tīklu, analizējot tehniskos, ekonomiskos un ietekmes uz vidi kritērijus, lai atrastu piemērotākos risinājumus.

3. BIOMETĀNA RAŽOŠANAS UN PIEGĀDES SISTĒMAS, IZMANTOJOT DABASGĀZES INFRASTRUKTŪRU, DZĪVES CIKLA UN TEHNISKI EKONOMISKAIS NOVĒRTĒJUMS

Latvijā biogāzes ražotnes pārsvarā ir decentralizētas un atrodas relatīvi tālu no lieliem siltuma patērētājiem, līdz ar to tām nav pietiekamas siltuma slodzes, lai strādātu efektīvā koģenerācijas režīmā. Alternatīva salīdzinoši neefektīvai enerģijas ražošanai būtu attīrītas biogāzes jeb biometāna ražošana. Biometāns, atšķirībā no vēja enerģijas, ir labi pārvaldāms energoresurss, ko var uzglabāt, izplatīt un izmantot tādā pašā veidā kā dabasgāzi. Pēc biogāzes attīrīšanas līdz dabasgāzes kvalitātei, biometānu var ievadīt dabasgāzes tīklā un, izmantojot esošo labi attīstīto infrastruktūru, piegādāt patērētājiem. Tāpēc biometāns ir atzīts kā viens no svarīgākajiem un visdzīvotspējīgākajiem atjaunojamajiem resursiem dabasgāzes aizstāšanai [58].

Pēdējos gados biogāzes ražošana ir ieguvusi būtisku nozīmi [59]. Biogāze, kas ražota decentralizētās stacijās, attīrīta līdz dabasgāzes kvalitātei un ievadīta dabasgāzes tīklā, var nodrošināt ievērojamu atjaunojamo energoresursu (AER) īpatsvara palielināšanu sistēmās [60], kurās kā kurināmo izmanto dabasgāzi. Tādējādi var mazināt siltumnīcas efektu izraisīto gāzu (SEG) emisijas, kas savukārt veicina ilgtspējīgu energoapgādi [61]. Tas var būt arī līdzeklis globālās sasilšanas, energoapgādes drošības un atkritumu apsaimniekošanas problēmu mazināšanai [62, 63]. AER izmantošana ir svarīga enerģijas atkarības no importētiem resursiem samazināšanai, un tā ir arī daļa no Eiropas Savienības (ES) izvirzītajiem mērķiem, līdz ar to saistoša arī Latvijai [64]. Latvija ir apņēmusies līdz 2020. gadam palielināt AER īpatsvaru enerģijas galapatēriņā līdz 40 % [65] un biometāna ražošana var palīdzēt sasniegt šo mērķi.

Biogāzi var izmantot tās ražošanas vietā, koģenerācijas stacijās (CHP) vai arī to var attīrīt, iegūstot biometānu, un izmantot kā transportlīdzekļu degvielu vai enerģijas ražošanai [66, 67]. Lietojot biogāzi tās ražošanas vietā tikai elektroenerģijas ražošanai (piemēram, ja ir nepietiekama siltumenerģijas slodze), efektīvi tiek izmantoti tikai 30-35 % no biogāzes enerģijas. Bet, ja biogāze tiek ievadīta un transportēta, izmantojot dabasgāzes cauruļvadu sistēmu, un tad lietota kā kurināmais CHP ar augstu lietderības koeficientu, vai modernajos mājas apkures katlos, tad efektīvi tiek izmantoti vairāk nekā 90 % no biogāzes enerģijas [61]. Pateicoties biometāna ievadīšanai dabasgāzes tīklā, no atjaunojamā energoresursa ražoto siltumenerģiju ir iespējams ievadīt arī centralizētajās siltumapgādes sistēmās [61]. Ņemot vērā to, ka vairāk nekā 70 % no mājokļiem un daudzdzīvokļu mājām Rīgā [68] un citās Latvijas pilsētās ir pievienotas centralizētajai siltumapgādes sistēmai, biometāna ievadīšana dabasgāzes tīklā ļauj biogāzes ražotājiem piekļūt daudz plašākam tirgum nekā tad, ja biogāze tiek pārdota un lietota lokāli [61]. Kaut arī Eiropā biogāzes attīrīšanas staciju skaits katru gadu palielinās [59], Latvijā nav nevienas biogāzes attīrīšanas stacijas. Biometānu (tīrā veidā vai maisījumā ar dabasgāzi) izmanto kā transportlīdzekļu degvielu 12 Eiropas valstīs. To izmanto arī apkurē vai nu tīrā veidā, vai sajauktu ar dabasgāzi [60].

Pašreizējos tirgus apstākļos biometāns vēl nevar konkurēt ar dabasgāzi pārdošanas cenas ziņā [60, 64, 65]. Tāpēc tiek veikti pētījumi, lai salīdzinātu biogāzes attīrīšanas tehnoloģijas [61, 68, 69], kā arī, lai atrastu ekonomiski izdevīgāko un tehniski piemērotāko izmantošanas veidu, ņemot vērā arī ietekmes uz vidi aspektus, biogāzes vai biometāna izmantošanu [70–74], tostarp ievadīšanu tīklā un izplatīšanu [62, 63, 75, 76], vai biogāzes ražotņu integrēšanu rūpniecībā [51, 77]. Pētījumi par biometāna ražotņu tehnisko un ekonomisko potenciālu un ievadīšanu dabasgāzes tīklā ir veikti arī Latvijā [56, 78, 79].

Šajā nodaļā aprakstīti rezultāti, kas iegūti, veicot dzīves cikla analīzi biometāna piegādei rūpnieciskajiem patērētājiem, izmantojot dabasgāzes infrastruktūru, lai novērtētu biometāna transportēšanas ietekmi uz vidi. Nodaļā aprakstīti arī rezultāti pētījumam, kurā noteiktas

ražošanas izmaksas biometānam, kuru ražo decentralizētās biogāzes ražotnēs un ievada dabasgāzes tīklā.

Analizētā sistēma ietver biometāna ražošanu un transportu, ietverot pieslēguma infrastruktūras izbūvi, līdz dabasgāzes tīklam. Kopējās ražošanas izmaksas ir noteiktas trīs dažādiem biometāna ražošanas scenārijiem un piecām biogāzes attīrīšanas metodēm. Funkcionālā vienība ir 1 MWh biometāna, kas ievadīta dabasgāzes tīklā. Lai raksturotu dzīves cikla laikā radīto ietekmi uz vidi, analizējamajai sistēmai, izmantojot "*SimaPro 8.1*" datorprogrammu, tika izveidots dzīves cikla modelis, kas analizēts ar *ReCiPe* metodi.

Latvijas biogāzes staciju un dabasgāzes piegādes maģistrālā tīkla kartēšanai, un attāluma no ražotnēm līdz dabasgāzes tīklam novērtēšanai ir izmantota ģeogrāfiskās informācijas sistēmas programma "*ArcGis*" ar "*ArcMap*" un "*ArcCatalog*" papildinājumiem [80]. Programma izmantota attāluma noteikšanai no biogāzes stacijas līdz tuvākajam iespējamajam pieslēguma punktam pie dabasgāzes tīkla. Lai demonstrētu Latvijas biogāzes staciju izvietojumu un katrai aprēķinātu attālumu līdz dabasgāzes tīklam, tika izveidoti 42 punktveida un līnijveida objektu faili. Karte izstrādāta ņemot vērā izvietojuma datus, kas publicēti dažādos avotos un pētījumos [66, 81–83].

3.1. Dzīves cikla analīze

Kā tas ir aprakstīts iepriekšējās nodaļās, apstrādes rūpniecības nozarē vislielākā ietekme uz vidi rodas tieši dabasgāzes izmantošanas dēļ [29–33, 53, 84]. Kā rūpniecības piemērs iepriekšējās nodaļās bija pētīta būvmateriālu ražošanas nozare. Ir zināms, ka ražošanas krāsnīs var izmantot ne tikai dabasgāzi, bet arī propānu, naftas produktus, skaidas, ogles vai šo kurināmo kombinācijas [28, 29]. Tomēr, pateicoties tehnoloģiskajām inovācijām, šos kurināmos var veiksmīgi aizstāt ar atjaunojamajiem energoresursiem [29] un tādējādi ievērojami samazināt siltumnīcas efektu izraisīto gāzu emisijas [11, 54]. Kā jau iepriekš minēts, biometānu var izmantot dabasgāzes vietā [85]. Tādējādi izmantojot arī labi attīstīto dabasgāzes infrastruktūru. Ņemot vērā biogāzes pietiekami augsto vidējo sadegšanas siltumu (21 MJ m^{-3} , ja metāna saturs ir 60 %), arī to var izmantot ražošanas procesos kā kurināmo [51]. Tomēr biometāna, kā dabasgāzes aizstājēja, izmantošana ļautu atjaunojamus energoresursus rūpniecībā izmantot daudz plašākā mērogā, līdz ar to ir nepieciešams pētījums, lai novērtētu biometāna ražošanas un ievadīšanas tīklā radīto ietekmi uz vidi. Pētījuma, kas veikts un aprakstīts šajā apakšnodaļā, mērķis ir veikt dzīves cikla analīzi biometāna ražošanas un piegādes sistēmai, izmantojot pastāvošo dabasgāzes piegādes tīklu. Pētījuma rezultātus var izmantot enerģijas risinājumu alternatīvu salīdzinājumam apstrādes rūpniecībā.

Novērtējumam izvēlētas septiņas biogāzes stacijas, kas ir izvietotas vistuvāk vienam no brīvi izvēlētajiem rūpniecības uzņēmumiem Latvijā. Pētījumā izmantoti dati, kas iekļauti biogāzes stacijām izdotajās A kategorijas piesārņojošās darbības atļaujās [86–92]. Biometāna ražošanas un transportēšanas (no biometāna ražotnes līdz dabasgāzes tīklam, izmantojot pieslēguma cauruļvadu) laikā radītās ietekmes uz vidi modelēšanai un novērtēšanai izmantota DCA programma "*SimaPro 8.1*" [20] ar *EcoInvent* (v2.2) datubāzi. Šajā pētījumā izmantoti tikai tie sistēmprocesī, kas ir vispiemērotākie Latvijas apstākļiem:

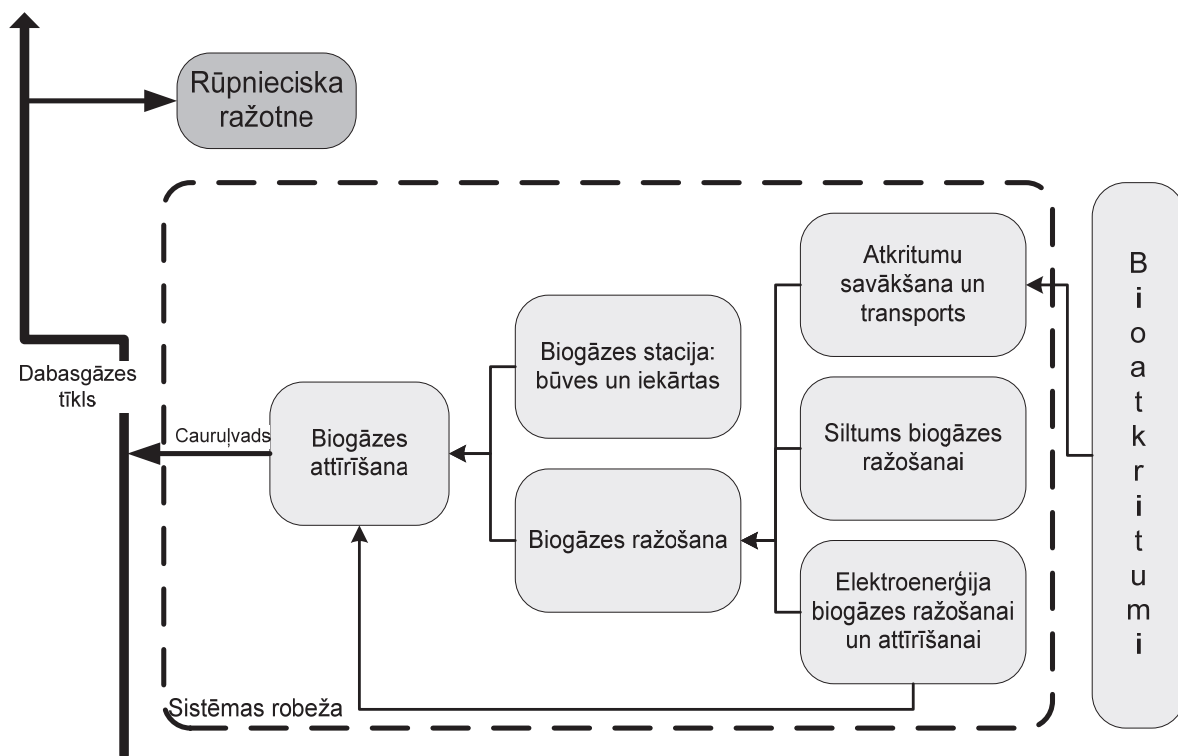
- Biometāna ražošanas raksturošanai izvēlēts process "*Methane, 96 %, from biogas, at purification*", kurā ietverts elektroenerģijas patēriņš un emisijas, kas saistītas ar jēlgāzes saspiešanu, H_2S attīrīšanu, gāzes pirmsapstrādi un biogāzes bagātināšanu ar metānu. Iekļauti ir arī vispārēji dati par izdevumiem, kas saistīti ar infrastruktūras uzturēšanu. Bioatkritumu ražošana nav iekļauta. Atsauces ražotne, kuras tehnoloģija ir aprakstīta, darbojas Šveicē.

- Biometāna transportēšanas raksturošanai izvēlēts process "*Transport, natural gas, pipeline, long distance*". Šī datu kopa raksturo enerģijas patēriņu un radītās emisijas, kas attiecas uz dabasgāzes transportēšanas vidējiem datiem Eiropas situācijai (dati doti uz 1 tonnkilometru). Emisiju un enerģijas patēriņa datu avots ir Vācijas dati.
- "*Pipeline, natural gas, low pressure distribution network*" process tika izvēlēts, lai raksturotu biometāna transportēšanai nepieciešamo infrastruktūru. Šī datu kopa raksturo zema spiediena ($<0,1$ bar) sadales tīklu Šveicē, kura kalpošanas laiks ir 40 gadi un gadā transportē 30 TJ/km.

Sistēmas robežās ir ietverta bioatkritumu savākšana un transportēšana līdz ražotnei, biometāna ražošana un transports līdz dabasgāzes tīklam, iekļaujot transportēšanai nepieciešamo infrastruktūru (skat. 3.1. attēlu). DCA veikta funkcionālajai vienībai 1 MWh biometāna enerģijas, kas ievadīta dabasgāzes tīklā.

Vides ietekmes raksturojums veikts viduspunktu un beigu punktu ietekmes kategoriju līmenī, kā arī aprēķinot ietekmes uz vidi kopējo indikatoru. Lai pētījuma rezultāti būtu salīdzināmi ar iepriekš veiktajiem pētījumiem un būtu lietojami ekodizaina vajadzībām, izmantota jaunākā no pieejamajām ietekmes uz vidi novērtējuma metodēm. *ReCiPe*, ir saskaņotu indikatoru pieeja dzīves cikla ietekmju novērtēšanai un ietver saskaņotus kategoriju indikatorus viduspunktu un beigu punktu līmenī [49].

Pētījumā izmantota *Europe ReCiPe H/A* metode [22, 93]. "H" norāda, ka rezultātu svēršanas posmā tiek izmantota hierarhista perspektīva. "A" attiecināms uz vidējiem (*average*) rādītājiem un ir metodes izstrādātāju rekomendēta svēršanas pieeja. 'Hierarhista perspektīva' izvēlēta, jo tā bieži tiek uzskatīta par noklusējuma vērtēšanas modeli [49] un aprakstīta [24, 25] kā perspektīva un pieeja, kas visas izmantotās vielas, ja tās viennozīmīgi rada kādu ietekmi, vērtē ilgtermiņā.



3.1. attēls. Sistēmas robežās iekļautie procesi.

3.1. tabula

Biogāzes ražošanā izmantoto bioatkritumu veids

Biogāzes ražotne	Nr. 1	Nr. 2	Nr. 3	Nr. 4	Nr. 5	Nr. 6	Nr. 7
Kūtsmēsli	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Skābbarība, augi, to atkritumi	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Kukurūza	✓	✓	✓	✓	–	✓	✓
Graudi un/vai graudu milti	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓
Sūkalas	✓	–	–	✓	–	✓	✓
Dzīvnieku izcelsmes blakusprodukti	✓	–	–	✓	–	✓	✓

Rezultātu izvērtējumā iekļautas tikai tās ietekmes kategorijas, kuru ietekme uz vidi ir vismaz 2 % no kopējās radītās ietekmes uz vidi. Šādiem kritērijiem atbilst piecas *ReCiPe* metodes ietekmes kategorijas: klimata izmaiņas, kas ietekmē gan cilvēku veselību (1), gan ekosistēmas (2), fosilo resursu noplicināšana (3), cieta daļiņu veidošanās (4) un toksiskums (5).

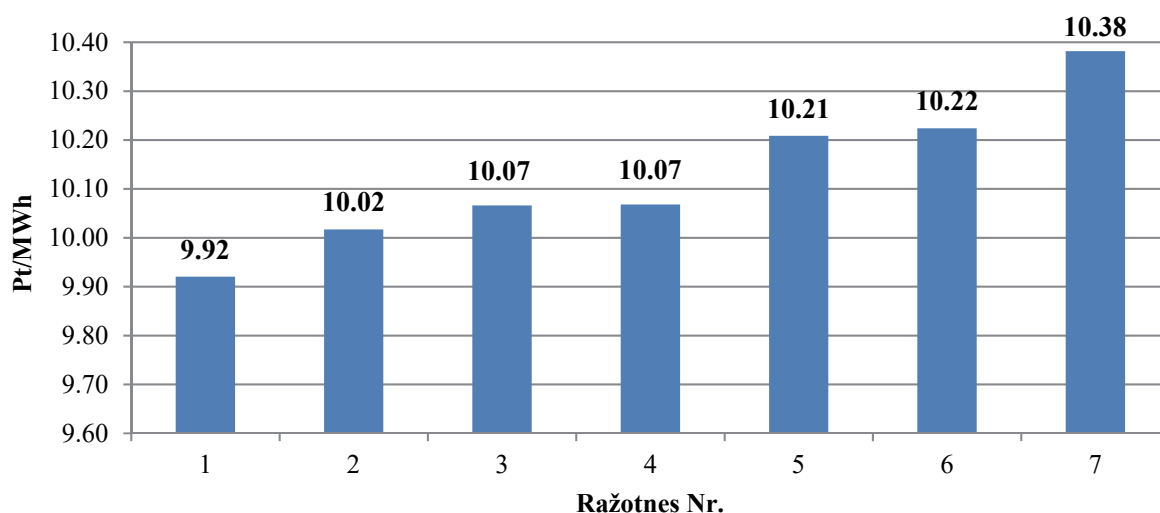
Tabulā 3.1 un 3.2 apkopoti pētījumam izvēlēto biogāzes ražotņu, kas apzīmētas ar Nr. 1 līdz Nr. 7, raksturlielumi. Darbībā esošajās biogāzes ražotnēs ir uzstādītas elektroenerģijas ražošanas iekārtas ar atšķirīgām jaudām. Pētījumā, kas aprakstīta šajā apakšnodaļā, tiek noteikts, kāda būtu ietekme uz vidi, ja saražoto biogāzi izmantotu nevis elektrības ražošanai, bet to attīrītu, iegūstot nepieciešamās kvalitātes biometānu, un ievadītu dabasgāzes tīklā. Pētījumam izvēlētajās ražotnēs biogāzes iegūšanai izmanto dažādus bioatkritumus (skat. 3.1. tabulu). Saražotās biogāzes un iespējamais biometāna apjoms ražotnēm ir atšķirīgs, jo atšķiras arī to jaudas, ieejošo plūsmu daudzums un sastāvs, kā arī citi faktori (skat. 3.2. tabulu).

Aprēķiniem nepieciešamie dati iegūti no biogāzes stacijām izdotajām A kategorijas piesārņojošās darbības atļaujām [86–92] un agrāk veiktajiem pētījumiem [81]. Aprēķini labākā biometāna ievadīšanai dabasgāzes tīklā scenārija izvēlei veikti, ņemot vērā katras stacijas biometāna ražošanas jaudu un stacijas attālumu līdz dabasgāzes tīklam, kas noteikts ar *ArcGis* [80] programmu.

3.2 tabula

Biogāzes ražotņu raksturlielumi

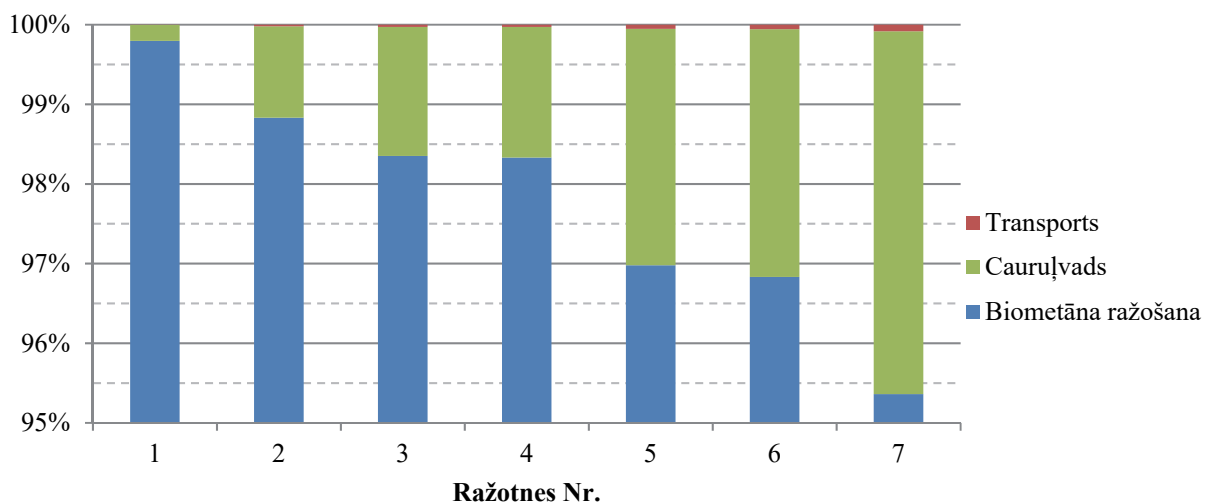
Biogāzes ražotne	Nr. 1	Nr. 2	Nr. 3	Nr. 4	Nr. 5	Nr. 6	Nr. 7
Bioatkritumu apjoms [10 ³ t g ⁻¹]	54,50	54,50	13,07	16,50	21,40	40,00	24,90
Uzstādītā elektriskā jauda [MW]	1,95	2,00	0,50	0,50	0,60	1,00	1,00
Iespējamais biometāna iznākums [GWh g ⁻¹]	45,26	41,23	42,46	14,67	12,32	70,58	20,66
Attālums līdz dabasgāzes tīklam [km]	0,8	4,6	6,5	6,6	12,1	12,7	18,9



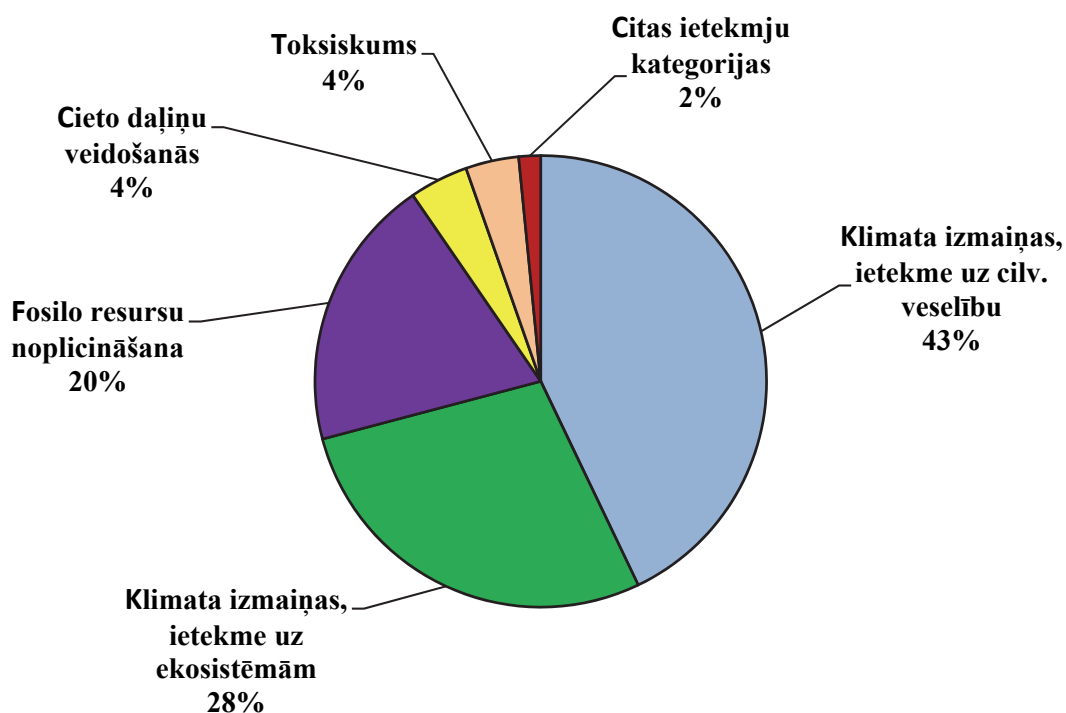
3.2. attēls. Izvēlētajās Latvijas biogāzes stacijās saražotā biometāna ietekme uz vidi, Pt MWh⁻¹.

Saskaņā ar veiktajiem aprēķiniem, izmantojot *EcoInvent* (v2.2) datubāzi [49], ietekme uz vidi funkcionālajai vienībai (1 MWh biometāna enerģijas, ietverot infrastruktūras radīto ietekmi uz vidi), kas saražota stacijā Nr. 1, ir 9,92 Pt MWh⁻¹. Radītā ietekme, palielinoties attālumam līdz dabasgāzes tīklam, pieaug līdz 10,38 Pt MWh⁻¹ biometānam, kas saražots stacijā Nr. 7 (skat. 3.2.attēlu). Salīdzinājumam ir jāmin, ka 1 MWh dabasgāzes enerģijas ietekme uz vidi ir 15,3 Pt MWh⁻¹[20].

Analizējot biometāna ražošanas, infrastruktūras (cauruļvadu) un biometāna transportēšanas radīto ietekmi uz vidi, jāsecina, ka gadījumā, ja ražotne atrodas nepilna kilometra attālumā no dabasgāzes tīkla (ražotne Nr. 1), tad biometāna ražošana rada ~99,78 % no kopējās radītās ietekmes uz vidi, cauruļvadi ~0,2 %, savukārt biometāna transportēšana rada tikai ~0,004 % no kopējās radītās ietekmes uz vidi. Ja ražotne atrodas gandrīz 20 kilometru attālumā no dabasgāzes tīkla (ražotne Nr. 7), biometāna ražošana rada ~95,36 % no kopējās radītās ietekmes uz vidi, cauruļvadi un biometāna transportēšana rada attiecīgi ~4,56 % un ~0,08 % no kopējās radītās ietekmes uz vidi (skat. 3.3.attēlu). Līdz ar to var secināt, ka biometāna infrastruktūras un transportēšanas radītā ietekme uz vidi, kas ietver enerģijas patēriņu un radītās emisijas, ir samērā neliela daļa no kopējās radītās ietekmes uz vidi gadījumā, ja ražotne ir tuvu dabasgāzes tīklam, bet pieaug līdz ar attālumu no tā. Piemēram, ražotnei Nr. 1, kas ir gāzes tīklam vistuvāk esošā ražotne, infrastruktūras un transportēšanas radītā ietekme uz vidi ir ~0,2 % no kopējās ietekmes uz vidi. Bet ražotnei Nr. 7, kas ir izvietota vistālāk no gāzes tīkla no izvēlētajām ražotnēm, šī ietekme ir ~4,6 %. Pētījumā tika aprēķināts, ka infrastruktūras un transportēšanas ietekme var radīt ~10 % no kopējās biometāna ražošanas un ievadīšanas tīklā ietekmes uz vidi, ja attālums no ražotnes līdz tīklam ir ~45 km. Tomēr – pat, ja šī ietekme, kas izteikta procentos, būtu mazāka vai lielāka atkarībā no attāluma līdz dabasgāzes tīklam – ir jāatzīst, ka gāzes piegādes infrastruktūra ir samērā nozīmīgs faktors, kas noteikti būtu jāņem vērā, plānojot un ierīkojot energoapgādes sistēmas. Līdz ar to, lai samazinātu iespējamo ietekmi uz vidi, pirms jaunu biometāna staciju būvniecības sākšanas ir jācenšas izvērtēt tās atrašanās vieta, ņemot vērā attālumu līdz tuvākajam gāzes cauruļvadam, kā arī izvērtējot lokālo resursu pieejamību biometāna ražošanai.

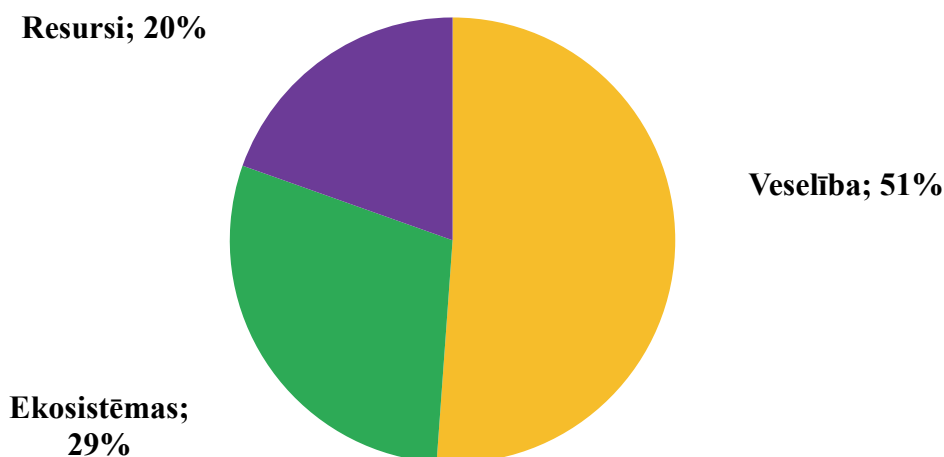


3.3. attēls. Biometāna ražošanas, infrastruktūras un transportēšanas ietekmes sadalījums izvēlētajās Latvijas biogāzes stacijās.



3.4. attēls. Ražotnē Nr. 7 saražotās 1 MWh biometāna ietekmes uz vidi sadalījums viduspunktu ietekmju kategorijās.

Ietekmes uz vidi novērtēšanai izmantojot *ReCiPe* metodi, lielākā ietekme uz vidi rodas sekojošās viduspunktu ietekmes kategorijās (skat. 3.4.attēlu): klimata pārmaiņas (ietekme uz cilvēku veselību un ekosistēmām – attiecīgi ~43 % un ~28 %), fosilo resursu noplicināšana (~20 %), cieto daļiņu veidošanās (~4 %) un toksiskums (~4 %). Savukārt ietekmes uz vidi sadalījums beigu punktu kaitējuma kategorijās ir šāds: ~51 % no kopējās ietekmes tiek radīta cilvēku veselības kategorijā; ~29 % ekosistēmu kaitējuma kategorijā, bet uz resursu kaitējuma kategoriju attiecas ~20 % no kopējās ietekmes (skat. 3.5. attēlu).



3.5. attēls. Ražotnē Nr. 7 saražotās 1 MWh biometāna ietekmes uz vidi sadalījums beigu punktu kaitējuma kategorijās.

Palielinoties attālumam no biometāna ražotnes līdz gāzes cauruļvadam (ražotne Nr. 1 ir 0,8 km attālumā un ražotne Nr. 7 ir 18,9 km attālumā līdz dabasgāzes tīklam), ietekme uz vidi visvairāk palielinās toksiskuma ietekmes kategorijā (par aptuveni 16 %), kategorijā ‘cieto daļiņu veidošanās’ (~9 %) un ‘fosilo resursu noplicināšana’ (~8 %), bet klimata pārmaiņu kategorijās, kas rada ietekmi gan uz cilvēku veselību, gan ekosistēmām, ietekme viduspunktu kategorijās palielinās par ~2 %. Analizējot iegūtos rezultātus arī citās viduspunktu ietekmes kategorijās, var secināt, ka ietekme uz vidi ievērojami palielinās tajās kategorijās, kuru ietekme ir <2 % no kopējās radītās ietekmes uz vidi. Šīs kategorijas ir saistītas ar zemes izmantošanu: ‘zemes platību pārveidošana’ (~40 %) un ‘lauksaimniecības zemju aizņemšana’ un pilsētas zemju aizņemšana’ (attiecīgi ~34 un ~39 %).

Nākamajā apakšnodaļā ir veikti aprēķini, lai noteiktu un salīdzinātu iespējamās biometāna ražošanas un ievades dabasgāzes tīklā izmaksas Latvijas apstākļos.

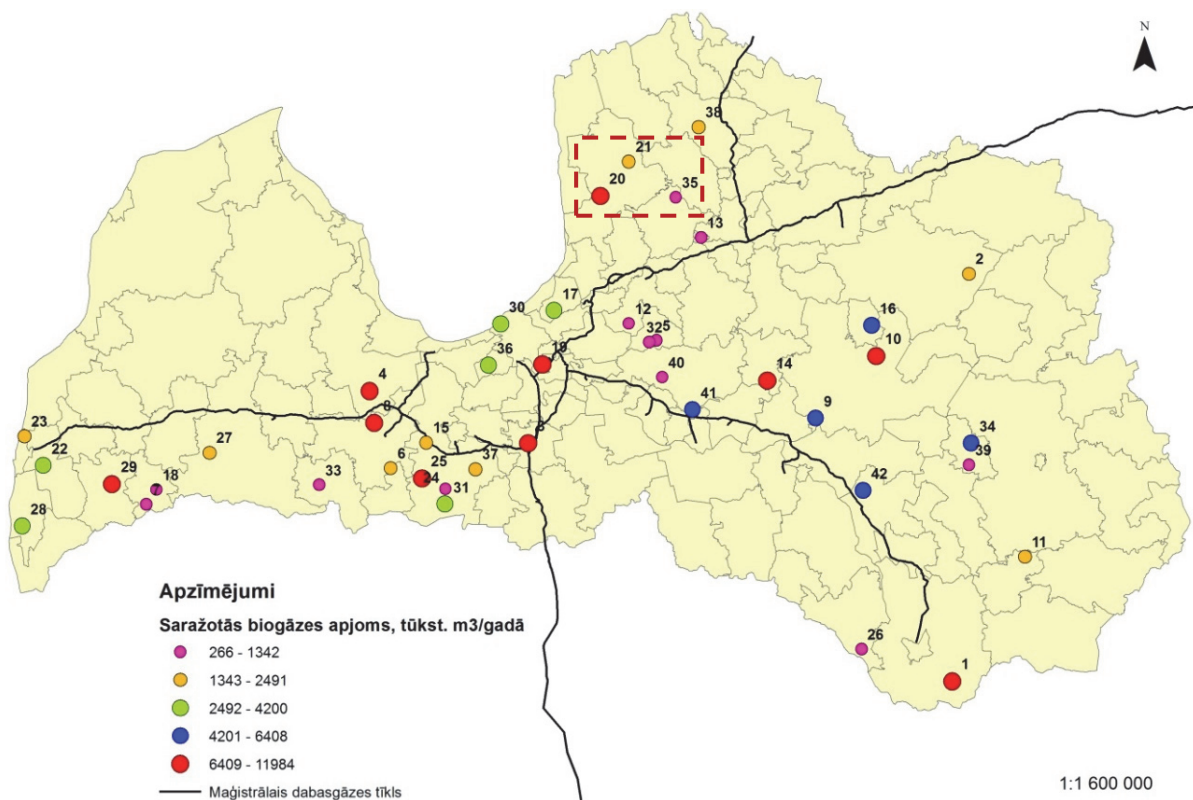
3.2. Biogāzes attīrīšanas metožu un biometāna ražošanas un ievadīšanas dabasgāzes tīklā tehniski ekonomiskais novērtējums

Šajā apakšnodaļā ir veikta piecu dažādu biogāzes attīrīšanas metožu un trīs biometāna ražošanas un ievadīšanas dabasgāzes tīklā scenāriju tehniski ekonomiskā analīze un novērtējums. 2014. gadā Latvijā darbojās 54 biogāzes stacijas (44 lauksaimniecības; 7 sadzīves atkritumu poligoni; 2 pārtikas ražošanas atlikumu vai notekūdeņu attīrīšanas un 1 sadzīves notekūdeņu attīrīšanas stacija) ar kopējo uzstādīto jaudu 54,92 MW [94]. 2013. gadā, strādājot ar vidēji 75 % noslodzi, saražots vairāk nekā 275,22 GWh elektroenerģijas [94]. Lai noteiktu optimālo biometāna ražošanas un ievadīšanas dabasgāzes tīklā risinājumu, brīvi tika izvēlētas trīs biogāzes stacijas (3.6.attēlā ražotnes Nr. 20, Nr. 21 un Nr. 35, kas turpmāk tekstā apzīmētas ar Nr. 1, Nr. 2 un Nr. 3). Visas izvēlētas biogāzes stacijas atrodas vienā no Latvijas reģioniem.

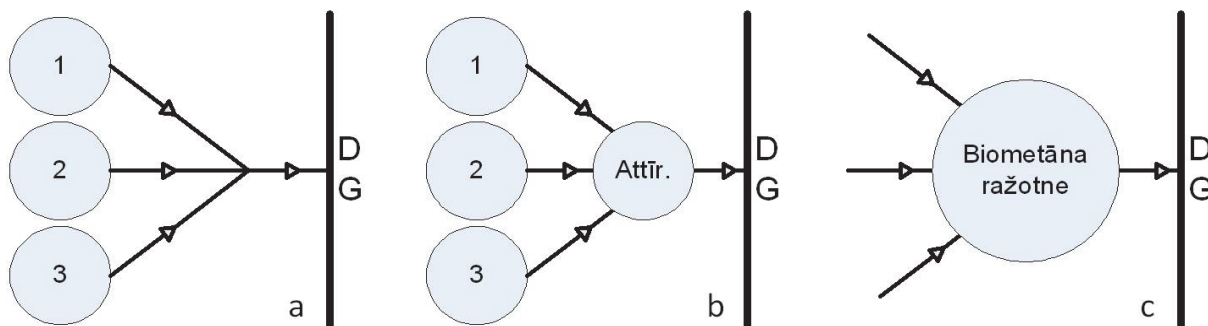
Šajā apakšnodaļā, lai aprēķinātu biometāna ražošanas izmaksas, tika salīdzinātas piecas komerciāli pieejamas biogāzes attīrīšanas tehnoloģijas: (1) slapjā attīrīšana ar ūdeni; (2) attīrīšana ar amīniem; (3) atdalīšana ar membrānām; (4) attīrīšana ar organiskajiem šķīdinātājiem un (5) spiediena maiņas adsorbēcija [96]. Lai rastu ekonomiski izdevīgāko veidu

biometāna ražošanai un ievadei dabasgāzes tīklā, tika izskatīti trīs dažādi iespējamie scenāriji (skat. 3.7.attēlu):

- katra biogāzes ražotne ierīko savas attīrīšanas iekārtas un saražoto biometānu ievada dabasgāzes tīklā;
katra ražotne biogāzi transportē uz vienu attīrīšanas staciju, un no tās biometāns tiek ievadīts dabasgāzes tīklā. Šajā scenārijā attīrīšanas izmaksas ir zemākas nekā tad, ja biogāze tiek attīrīta tur, kur tā tiek ražota (*a* scenārijs), pateicoties zemākām attīrīšanas iekārtu kopējām īpatnējām investīcijām;



3.6. attēls. Biogāzes stacijas un dabasgāzes maģistrālais cauruļvadu tīkls Latvijā un novērtējumam izvēlētās biogāzes ražotnes Nr. 20, Nr. 21 un Nr. 35 (turpmāk apzīmētas ar Nr. 1, Nr. 2 un Nr. 3) [95].



3.7. attēls. Biometāna ražošanas un ievades dabasgāzes tīklā scenāriji; 1-2-3 – biogāzes ražotnes, DG – dabasgāzes tīkls [97].

- izejvielas, kas nepieciešamas trīs atsevišķu biogāzes staciju ražošanas jaudas nodrošināšanai, transportē uz vienu lielāku biometāna ražotni, izmantojot esošo ceļu infrastruktūru. Biometānu ievada dabasgāzes tīklā. Šajā scenārijā biometāna ieguves izmaksas ir tādas pašas kā *b* scenārijā, bet atšķiras biogāzes ražošanas izmaksas un gāzes transportēšanas izmaksas.

Visu trīs brīvi izvēlēto biogāzes ražotņu kopējā biogāzes ražošanas jauda, izmantojot amīnu attīrīšanas metodi, ir 1280 m³/h un, izmantojot pārējās biogāzes attīrīšanas metodes, ražošanas jauda ir 1345 m³/h.

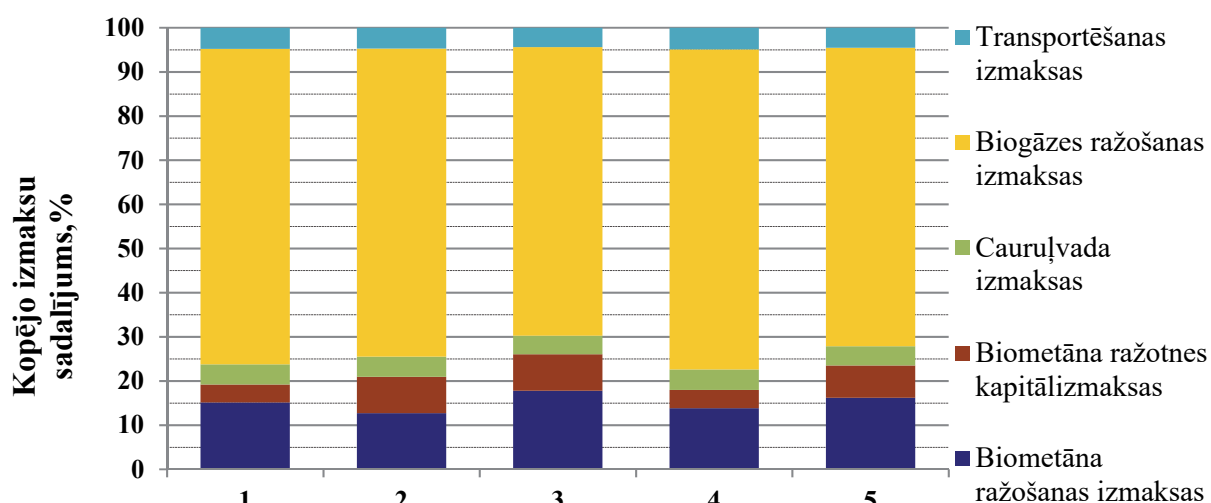
Aprēķinu veikšanai izmantotie dati – saražotās biogāzes apjoms un sastāvs – norādīti izvēlēto biogāzes ražotņu piesārņojošās darbības atļaujās [98–100]. Pamatojoties uz datiem par biogāzes sastāvu, tika pieņemts, ka no 1 m³ biogāzes vidēji var iegūt 0,62 m³ metāna. Kopējās biometāna ražošanas izmaksas ir atkarīgas no cauruļvadu, kas nepieciešami, lai pieslēgtos dabasgāzes tīklam, izbūvei nepieciešamajām investīcijām, biogāzes attīrīšanas iekārtu iegādei nepieciešamajām investīcijām, kā arī no biogāzes ražošanas un attīrīšanas izmaksām un iekārtu ekspluatācijas izmaksām. Kapitālizmaksas tika aprēķinātas 10 un 20 gadu ekonomiskajam dzīves ilgumam. Ņemot vērā dabasgāzes piegādātāja informāciju [101], ka gāzesvada būvniecības izmaksas ir 50–60 EUR/m robežās, atkarībā no projekta sarežģītības, izvēlēta būvniecības uzņēmuma un ielas seguma, tika pieņemts, ka gāzes cauruļvada būvniecības izmaksas ir 55 EUR/m. Biogāzes ražošanai un attīrīšanas metodei ar amīniem ir nepieciešams siltums, tāpēc tika pieņemts, ka siltumapgādei tiek izmantoti katli, kuros kā kurināmo izmanto uz vietas ražoto biogāzi. Tādējādi biometāna ražošanai pieejamās biogāzes daudzums, ja tiek izmantota attīrīšanas metode ar amīniem, samazinās par siltuma ražošanai nepieciešamo daudzumu. Tika pieņemts, ka biogāzes zemākais sadegšanas siltums ir 6 MWh/1000 m³ [102], kā arī tika aprēķināts, ka katrai ražotnei siltuma nodrošināšanai ir nepieciešami apmēram 3 % no kopējās saražotās biogāzes. Biometāna ražotnes izmaksas aprēķinātas, ņemot vērā kapitālizmaksas, kā arī ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas [103]. Lai novērtētu izejmateriālu transportēšanas izmaksas no katras saimniecības līdz biogāzes ražošanas un attīrīšanas stacijai, attālumi tika noteikti izmantojot ceļu karti [104] un vietu koordinātas tika ievadītas "ArcGIS" programmā. Transportēšanas izmaksu aprēķiniem nepieciešamie dati (ražošanai nepieciešamie izejvielu apjomi) tika iegūti no "A" kategorijas piesārņojošās darbības atļaujām [98–100] un no Eiropas Komisijas finansētā pētījuma (izmaksas 1 tonnkilometram), kas ir sabiedriskā transporta izmaksas, kuras aprēķina kā funkciju no nobrauktā attāluma [105].

Šobrīd Latvijas likumdošanā nav noteiktas prasības biometāna kvalitātei, lai to varētu ievadīt dabasgāzes tīklā. Situācijā, ja biometāna ražošanai netiek piešķirts finansiāls atbalsts, tā ražošana nav ekonomiski izdevīga. Tomēr būtu jāizvērtē iespēja, izstrādājot enerģētikas politiku, paredzēt atbalstu biometāna ievadīšanai dabasgāzes tīklā. Kaut arī biometāna ievadīšana dabasgāzes tīklā nav atrunāta arī Eiropas Savienības izsniegtajos normatīvajos aktos, dažas dalībvalstis, piemēram, Vācija 2012. gadā ir izstrādātas un ieviestas prasības biometāna ievadīšanai dabasgāzes tīklā [41]. Sākotnēji, kad būvēja pirmās biometāna ražotnes, arī Vācijā nebija šādu normatīvo aktu, tāpēc galvenās ieinteresētās puses, piemēram, ražotnes īpašnieki, dabasgāzes tīkla īpašnieki vai apkalpotāji un valsts slēdza savstarpējas vienošanās [106].

Šajā apakšnodaļā veikto aprēķinu rezultāti parāda, ka ekonomiski visizdevīgākais biometāna ražošanas scenārijs – neatkarīgi no izvēlētajām attīrīšanas metodes – būtu, ja vairāku mazu biogāzes ražotņu vietā, biometāns tiktu ražots vienā lielākā ražotnē (3.7.attēlā *c* scenārijs). Scenārijā, ja biogāze no atsevišķām ražotnēm tiktu transportēta uz vienu attīrīšanas staciju (skat. 3.7.attēlā *b* scenārijs), kopējās izmaksas būtu par aptuveni 2 % līdz 4 % zemākas (atkarībā no izmantotās attīrīšanas metodes) nekā *a* scenārija kopējās izmaksas. Savukārt *c* scenārija kopējās izmaksas ir par aptuveni 22 % līdz 27 % zemākas (atkarībā no izvēlētajām biogāzes attīrīšanas metodes un ekonomiskā dzīves ilguma) nekā *b* scenārijā. Tāpēc var secināt, ka viszemākās

izmaksas būtu *c* scenārija gadījumā, lai gan to nav iespējams īstenot jau darbībā esošajām biogāzes ražotnēm. Tomēr tas varētu būt ekonomiski visizdevīgākais risinājums jaunajām ražotnēm. Esošajām biogāzes ražotnēm vēlāmākais risinājums varētu būt *b* scenārijs. *Poeschl* u. c. autoru publicētajā pētījumā [107] ir minēts, ka scenārijos, kas ietver biogāzes attīrīšanu līdz biometāna kvalitātei, lai to ievadītu dabasgāzes tīklā, kopējo fosilā kurināmā patēriņu varētu samazināt, nevis ražojot tikai elektroenerģiju, bet gan izmantojot mazas koģenerācijas iekārtas, kas spēj nodrošināt ražošanai nepieciešamo siltumenerģijas slodzi. Latvijā, ievērojot centralizētās siltumapgādes izplatību, biometānu būtu iespējams izmantot augstas efektivitātes gāzes-tvaika turbīnu kombinētā cikla koģenerācijas iekārtās Rīgā.

Veicot aprēķinus, var secināt, ka kopējās aprēķinātās 1 MWh biometāna izmaksas visām piecām attīrīšanas metodēm scenārijā, ja attīrīšanas iekārtas tiek uzstādītas katrā biogāzes ražotnē (skat. 3.7.attēlā *a* scenārijs), ir diezgan līdzīgas (atšķirības ir ~3 % robežās). Var secināt arī to, ka lētākā biogāzes attīrīšanas metode ir attīrīšana, izmantojot amīnus un fiziskā attīrīšana ar organiskajiem šķīdinātājiem. Visas piecas izvērtētās biogāzes attīrīšanas metodes ir komerciāli pieejamas [70]. Kā norādījis *T.Weidenaar* savā promocijas darbā, ekonomiskais sniegums ir jutīgs pret tādiem faktoriem kā biogāzes iznākums un biomasas (izejvielu) izmaksas, bet cauruļvadu izmaksām, elektroenerģijas cenai un biomasas transportēšanas izmaksām ir neliela ietekme [62].



3.8. attēls. Biometāna kopējo izmaksu sadalījuma salīdzinājums visām izvēlētajām biogāzes attīrīšanas metodēm. Biogāzes attīrīšanas metodes: 1 – slapjā attīrīšana ar ūdeni; 2 – attīrīšana ar amīniem; 3 – attīrīšana ar membrānām; 4 – fiziskā attīrīšana ar organiskajiem šķīdinātājiem; 5 – spiediena maiņas adsorbcija.

Vislielākais īpatsvars biometāna ražošanas kopējās izmaksās (~65 % līdz ~73 % – atkarībā no biogāzes attīrīšanas metodes) visiem scenārijiem ir biogāzes ražošanas izmaksām (skat. 3.8.attēlu). Biogāzes attīrīšanas izmaksas ir ~13–18 % robežās no kopējām izmaksām. Savukārt cauruļvada izbūves un izejvielu transportēšanas izmaksas ir ~4–5 % robežās, bet biometāna ražotnes kapitālizmaksas, atkarībā no izvēlētajās attīrīšanas metodes, ir ~4–8 % robežās no kopējām izmaksām.

Aprēķinu rezultāti parāda, ka kopējās biometāna ražošanas, transportēšanas un ievadīšanas dabasgāzes tīklā izmaksas, ja izmanto ekonomiski izdevīgāko attīrīšanas metodi un ekonomiskos aprēķinus veic 20 gadiem, ir aptuveni divas reizes augstākas nekā dabasgāzes importa cena. Līdz ar to var secināt, ka biometāna ražošanai ir nepieciešams finansiālais atbalsts, lai biometāna cena būtu konkurētspējīga ar dabasgāzes cenu.

4. BIOMETĀNA RAŽOŠANAS UN PIEGĀDES ATBALSTA MEHĀNISMA SISTĒMDINAMIKAS MODELIS

Energoapgādes sistēmu attīstības un enerģētikas politikas plānošana ir sarežģīta, ievērojot to, ka sistēmu ietekmē daudzi faktori. Lai plānotu atbalsta mehānismu un dažādu to scenāriju sekas, ir nepieciešams izmantot analītisku instrumentu, kas ļauj analizēt kompleksas un dinamiskas sistēmas. Tādēļ atbalsta mehānisma izpētei tika izvēlēta sistēmdinamikas (SD) modelēšana. Gan Latvijā, gan citur pasaulē sistēmdinamikas (SD) pieeja kā līdzeklis energosistēmu plānošanai un formulēšanai ir veiksmīgi izmantota, lai risinātu dažādus enerģētikas politikas jautājumus. Piemēram, SD modelis Pakistānas enerģētikas politikas novērtēšanai [108]; SD apvienojumā ar QFD (*Quality Function Deployment* – ar kvalitāti saistīto funkciju izvērtējums) pieeju izmantots, lai radītu enerģētiskās drošības pārvaldības modeli jaunattīstības valstīm, kā piemēru izmantojot Korejas gāzes sektoru [109]; lai izprastu elektroenerģijas ražošanas jaudu dinamiku Kanādā [110], kā arī, lai novērtētu atjaunojamo energoresursu politikas lomu Somijas enerģētiskajā atkarībā [111] un lai analizētu biometāna ražošanas ķēdes dinamiku [112]. SD modelēšana tika izmantota arī atjaunojamo energoresursu un CO₂ emisiju prognozēšanai Ekvadorā [113] un lai analizētu, kā Ķīna varētu sasniegt 2020. gadam izvirzītos emisiju mērķus [114]. SD pieeja ir izmantota arī vairāku ar Latvijas enerģētiku saistītu jautājumu risināšanā: piemēram, par koksnes enerģijas tirgus attīstību [115] un koksnes kurināmā izmantošanas veicināšanu siltumapgādes sistēmā Latvijā [116], kā arī izstrādājot nākotnes biodīzeļdegvielas politikas un patēriņa modeļus [117].

Ar SD pieeju ir analizēta biometāna ražošanas ķēdes dinamika Nīderlandē, un pētījuma autori atzīst, ka ir vairāki faktori, kas sarežģī biometāna ražošanas nozares attīstību, piemēram, resursu pieejamība, pieprasījums, jaudu uzstādīšana, rentabilitāte, kā arī konkurence starp biometāna un elektroenerģijas ražošanas nozari, sadalot pieejamo biogāzes un biomasas apjomu [112]. Pētījumā tika pārbaudīti atbalsta mehānisma rezultāti trīs savstarpēji pretrunīgos apstākļos – palielināta ražošanas jauda, samazināts emisiju apjoms un samazinātas izmaksas. Pētījuma rezultātā secināts, ka atbalsta mehānisms ar relatīvi zemām subsīdiu izmaksām šādos apstākļos var pastāvēt, ja tas tiek ieviests uz pietiekami ilgu laiku, bet ir jāņem vērā, ka atbalsta mehānisma rezultātus ietekmē ražotāju vēlme investēt, ko var mazināt šaubas par investīciju ekonomisko izdevīgumu [112].

Arī Vācijas biometāna tirgus ir modelēts izmantojot SD pieeju [118]. Ar modeļa palīdzību novērtētas vēsturiskās enerģijas un klimata politikas sekmes un ietekme uz elektroenerģijas un siltumenerģijas nozari, kā arī modelētas un izvērtētas jaunas politikas, ko nākotnē ieteikt politikas veidotājiem ilgtspējīga un efektīva biometāna tirgus nodrošināšanai [118]. Kopš 2004. gada Vācijā biometāna ražotāji saņēma atbalstu saskaņā ar noteikto paaugstināto elektroenerģijas iepirkuma cenu jeb tā saucamo *feed-in* tarifu (FIT). Atbalsta mehānisms darbojās labi, tomēr radīja arī nepareizu sloga sadali starp ekonomiskajiem un vides aspektiem. Tāpēc ar modeļa palīdzību analizēts mainīga FIT atbalsta mehānisms. Analizēta arī emisiju kvotu tirdzniecības sistēma, ar kuras palīdzību plānots mazināt negatīvos blakusefektus, kas rodas fosilo kurināmo izmantošanas gadījumā [118].

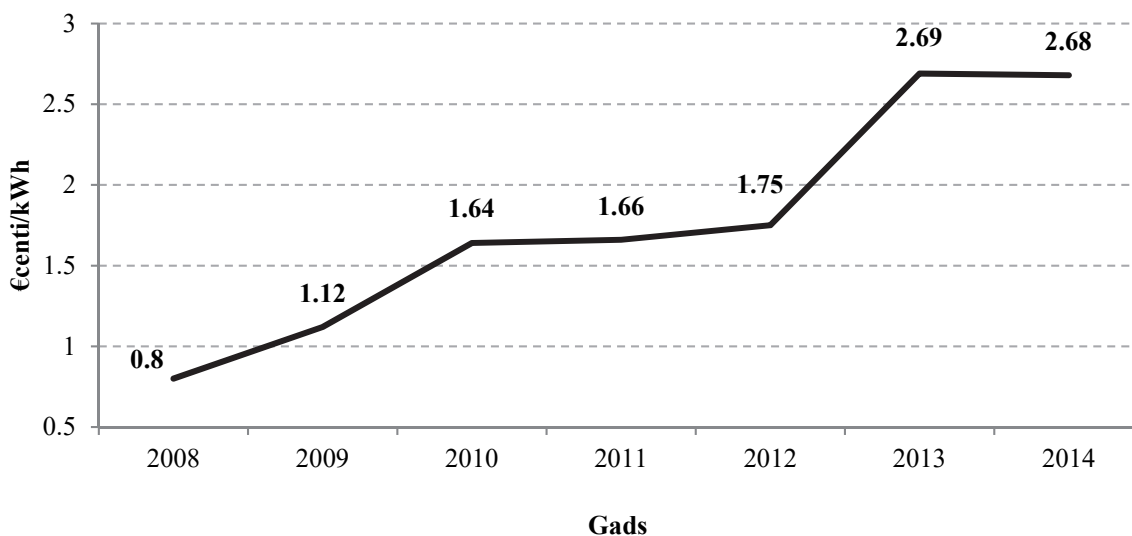
Izmantojot SD pieeju, izveidots un šajā nodaļā aprakstīts modelis, ar kuru, atšķirībā no iepriekš aprakstītajos pētījumos izveidotajiem modeļiem, var detalizēti analizēt biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānismu un tā struktūru, tajā skaitā, novērtējot gan atļauju piešķiršanas dinamiku ietekmi uz atbalsta mehānismu, gan Latvijā iegūstamo maksimālo biometāna apjomu, kā arī ietverot ar biometāna stacijas būvniecību un pieslēgumu dabasgāzes tīklam saistītās izmaksas, dabasgāzes cenu dinamiku u. c. aspektus. Nozīmīgākā šā pētījuma un SD modeļa novitāte ir tā, ka ar lielāku detalizācijas pakāpi tiek analizēts tieši pats atbalsta piešķiršanas mehānisms un tā rezultātā sekojošā fiziskā biometāna ražošanas jaudu attīstības dinamika. Modelēšanas galvenais izpētes jautājums ir, kā nodrošināt vēlamo biometāna

ražošanas pieauguma dinamiku, nepārsniedzot paredzēto finansiālo atbalsta apjomu. Tādējādi modelis ir politikas dizaina instruments, kas nosaka parametrus un to vērtības, kas politikas veidotājiem ir jāņem vērā, lai izveidotu ilgtspējīgu biometāna (un arī citu AER tehnoloģiju) atbalsta politiku.

4.1. Dinamiskā problēma un modeļa mērķis

Nozīmīgākie vietējie energoresursi Latvijā ir koksnes biomasa un hidroenerģija. 2012. gadā aptuveni vienu trešdaļu no kopējā primārās enerģijas patēriņa nodrošināja ar vietējiem energoresursiem (tajā skaitā 1,1 % ar biogāzi). Pārējie nepieciešamie energoresursi tiek importēti no dažādām Baltijas reģiona valstīm, Eiropas Savienības (ES) un arī no trešajām valstīm, tajā skaitā no Krievijas [119]. Kaut arī Latvijā atjaunojamo energoresursu (AER) īpatsvars kopējā enerģijas patēriņā ir samērā augsts (2014. gadā – 35,8 %), Latvija joprojām ir ļoti atkarīga no dabasgāzes piegādes no Krievijas [120, 121], kas 2014. gadā veidoja 26,7 % no kopējā primārās enerģijas patēriņa [119].

Latvija ir izvirzījusi mērķi palielināt AER īpatsvaru bruto enerģijas galapatēriņā līdz 40 % un 50 % attiecīgi līdz 2020. un 2030. gadam un samazināt enerģijas importu no pašreizējiem trešo valstu piegādātājiem par 50 %, salīdzinot ar 2011. gada patēriņu [122]. Lai nākotnē palielinātu biogāzes lomu Latvijas enerģētikā, būs jārisina vairākas problēmas, piemēram, (1) valstī nav noteiktas prasības biogāzes ievadīšanai dabasgāzes tīklā [122]; (2) nav definētas dabasgāzes tīklā ievadāmās biogāzes kvalitātes prasības; (3), spēkā esošā valsts atbalsta shēma, rada papildu slogu galalietotājiem.



4.1. attēls. Obligātā iepirkuma komponentes dinamika Latvijā [119].

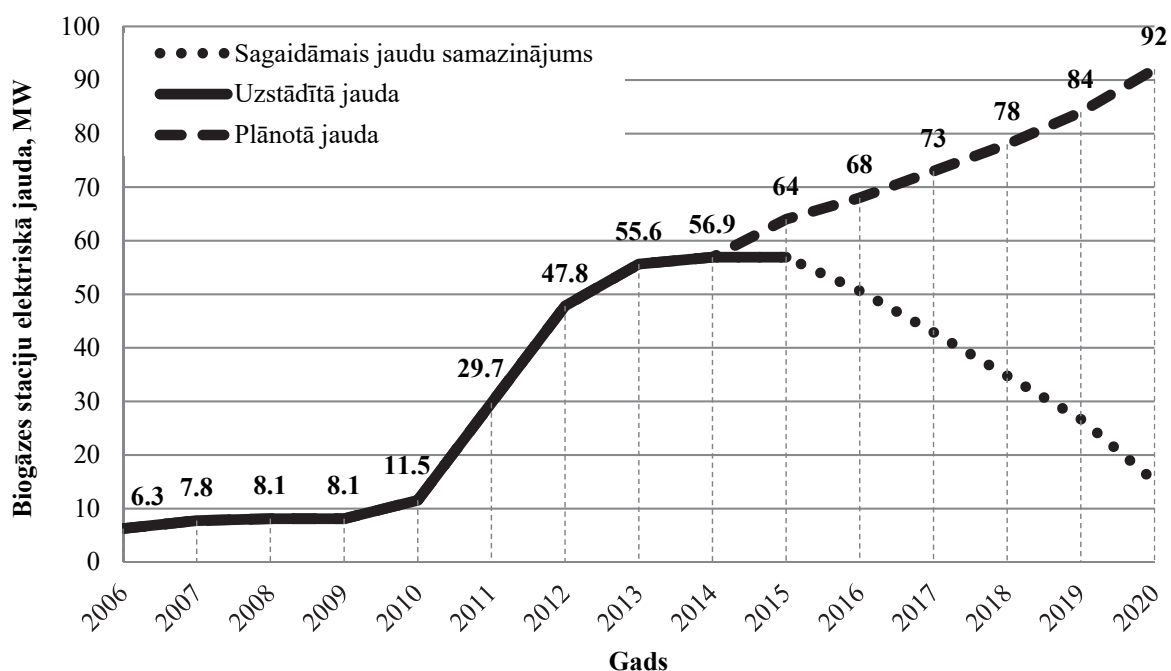
Biogāzes staciju skaits Latvijā auga lēni kopš 2004. gada. Zināmā mērā straujāku attīstību sekmēja ES un globālās tendences, kas sekmēja pāreju uz AER, un nosacīta loma bija arī Kioto protokolam, kā arī tam apstāklim, ka līdz ar iestāšanos ES, Latvijā kļuva pieejami dažādi ES atbalsta fondi. Jāatzīmē, ka ar AER jautājumiem Latvijā ir saistītas vairākas ministrijas. Katra no tām izstrādā savas vadlīnijas, normas un noteikumus, turklāt tām ir vāja savstarpējā komunikācija. Līdz ar to, bet galvenokārt tāpēc, ka kļuva pieejams ievērojams finansiālais atbalsts (piemēram, Latvijā ir pieejama ES Lauksaimniecības atbalsta programma, kas sedz 40 % no investīcijām nepieciešamās summas), kā arī sakarā ar normatīvo aktu izmaiņām 2007. gadā, vēlme investēt biogāzes koģenerācijas stacijās strauji pieauga un tas

savukārt radīja situāciju, ka visas obligātajā iepirkumā paredzētās un pieejamās atļaujas tika izsniegtas ļoti īsā laikā. Kopš 2008. gada, palielinoties elektroenerģijas obligātajā iepirkuma komponentei (skat. 4.1.attēlu), strauji pieauga arī AER staciju (tajā skaitā biogāzes staciju) uzstādītās neto elektriskās jaudas (skat. 4.2. attēlu). Līdz 2006. gadam Latvijā darbojās tikai dažas biogāzes stacijas, piecus gadus vēlāk staciju skaits bija pieaudzis līdz 27, bet 2012. gadā vēl 10 stacijas sāka ražošanu [65] un 2014. gadā obligātajā iepirkumā saražoto elektroenerģiju pārdeva jau 56 stacijas [123].

Tā kā Latvijā obligātajā iepirkuma tarifs ir piesaistīts dabasgāzes cenai, kas ir strauji cēlusies, arī kopējā elektroenerģijas cena ir palielinājusies. Tas radīja izteiktu rūpniecības sektora neapmierinātību. Lai stabilizētu situāciju, valdība 2011. gadā nolēma pārtraukt atļauju (tiesības pārdot saražoto elektroenerģiju obligātajā iepirkuma ietvaros un tiesības saņemt garantētu maksu par stacijā uzstādīto elektrisko jaudu) izsniegšanu un šis lēmums visticamāk paliks spēkā līdz vismaz 2017. gadam. Grūti saprotamu, neskaidru un nestabilu ar AER saistītu tiesību aktu izdošana radīja situāciju, ka vēlme investēt strauji samazinājās (arī Eiropas Komisijas dokumentos ir atzīts, ka nenoteiktība ir būtisks šķērslis ieguldījumiem [2]) un AER enerģētikas nozares attīstība pēdējos gados Latvijā ir apstājusies. Tika arī identificētas vairākas problēmas un izdarīta virkne secinājumu. Galvenie no tiem:

- ir jāmaina cenas noteikšanas formula;
- atļauju saņemšanai būtu jārīko zemākās piedāvātās cenas konkurss;
- kā arī ir jāievieš labi definēti kontroles pasākumi un mehānismi.

Attiecībā uz pēdējo secinājumu, jaunai biogāzes stacijai elektroenerģijas ražošana ir jāuzsāk 24 mēnešu laikā kopš licences saņemšanas (atļauja bija derīga 2 gadus).



4.2. attēls. Faktiskās (līdz 2015. gadam) un plānotās [124] biogāzes koģenerācijas staciju kopējās uzstādītās elektriskās jaudas un sagaidāmais jaudu samazinājums normatīvo aktu izmaiņu rezultātā. Jaudu samazinājuma līkne parāda iespējamo izmaiņu raksturu, nevis aprēķinātas skaitliskās vērtības.

Šā pētījuma dinamiskā problēma ir sagaidāmā jaudu attīstība, kas atšķirsies no plānotā (skat. 4.2. attēlu), ievērojot to, ka jaunu atļauju izsniegšana ir pārtraukta uz ilgāku laika periodu. Šāda situācija ir radusies, jo politikas veidotāji nebija veikuši atbalsta sistēmas dinamisko procesu analīzi.

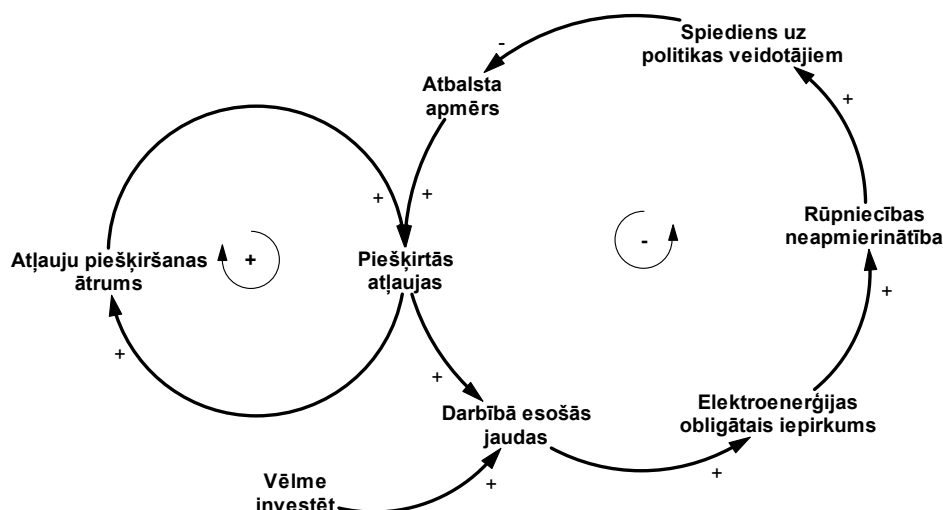
Attīrīta biogāze (biometāns) ir labi pārvaldāms enerģijas avots, kas nav atkarīgs no sezonālības. To var ievadīt tieši dabasgāzes tīklā, uzglabāt, izplatīt un lietot tāpat kā dabasgāzi, līdz ar to biometāns tiek uzskatīts par vienu no vērtīgākajiem atjaunojamajiem dabasgāzes aizvietošanas veidiem. Tomēr galvenais šķērslis biometāna ievadīšanai dabasgāzes tīklā ir biogāzes ražošana, attīrīšana un infrastruktūras izveide. Turklāt Latvijā nepastāv tiesiskā regulējuma biometāna ievadīšanai dabasgāzes tīklā.

Nemot vērā energoapgādes sistēmas politisko lēmumu dinamisko un sarežģīto raksturu, pētījuma veikšanai izmantota starpdisciplinārā SD [125–127] pieeja. Pētījuma, kas aprakstīts šajā sadaļā, mērķis bija izveidot sākotnējo modeli, kas labi raksturotu vēsturisko biogāzes nozares situāciju valstī, un tad to izmantot biometāna piegādes (ražošanas un ievades dabasgāzes tīklā) atbalsta mehānisma izveidē. Atbilstoši mērķim izveidotā sākotnējā modeļa validācijas laikā tika noskaidrots, ka tas pietiekami precīzi spēj raksturot vēsturisko biogāzes nozares attīstību Latvijā, parādot, kādas ir sagaidāmās tendences nākotnē, ja biogāzes nozarē tiks izmantoti pašreizējie politikas instrumenti. Savukārt ar izveidotā sistēmdinamikas modeļa palīdzību ir izstrādāts pietiekami pamatots un skaidrs biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisms, kā arī analizēti dažādi šā atbalsta mehānisma aspekti un scenāriji.

4.2. Dinamikas hipotēze

Izstrādājot sākotnējo modeli, kas spētu attēlot vēsturisko biogāzes nozares attīstību Latvijā, tika izteikta hipotēze, ka biogāzes koģenerācijas staciju atbalsta mehānisms pozitīvi ietekmē saņemto atļauju skaitu (+). Tas savukārt sākotnēji palielina noteiktā laika periodā piešķirtās atļaujas (atļauju piešķiršanas ātrumu), veidojot pastiprinošo cilpu (skat. 4.3., 4.6. attēlu) un darbībā esošo jaudu apjomu, ko ietekmē arī vēlme investēt (rādītājs, kas raksturo kāda daļa no atļauju saņēmējiem uzbūvē biogāzes koģenerācijas stacijas). Darbībā esošo staciju pieaugums savukārt palielina elektroenerģijas obligātā iepirkuma komponenti, kas izraisa rūpniecības nozares pārstāvju neapmierinātību un secīgi rada spiedienu uz politikas veidotājiem, līdz ar to radot negatīvu efektu uz atbalsta apjomu. Tādējādi izveidojas kavējošā cilpa (-), kas samazina jaudu pieguma tempu (skat. 4.3., 4.6. attēlu). Būtiskākais atzinums, kas jāņem vērā izstrādājot modeļa hipotēzi, ir, ka valsts politiskās gribas un pieņemtā atbalsta mehānisma stabilitātei un ilgtspējai ir liela ietekme uz investoru vēlmi iesaistīties AER ražošanā. Sākotnēji izstrādātā modeļa, kas paskaidro esošās biogāzes koģenerācijas staciju atbalsta sistēmas struktūru un tās radītās problēmas, galveno daļu savstarpējā mijiedarbība ar atgriezeniskajām saitēm parādīta 4.3. attēlā. Var secināt, ka biogāzes koģenerācijas staciju atbalsta sistēma, kuru veido pastiprinošā cilpa, kas sākumā radīja strauji nozares attīstību, un kavējošā cilpa ir tipiska S-veida pieauguma sistēma bez novēlojumiem.

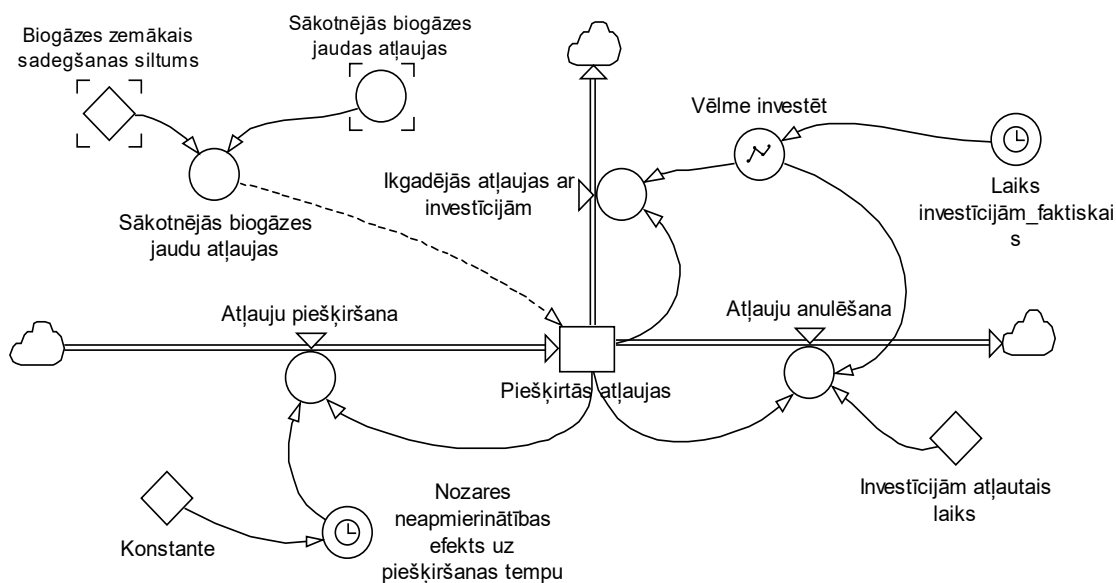
Atbalsta mehānisma problēma no politikas viedokļa bija tāda, ka politikas veidotāji uz rūpniecības nozares pārstāvju neapmierinātību sāka reaģēt tikai tad, kad bija sasniegta noteikta neapmierinātības robeža, turklāt atbildes reakcija uz to bija pēkšņa un pilnīga atļauju izsniegšanas apturēšana. Sekmīgai, t. i., mērķtiecīgai un ilgtspējīgai politikai ir nepieciešams priekšlaicīgi novērtēt iespējamo attīstības dinamiku, nosakot kontrolējamus parametrus un to skaitlisko vērtību diapazonus, lai atbalsta sistēma būtu vadāma.



4.3. attēls. Dinamikas hipotēze – cēloņsakarību diagramma (CLD) biogāzes koģenerācijas staciju atbalsta sistēmas sistēmdinamikas modeļa izveidošanai.

4.3. Modeļa formulēšana un imitācijas aprēķini

Sākotnējā modeļa izveidē izmantoti Ekonomikas ministrijas, Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisijas (SPRK) un statistikas dati, kā arī aprēķinu rezultāti par biogāzes CHP saražoto elektroenerģijas apjomu un vidējo uzstādīto ražošanas jaudu. Tika izmantoti arī normatīvajos aktos noteiktie un literatūrā pieejamie dati par ražotnes būvniecībai nepieciešamo laiku, atļauju izsniegšanas un saņemšanas kārtību [65, 82, 83, 119–124, 128–130] u. c. Sākotnējais modelis ietver divas savstarpēji saistītas sistēmas – biogāzes koģenerācijas staciju elektriskās jaudas ražošanas atļauju piešķiršanas sistēmu (skat. 4.4.attēlu) un elektrisko jaudu aprites (t. i., būvniecības, ekspluatācijas un darbības pārtraukšanas) sistēmu (skat. 4.5.attēlu).



4.4. attēls. Biogāzes koģenerācijas staciju elektriskās jaudas ražošanas atļauju¹ piešķiršanas sistēma.

¹ Tiesības pārdot saražoto elektroenerģiju obligātā iepirkuma ietvaros un tiesības saņemt garantētu maksu par stacijā uzstādīto elektrisko jaudu

Atļauju piešķiršanas sistēmu biogāzes koģenerācijas stacijām veido krājums – "Piešķirtās atļaujas" (skat. 4.4.attēlu), kā arī viena ieejošā un divas izejošās plūsmas:

$$PA(t) = \int_{t_0}^t [AP(s) - AA(s) - IAI(s)] ds + PA(t_0), \quad (4.1.)$$

kur PA – piešķirtās atļaujas, m^3/h ;
 AP – atļauju piešķiršana, m^3/h gadā;
 AA – atļauju anulēšana, m^3/h gadā;
 IAI – ikgadējās atļaujas ar investīcijām, m^3/h gadā.

$$AP = NN \times PA, \quad (4.2.)$$

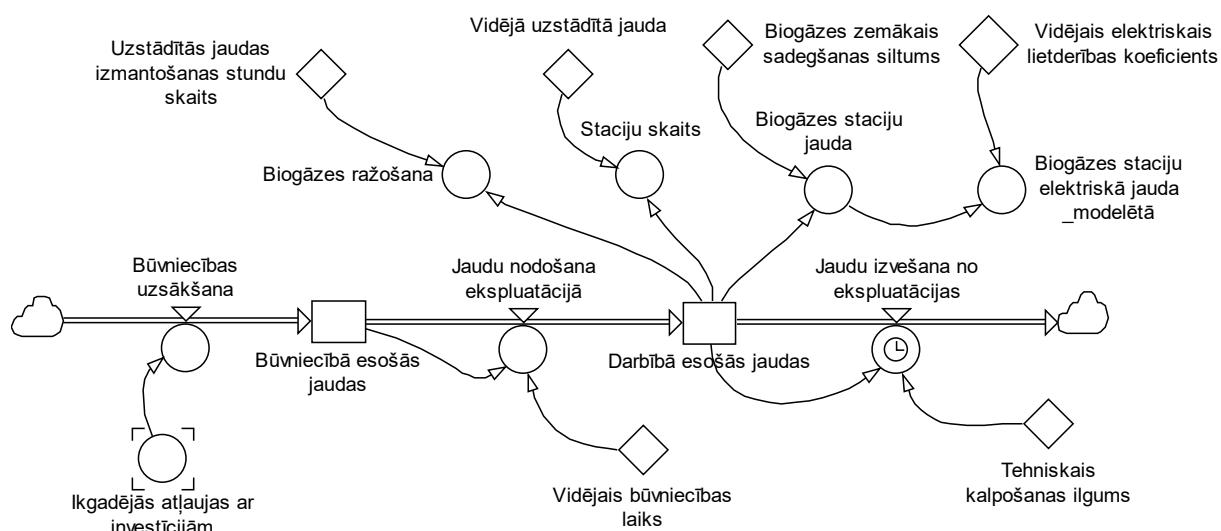
kur NN – nozares neapmierinātības efekts uz piešķiršanas tempu.

$$IAI = \text{MIN}(PA \times VI; PA), \quad (4.3.)$$

kur VI – vēlme investēt.

$$AA = \text{MIN}(PA \times (1 - VI)/IAL; PA), \quad (4.4.)$$

kur IAL – investīcijām atļautais laiks.



4.5. attēls. Biogāzes koģenerācijas staciju elektrisko jaudu 'aprites' sistēma.

Krājums raksturo, cik daudz atļaujas ir piešķirtas. Ieejošā plūsma nosaka, cik daudz jaunu atļauju tiek piešķirts noteiktā laika periodā – viena gada laikā (4.2.), izejošās plūsmas nosaka, cik daudz no piešķirtajām ikgadējām atļaujām tiek realizētas ar investīcijām (4.3.) un cik daudz atļaujas tiek anulētas, ja divu gadu laikā, kas bija investīcijām atļautais laiks, netika uzsākta ražotnes būvniecība (4.4.). Ieejošo plūsmu "Atļauju piešķiršana" ietekmē elektroenerģiju izmantojošo nozaru pārstāvju neapmierinātība: pirmos gadus, kamēr nozares pārstāvjiem nebija uzlikts pārāk liels obligātā iepirkuma izmaksu un subsidētās elektroenerģijas

nodokļa slogs, ražošanas atļaujas piešķiršanas ātrums pakāpeniski un samērā strauji pieauga (vēsturiski Latvijā pirmo piecu gadu laikā izsniegto atļauju skaits bija gandrīz pieckāršojies). Bet, tiklīdz neapmierinātība sasniedza kritisko robežu, ražošanas atļauju piešķiršana, saskaņā ar Latvijas valdības rīcību, tika pēkšņi un pilnībā pārtraukta. Abas izejošās plūsmas nosaka pieņēmums par vēlmi investēt, kas pirmajos nozares attīstības gados strauji palielinājās, bet līdz ar brīdi, kad tika pārtraukta ražošanas atļauju izsniegšana, vēlme investēt ievērojami samazinājās.

Biogāzes koģenerācijas staciju elektrisko jaudu ‘aprites’ sistēmu veido divi krājumi (skat. 4.5.attēlu). Krājumu "Būvniecībā esošās jaudas" ietekmē viena ieejošā un viena izejošā plūsma:

$$BEJ(t) = \int_{t_0}^t [BU(s) - JNE(ts)] ds + BEJ(t_0), \quad (4.5.)$$

kur BEJ – būvniecībā esošās jaudas, m^3/h ;
 BU – būvniecības uzsākšana, m^3/h gadā;
 JNE – jaudu nodošana ekspluatācijā, m^3/h gadā.

Arī krājumu "Darbībā esošās jaudas ar atbalstu" ietekmē viena ieejošā un viena izejošā plūsma:

$$DEJ(t) = \int_{t_0}^t [JNE(s) - JIE(s)] ds + DEJ(t_0), \quad (4.6.)$$

kur DEJ – darbībā esošās jaudas, m^3/h ;
 JIE – jaudu izvešana no ekspluatācijas, m^3/h gadā.

$$JNE = BEJ/VBL, \quad (4.7.)$$

kur VBL – izvērtējot publiski pieejamo informāciju par ekspluatācijā nodotajām ražotnēm Latvijā, vidējais būvniecības laiks ir pieņemts 1,5 gadi.

$$JIE = IF(TIME > 10; DEJ/TKI; 0), \quad (4.8.)$$

kur TKI – tehniskais kalpošanas ilgums, pieņemts 10 gadu.

Plūsmu "Būvniecībā uzsākšana" nosaka plūsma "Ikgadējās atļaujas ar investīcijām". Savukārt plūsmu "Jaudu nodošana ekspluatācijā" nosaka konstante ‘vidējais būvniecības laiks’ (4.7.). Kad ir beidzies atbalsta izmaksu periods (Latvijā 10 gadus ir tiesības pārdot saražoto elektroenerģiju obligātā iepirkuma ietvaros un tiesības saņemt garantētu maksu par stacijā uzstādīto elektrisko jaudu), jaudas tiek izvestas no ekspluatācijas (4.8.).

Lai ar sākotnējo modeli veiktu imitācijas aprēķinus, izmantojot publiski pieejamu informāciju un konsultējoties ar nozares pārstāvjiem:

- pieņemts, ka uzstādītās jaudas izmantošanas stundu skaits ir 5000 h gadā;
- aprēķināts, ka vidējā uzstādītā jauda ir 549 m^3/h (par pamatu ņemta biogāzes ražošanas jauda un pārrēķins uz elektrisko jaudu ir veikts, aprēķinot saražoto elektroenerģijas apjomu);
- biogāzes zemākais sadegšanas siltums ir 5,6 MWh/1000 m^3 un
- vidējais elektriskais lietderības koeficients ir 32 %.

Imitācijas aprēķinu rezultāti parāda, ka 2015. gadā 58 biogāzes ražotnes saražoja 158,4 milj.m³ biogāzes un elektriskā jauda bija 56,5 MW (skat. 4.6. attēlu), kas gandrīz atbilst faktiskajiem datiem.

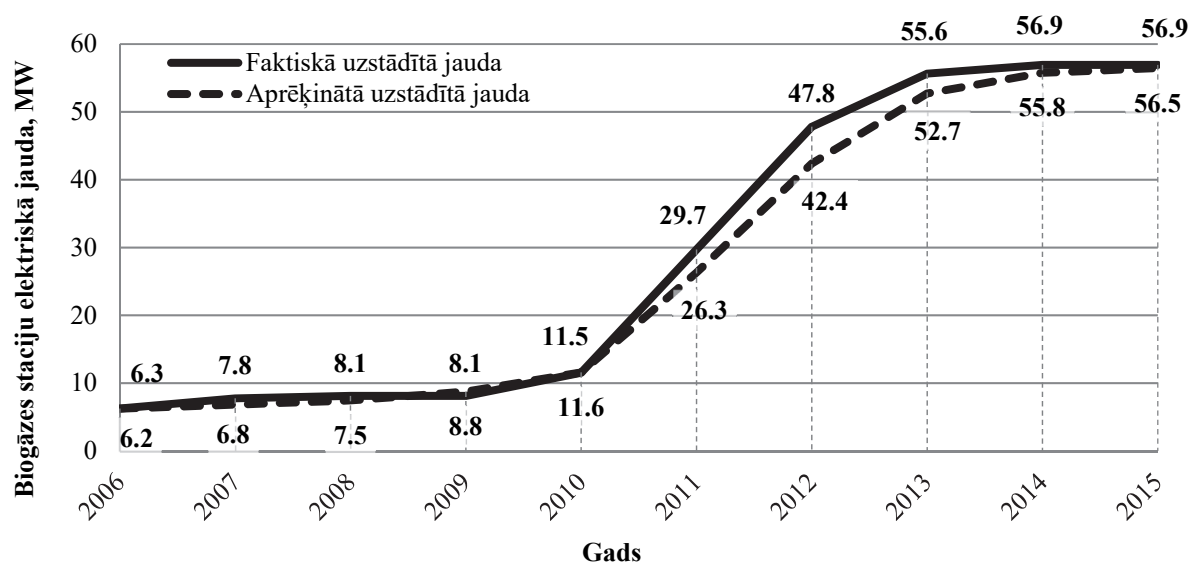
4.4. Modeļa validācija

Biogāzes koģenerācijas staciju atbalsta sistēmas sistēmdinamikas modeļa validācija veikta, izmantojot dažādus literatūrā aprakstītus testus [131].

Saskaņā ar teoriju, sistēmas uzvedību nosaka tās struktūra [131], tāpēc sākumā veikta izstrādātā modeļa struktūras atbilstības pārbaude. Ņemot vērā, ka modeļa izstrādes laikā notika konsultācijas gan ar enerģētikas nozares pārstāvjiem, gan ar sistēmdinamikas modelēšanas ekspertiem, turklāt modeļa parametru vērtības ir salīdzinātas un pamatotas ar ekspertu pieredzi vai literatūras avotos atrodamo informāciju, var uzskatīt, ka modelī iekļautie pieņēmumi par sistēmas darbību pareizi raksturo reālās sistēmas uzbūvi un skaitliskās parametru vērtības ir pamatotas un atbilst reālās sistēmas vērtībām ticamības robežās. Modeļa parametru vērtības ir pārbaudītas tiešā ceļā, salīdzinot ar vēsturiskajiem datiem. Modelis tika validēts, izmantojot vēsturiskos datus par biogāzes koģenerācijas staciju uzstādītās elektriskās jaudas pieauguma dinamiku Latvijā no 2006. līdz 2015. gadam. Vēsturiskie dati iegūti no LR Ekonomikas ministrijas un Centrālā statistikas biroja reģistriem [120].

Modeļa uzvedības attēlojuma tests un validācija ar vēsturiskajiem datiem parādīja, ka modelis pietiekami precīzi spēj reproducēt vēsturisko biogāzes koģenerācijas staciju attīstību Latvijā (skat. 4.6. attēlu), arī parādot, kādas ir sagaidāmās tendences nākotnē (skat. 4.2. attēlu), ja netiks atjaunota ražošanas atļauju izsniegšana vai netiks ieviests cits piemērots atbalsta mehānisms.

Rezultāti liecina, ka galvenie parametri, kas ietekmē atbalsta mehānisma stabilitāti, ir atgriezeniskās saites, kas saista piešķirto atļauju skaitu un kopējo atbalsta maksājumu obligātā iepirkuma ietvaros, kā arī vēlme investēt ražotņu izveidē. Modeļa rezultātu atbilstība vēsturiskajiem datiem apstiprināja pārliecību, ka izveidotā modeļa struktūra un uzvedība atbilst reālajai vēsturiskajai situācijai Latvijā un ka modeļa rezultāti ir stabili, bez svārstībām. Līdz ar to šis sākotnējais modelis, saglabājot tā pamatstruktūru (kas ataino reālās sistēmas uzvedību), tika izmantots biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma analīzes modeļa veidošanai.



4.6. attēls. Faktisko (līdz 2015. gadam) un aprēķināto biogāzes koģenerācijas staciju kopējo uzstādīto elektrisko jaudu salīdzinājums.

Lai novērtētu modeļa atbilstību tā veidošanas mērķim, veikts robežu atbilstības tests. Izveidotā sākotnējā modeļa mērķis bija pēc iespējas labāk raksturot vēsturisko biogāzes nozares attīstību Latvijā, lai pēc tam modeli varētu izmantot biometāna piegādes (ražošanas un ievades dabasgāzes tīklā) atbalsta mehānisma izveidē. Tiek izvirzīta hipotēze, ka biogāzes nozares attīstība Latvijā ir tieši atkarīga no uzņēmēju vēlmes investēt ražotņu izveidē. Ņemot vērā, ka atjaunojamo energoresursu ražošanas izmaksas šobrīd nespēj konkurēt ar dabasgāzes cenu, uzņēmēju vēlmi investēt nozares attīstībā tieši ietekmē uzticība valstī pieņemtajam atbalsta mehānismam, kas savukārt atkarīgs no atbalsta stabilitātes un ilgtspējas. Pārbaudot modeli, var secināt, ka vēlme investēt modelī ir atgriezeniski saistīta un secīgi ietekmē galvenos parametrus – būvniecībā un darbībā esošās jaudas, kā arī saražoto biogāzes apjomu, apstiprinot iepriekš izvirzīto hipotēzi.

Ar ekstrēmu apstākļu, ekstrēmas politikas testa palīdzību novērtēta modeļa spēja pareizi funkcionēt galējos apstākļos. Tas ir nozīmīgs tests modeļa struktūras atbilstības novērtēšanā. Šā testa veikšanai pieņemts, ka uzņēmējiem nav vēlmes investēt jaunu ražotņu attīstībā (parametra vērtība ir 0). Ja nav vēlmes investēt, tad netiek izsniegtas būvniecības atļaujas, līdz ar to nenotiek arī jaunu jaudu būvniecība un nodošana ekspluatācijā, ražotņu skaits nepalielinās un nozares nonāk stagnācijas stāvoklī. Līdz ar to var secināt, ka modeļa uzvedība ir atbilstoša šādiem apstākļiem.

4.5. Politikas veidošana un verifikācija

Dinamiskas problēmas ar sistēmdinamikas modeļu palīdzību var risināt, regulējot plūsmas, un tādējādi radot izmaiņas krājumos. Dažādu risinājumu kopums, ar kuru palīdzību tiek regulētas plūsmas, sistēmdinamikā sauc par politiku. Informāciju, kas nepieciešama risinājumu īstenošanai, nodrošina krājumu esošās vērtības. Un politika ir ietverta cēloņsakarību cilpās, kas tiek veidotas starp plūsmām un krājumiem. Mainot vai labojot noteikumus, kas regulē plūsmas, veidojot jaunas cēloņsakarību cilpas, tiek veidota jauna politika. Lai izveidotu jaunu politiku, ir jāmaina parametri, kas ietekmē plūsmas un līdz ar to arī krājumus [131]. Saskaņā ar *D. Medouzas* piedāvāto divpadsmit parametru skalu [132], izstrādātais biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma modelis atbilst sociālā tipa sviras trešajam parametram – sistēmas mērķis. Sociālā tipa sviras spēj mainīt gan sistēmas noteikumus, gan mērķus, t. i., var mainīt gan to, ko sistēma cenšas sasniegt, gan veidu kādā tas tiek sasniegts, gan radot jaunu, gan novēršot esošo spiedienu uz pašu sistēmu. Sistēmas noteikumus parasti definē, ņemot vērā sistēmas mērķi, kurš, ja to maina, var būtiski ietekmēt sistēmas informatīvo un fizisko struktūru – mainās gan parametri, gan atgriezeniskās cilpas, informācija un sistēmas organizācija. Sistēmas mērķa izmaiņas var ietekmēt arī tās pārvaldības veidu, piemēram, vai valsts vai uzņēmums ir demokrātisks un augšupvērst, vai autokrātisks un lejupvērst.

Izmantojot pastāvošā biogāzes atbalsta mehānisma (sākotnējo) modeli, tiek piedāvāta jauna atbalsta mehānisma (politikas) koncepcija, t. i., mainot pastāvošās sistēmas (politikas) noteikumus un mērķus, tiek piedāvāts nākotnē atbalstu biogāzes koģenerācijas stacijas saražotajai elektroenerģijai aizstāt ar atbalstu biometāna ražošanai un ievadīšanai dabasgāzes tīklā.

Biometānu uzskata par vienu no vērtīgākajiem atjaunojamajiem dabasgāzes aizvietotājiem. Tas, atšķirībā no saules un vēja enerģijas, ir labi pārvaldāms enerģijas avots un nav atkarīgs no sezonālītātes. Ja tiek attīstīta biogāzes nozare un tiek veiktas investīcijas biogāzes attīrīšanas un infrastruktūras izveidē, biometānu var ievadīt tieši dabasgāzes tīklā, uzglabāt, izplatīt un lietot tāpat kā dabasgāzi. Tomēr galvenie šķēršļi biometāna nozares attīstīšanai Latvijā ir tas, ka nav tiesiskā regulējuma biometāna ievadīšanai dabasgāzes tīklā, kā arī tas, ka šobrīd ir pārtraukts atbalsts jaunām biogāzes ražotnēm, līdz ar to izraisot nozares stagnāciju.

4.5.1. Atjaunojamo energoresursu atbalsta mehānismi Eiropā

Interese par iespēju biogāzi attīrīt līdz dabasgāzes kvalitātei (iegūt biometānu) un ievadīt to dabasgāzes tīklā, izraisa arvien lielāku politikas veidotāju interesi Lielbritānijā, Nīderlandē un Vācijā, kā arī gāzes industrijas pārstāvju vidū. Vislielāko nedrošību šajā nozarē rada biomasas cena un pieejamība, līdz ar to biomasas nepieciešamība vēl vienā nozarē varētu izsaukt cenu celšanos. Pieaugot biomasas pieprasījumam un ceļoties cenām, lauksaimnieki varētu būt vairāk ieinteresēti lauksaimniecības kultūru vietā audzēt enerģētiskās kultūras. Turklāt ir jāizvērtē arī biomasas ražošanas ilgtspēja – ietekme uz ekosistēmām un zemju atmežošanas radītā ietekme. Ņemot vērā, ka biometāna rūpniecība joprojām ir lielā mērā atkarīga no subsīdijām, Oksfordas institūta pētījumā ir atzīts, ka ļoti liela nozīme ir stabilam likumdošanas ietvaram ar pietiekamu finansiālu atbalstu [70]. Par biometāna izmantošanu Eiropas Savienības līmenī vienotas nostājas nav, tomēr Nīderlande un Vācija jau ir definējusi speciālus mērķus biometāna attīrīšanai un ievadei dabasgāzes tīklā.

Eiropas Vides aģentūra ir aplēsusi, ka līdz 2020. gadam Eiropas Savienībā nekaitējot videi būtu pieejami aptuveni 235 miljonu tonnas naftas ekvivalenta (Mtoe) biomasas gadā, kas varētu pieaugt līdz pat 295 Mtoe 2030. gadā. Tiek paredzēts, ka pieejamās biomasas apjoms palielināsies paaugstinoties pieejamo zemes platību potenciālam, pateicoties augstākai ražībai un enerģijas cenām. Tiek prognozēts arī, ka nākotnē Eiropā pieaugs enerģētisko kultūru nozīme bioenerģijas rūpniecībā. Galvenie biomasas avoti būtu lauksaimniecība (95 Mtoe) un atkritumu saimniecība (100 Mtoe). Kopējais ES primārās enerģijas patēriņš 2010. gadā bija 1,760 Mtoe un ir paredzams, ka 2030. gadā tas būs 1,724 Mtoe. 2010. gadā saražotās biogāzes apjoms bija 10,9 Mtoe. Eiropas biomasas organizācija (*AEBIOM*) ir aprēķinājusi, ka 2020. gadā saražos aptuveni 39,5 Mtoe, kas atbilst aptuveni 10 % no Eiropas Savienības dabasgāzes patēriņa. [70]

Oksfordas institūta publicētajā pētījumā [70] ir salīdzinātas 3 ražotnes – divās no bioatkritumiem, notekūdeņu dūņām (ražošanas jauda ir 760 kW_e) un no biomasas (500 kW_e) ražo elektroenerģiju, bet trešajā, kuras jauda ir 500 m³/h, no biomasas ražo biometānu. Trešās – biometāna ražotnes kopējās ekspluatācijas izmaksas ir aprēķinātas 8,13 eiro-centi/kWh. Biogāzes ražošanas izmaksas ir aptuveni 5,7 eiro-centi/kWh, kas ir mazliet zemākas nekā Vācijas Enerģijas aģentūras aprēķinātās izmaksas ražotnei, kura izmanto kūtsmēsli un skābbarības izejvielas, ar 500 m³/h ražošanas jaudu (6,05 eiro-centi/kWh). Biogāzes ražošanas izmaksas veido 68 % no kopējām biometāna ražošanas un pārdošanas izmaksām, biogāzes attīrīšana – 22 %, pieslēgums tīklam, tīkla izmantošanas maksa un izmaksas, kas saistītas ar pārdošanu, – 3 % katrs un administrācijas izmaksas 1 % no kopējām izmaksām. Ir norādīts, ka visu trīs ražotņu gadījumā ievērojama nozīme ir subsīdijām un, šādā aspektā vērtējot, biometāna ražotne tiek atzīta par ekonomiski spēcīgāko alternatīvu [70]. Līdzīgi kā šajā pētījumā [97], arī Oksfordas institūta pētījumā ir atzīts, ka viszemākās izmaksas var nodrošināt centralizēta biogāzes attīrīšana, tas ir, vairākus biogāzes ražotājus piesaistot vienai attīrīšanas iekārtai. Atkarībā no ražotnes jaudas, biogāzes ražošanas izmaksas ir 5–6 eiro-centi/kWh, biogāzes attīrīšanas izmaksas ir 1,4–2,3 eiro-centi/kWh robežās, pieslēgums dabasgāzes tīklam ir 0,1–0,3 eiro-centi/kWh robežās. Jo lielāka ražotnes jauda, jo izmaksas ir zemākas [70]. Šajā pētījumā ir arī atzīts, ka gazifikācija, kuras rezultātā iegūst tā saucamo biosintētisko dabasgāzi, vēl nav finansiāli dzīvotspējīga tehnoloģija, bet ir laba biometāna ražošanas perspektīva [70].

Eiropā 2012. gadā biometānu pārsvarā ieguva no enerģētiskajām kultūrām (71 %) un kūtsmēsliem (12 %), dažās valstīs (Zviedrijā, Austrijā, Dānijā, Ungārijā) no notekūdeņu dūņām un bioloģiskajiem atkritumiem (Somijā, Francijā, Austrijā, Šveicē un Spānijā) [65]. 2012. gadā 77 % no saražotā biometāna tika ievadīts dabasgāzes tīklā. Saskaņā ar Eiropas biogāzes asociācijas datiem, apmēram pusi no saražotā biometāna izmanto kā transporta degvielu (Francijā, Ungārijā, Itālijā, Nīderlandē, Zviedrijā un Lielbritānijā), bet pārējo izmanto elektroenerģijas un siltuma ražošanai [65].

Nemot vērā, ka biogāzes ražotnes pārsvarā ir izvietotas lauku apvidos, tām nav nodrošināta lietderīga siltuma izmantošanas iespēja, un līdz ar to vairumam esošo biogāzes ražotņu ir iespēja veikt optimizāciju un uzlabot energoefektivitāti [64]. Vislielāko SEG emisiju samazinājumu rada biogāzes ražošana no kūtsmēsliem, jo tādējādi tiek novērsta metāna un slāpekļa oksīda nonākšana atmosfērā. Tāpēc pastāv uzskats, ka šāda veida lauksaimniecības atkritumu apstrādei būtu jāsaņem vislielākais politiskais atbalsts [64]. Novērtējot biometāna ietekmes uz vidi faktorus, ir svarīgi zināt, kurš energoresurss tiks aizstāts ar biometānu. Līdz ar to ir ļoti būtiski analizēt nacionālo situāciju un biometānu izmantot, aizstājot kurināmo, kas rada vislielāko ietekmi uz vidi [64]. Ievadot dabasgāzes tīklā, biometāns aizstāj fosilo kurināmo, vienlaikus palielinot arī valsts energoapgādes drošību [64]. Neskatoties uz to, ka biometāna tirgus cena, salīdzinot ar dabasgāzes cenu, ir augstāka, biometāna ražošanai ir augsta vietējā pievienotā vērtība, jo tiek atbalstīta reģionālā lauksaimniecības nozare, palielinās pašvaldību nodokļu ieņēmumi, biometāna ražotnē tiek nodarbināts vietējais darbaspēks [64]. Saskaņā ar Eiropas biogāzes asociācijas datiem, atjaunojamās enerģijas rūpniecībā tiek nodarbināti aptuveni 4 % Eiropas darbaspējīgo iedzīvotāju. Kaut arī tas nav ievērojams skaits, tomēr tam ir ārkārtīgi liela nozīme īpaši lauku apvidos [65].

Lai nodrošinātu vienmērīgu un drošu gāzes tīkla un tam pievienoto iekārtu darbību, biometānam ir jāatbilst noteiktiem kritērijiem. Bet šie kritēriji dažādās valstīs un pat vienas valsts robežās starp atsevišķiem tīkla sektoriem atšķiras [64]. Tāpēc 2011. gadā Eiropas Komisija uzdeva Eiropas standartizācijas komisijai izstrādāt vienotu biometāna kvalitātes standartu (CEN TC 408) [64]. No likumdošanas viedokļa biometāna izplatīšana un pieejamība izskatās cerīga, jo ir izdota ES direktīva par alternatīvo degvielu infrastruktūras ieviešanu [133].

Biogāzes industrija jau vēsturiski 'zaļo' elektroenerģiju ir uzskatījusi par galveno galaproduktu un gandrīz visas ES valstīs ieviestās atbalsta sistēmas deva priekšroku lokāli ražotajai elektroenerģijai, nevis biogāzes attīrīšanai līdz biometāna kvalitātei [60]. Viens no veidiem, kā mainīt šādu attieksmi, ir panākt, ka valstiskā līmenī 'zaļā gāze' tiek uztverta tieši tāpat kā 'zaļā elektrība'. Kaut arī biometāna ražotnes daudzās valstīs nespēj un nespēs pilnībā nodrošināt dabasgāzes patēriņu, biometāna ražošana un ievadīšana tīklā ir visperspektīvākais atjaunojamās enerģijas uzglabāšanas un lietošanas-pēc-vajadzības veids [60].

Eiropas Parlamenta un Padomes direktīvā 2009/28/EK par atjaunojamo energoresursu izmantošanas veicināšanu teikts, ka "izmaksām, kas rodas, lai jaunus ražotājus, kas ražo elektroenerģiju un gāzi no atjaunojamajiem energoresursiem, iekļautu elektroapgādes un gāzes tīklos, vajadzētu būt objektīvām, atklātām un nediskriminējošām, un pienācīgi būtu jāņem vērā ieguvums, ko elektroapgādes un gāzes tīkliem dod tajā iekļautie ražotāji, kas ražo elektroenerģiju no atjaunojamajiem energoresursiem, un vietējie ražotāji, kuri ražo gāzi no atjaunojamajiem energoresursiem" [134]. Galvenais konkurents biometāna ražošanai un ievadīšanai tīklā ir biogāzes tiešā izmantošana CHP stacijās [135]. Galvenais traucēklis, kas ierobežo biometāna iekļauvi gāzes tirgū, ir tā augstās ražošanas izmaksas [135]. Līdz ar to, lai sekmētu biometāna izmantošanu, ir nepieciešami atbilstoši atbalsta instrumenti, jānodrošina stabila, investīcijām piemērota vide un jābūt skaidrai nacionālai stratēģijai attiecībā uz biometāna ražošanu un izmantošanu.

2013. gada vidū biometānu ražoja 14 Eiropas valstīs un 11 valstīs (Austrijā, Dānijā, Francijā, Lielbritānijā, Luksemburgā, Nīderlandē, Norvēģijā, Somijā, Šveicē, Vācijā, Zviedrijā) to ievada dabasgāzes tīklā [60]. Kaut arī dabasgāzes tīklā ievadītā biometāna apjoms arvien pieaug, īpaši Vācijā, Nīderlandē un Zviedrijā, tomēr valsts atbalstam vēl aizvien šajā nozarē ir būtiska loma. Izplatītākais atjaunojamo energoresursu atbalsta veids ir paaugstināta elektroenerģijas iepirkuma cena jeb tā saucamais *feed-in* tarifs (FIT). Tomēr Eiropas Komisija vēlas panākt, ka FIT vietā tiek ieviesta piemaksa pie iepirktās elektroenerģijas cenas jeb tā saucamā *feed-in* piemaksa (FIP) vai kāda cita atbalsta sistēma, kas mudinātu ražotājus sekot līdzīgi tirgus attīstībai [65]. Saskaņā ar Eiropas biogāzes asociācijas datiem, piecas valstis, kurās

ir visaugstākais FIT, ir Šveice (328 €/MWh), Itālija (280 €/MWh), Grieķija (253 €/MWh), Latvija (251 €/MWh) un Vācija (250 €/MWh) [65]. Jāpiebilst, ka kopš 2012. gada vidus Latvijā vairs neizsniedz atļaujas atjaunojamās enerģijas, tajā skaitā biogāzes ražotņu, jaudu palielināšanai vai jaunu jaudu ieviešanai [65]. Un kopš 2014. gada atjaunojamās enerģijas ražotāji ir aplikti ar 5 % vai 10 % subsidētās enerģijas nodokli [65].

Nemot vērā, ka Eiropā darbojas vairāk nekā 300 biometāna ražotnes, var uzskatīt, ka biogāzes attīrīšanas tehnoloģija ir nobriedusi un sevi pierādījusi, un līdz ar to tehnoloģiju vairs nevar uzskatīt par ierobežojošu faktoru [64]. Jaunākos pētījumā ir norādīts, ka Austrijā darbojas 11 biometāna ražotnes, no kurām 8 ir pieslēgtas dabasgāzes tīklam, Francijā 4 (biometānu dabasgāzes tīklā ievada 2 ražotnes), Vācijā 154 (118), Nīderlandē 23 (19), Lielbritānijā 50 (50), Zviedrijā 54 (11), Šveicē 17 (15), Dānijā 3 (1), Somijā 5 (2), Luksemburgā 3 (3), Itālijā 2, Ungārijā un Spānijā pa 1 stacijai katrā [64, 65, 136, 137]. Biometāna ievadīšana dabasgāzes tīklā tiek uzskatīta par visdzīvotspējīgāko alternatīvu ar vislielāko dabasgāzes aizstāšanas potenciālu, īpaši valstīs ar labi attīstītu infrastruktūru, piemēram, Lielbritānijā, Nīderlandē un Vācijā. [70]. Arī Latvijā ir labi attīstīta dabasgāzes infrastruktūra, kuru varētu izmantot biometāna transportēšanai. Savukārt biometānam, ja to izmanto transporta sektorā, ir samērā ierobežota ietekme uz dabasgāzes tirgu tirgus mazā apjoma dēļ.

Tā kā biometāns cenas ziņā nespēj konkurēt ar dabasgāzi, valstis izmanto dažādas atbalsta sistēmas. Pārsvārā tās ir FIT, investīciju atbalsti, kvotu sistēmas vai nodokļu atvieglojumi. Jāņem vērā, ka biometāna ražotnes projekti ir laikietilpīgi – ir nepieciešami mēneši, reizēm pat gadi, lai attīstītu un realizētu projektu, tāpēc nepieciešama stabila un ilgtermiņa atbalsta sistēma. Vācijas piemērs parāda, ka pat valstīs ar stabilu juridisko sistēmu, ir nepieciešami aptuveni 32 mēneši no biometāna ražotnes plānošanas līdz nodošanai ekspluatācijā. Visvairāk laika tiek tērēts pārrunām par pieslēgumu tīklam un pieslēguma izveidošanai [64]. Ražotnes plānošanas posmā ir svarīgi, lai nebūtu liekas aizkavēšanās ar atļaujas saņemšanu un visi turpmākie darbi varētu noritēt saskaņā ar laika grafiku. Tāpēc valstu valdībām iesaka izstrādāt vadlīnijas, kas palīdzētu atvieglot atļauju saņemšanas procesu un pēc iespējas samazinātu riskus šajā projekta stadijā. Biometāna ražotnes projekta visvairīgākais posms ir pieslēgums tīklam. Tāpēc tīkla administratoram ir skaidri jādeklarē visu iesaistīto pušu tiesības un pienākumi [64].

Trīs valstīs, kuras ir priekšgājējas biometāna ražošanas nozarē, – Zviedrijā, Vācijā un Nīderlandē – ir ieviestas dažādas atbalsta sistēmas.

Zviedrijā biometānu galvenokārt izmanto transporta sektorā un šajā aspektā valsts ieņem vadošo lomu pasaulē. Galvenais šīs valsts biometāna ražošanas dzinulis ir transporta sektorā nospraustais atjaunojamo resursu izmantošanas mērķis – panākt, ka līdz 2030. gadam Zviedrijā vairs netiek izmantoti transportlīdzekļi, kuriem nepieciešams fosilais kurināmais. Biometāna patēriņš Zviedrijā ir audzis samērā strauji – jau 2006. gadā biometāna patēriņš bija tāds pats kā dabasgāzes patēriņš, un kopš tā laika biometāna patēriņš pārsniedz dabasgāzes patēriņu. 2010. gadā Zviedrijā darbojās 47 biogāzes attīrīšanas stacijas, ko kurām 7 bija pieslēgtas dabasgāzes tīklam [70]. Nemot vērā Zviedrijas maz attīstīto nacionālo dabasgāzes infrastruktūru, biometāna ražotnes un uzpildes stacijas pārsvarā tiek izvietotas autoparku tuvumā. Tas ir panākts, nodrošinot labvēlīgus apstākļus, piemēram, bezmaksas autostāvvietas un nodokļu atlaides transportlīdzekļiem, kas izmanto biometānu, un paaugstinot nodokļus fosilajam kurināmajam. Liela nozīme ir arī publiskajiem iepirkumiem, kuros priekšroka tiek dota tehnoloģijām, kuras izmanto atjaunojamās energoresursus [135, 138].

Zviedrijā ir izveidotas investīciju atbalsta programmas pašvaldībām un individuālajām saimniecībām, īpašs atbalsts tiek piešķirts saimniecībām, kurās biogāzi ražo no kūtsmēsliem. Valstī ir ieviestas arī dažādas atbalsta sistēmas, kas paredzētas biometāna izmantošanai tieši transporta sektorā: dažādi atbalsti uzpildes stacijām, piecu gadu atbrīvojums no transporta nodokļa maksas, par 40 % samazināts ienākuma nodoklis uzņēmumiem ar vidi saudzējošu auto

parku, taksometru pakalpojumu firmas, izmantojot šādu auto parku, var vieglāk uzvarēt iepirkumos un iegūst tiesības lidostas taksometru stāvvietās būt pirmās rindā. Kā arī jebkurš biometāna izmantošanas veids tiek atbrīvots gan no CO₂ nodokļa, gan no enerģijas nodokļa [63].

Vācijā biogāzi ražo jau kopš 1930. gada, un biometānu tīklā ievada kopš 2006. gada [139]. Vācija ir spējusi ieviest labvēlīgus apstākļus un panākt strauju biometāna ražošanas sektora attīstību. Vācijā ir vairāk nekā 7,000 biogāzes staciju un ir vērojams straujš attīrīšanas iekārtu ieviešanas kāpums (no 15 attīrīšanas iekārtām 2008. gadā līdz vairāk nekā 160 attīrīšanas iekārtām 2012. gadā) [70]. Vācija ir vadošā valsts Eiropā ar vislielāko ražotņu skaitu (116 stacijas 2013. gadā), kuras biometānu ievada tīklā [135]. Ņemot vērā, ka <30 % Vācijas biogāzes ražotņu lietderīgi izmantoja visu siltumu, biometāna ievadīšanu tīklā uzskata par labu pieeju šā rādītāja uzlabošanai, tomēr to traucēja nepilnības likumdošanā [140]. Sektora attīstību sekmēja atlaides pieslēguma izveidošanas un biometāna transportēšanas izmaksām un galvenokārt ieviestais FIT (Vācijā EEG atbalsta sistēmu ieviesa 2000. gadā; tā aizstāja 1991. gadā īstenoto pirmo atbalsta sistēmu atjaunojamajai elektroenerģijai [139]), kuru ražotājs saņem 20 gadu garumā (tas katru gadu tiek samazināts par 2 %) [135, 141]. FIT Vācijā ir atkarīgs no ražotnes jaudas (tas ir 6–14,3 € centu/kWh robežās), izmantotā biomasas veida (bet biometāna zudumi nedrīkst pārsniegt 0,2 % [142]), turklāt ražotājs saņem papildatlīdzību par gāzes ievadīšanu tīklā (3-2-1-0 € centu/kWh atkarībā no biogāzes attīrīšanas iekārtu jaudas). Tīkla operatoram (Vācijā dabasgāzes tīkls ir vairāk nekā 440,000 km [139]) ir uzdots segt 75 % no visām kapitālizmaksām, ieskaitot cauruļvadus 10 km garumā. Tīkla operators ir atbildīgs par pieslēguma izveidi, bet ražotājs drīkst izvēlēties pieslēguma vietu, un uzturēšanas un ekspluatācijas izmaksām. Un tomēr, izmaksas nedrīkst pārsniegt 250,000 eiro [135, 142]. Pieslēgums tīklam ir jārealizē 18 mēnešu laikā [142].

Vācijā bankas, kas finansē AER projektus, iegūst priekšrocības refinansēšanas programmā. Ņemot vērā, ka pieslēgums tīklam ir identificēts kā ‘vājamais punkts’, Vācijā ir izdots rīkojums par pieslēgumu gāzes tīklam, kas ar dažādiem paņēmieniem stiprina biometāna ražotāju pozīcijas, atvieglojot pieslēguma izveidošanu biometāna transportēšanai. Tāpat Vācijā darbojas FIT elektrībai, kas no biogāzes ražota CHP, ir ieviestas biodegvielas kvotas, kas attiecas arī uz autotransportā izmantoto biometānu, kvotas siltumam, kas ražots no biometāna, kā arī pastāv enerģijas nodokļa atvieglojumi biometāna izmantošanas gadījumā [63].

Nīderlande ir nozīmīga dabasgāzes ieguves un eksportētājvalsts. Tajā pašā laikā Nīderlande ir atkarīga no naftas un ogļu importa. Elektroenerģija Nīderlandē galvenokārt tiek ražota, izmantojot gāzi un ogles. Nīderlandes energoapgādē pieaug atjaunojamo energoresursu loma, un ir uzstādīts ievērojams daudzums vēja elektrostaciju. Valsts ir nospraudusi mērķi, ka līdz 2020. gadam 14 % no enerģijas gala patēriņa ir jānodrošina ar AER. 2003. gadā Nīderlandē ieviesa FIT atbalsta mehānismu – fiksēta maksa par katru saražoto kWh, ko enerģijas ražotājs saņem 10 gadu garumā. 2006. gadā šī atbalsta sistēma tika pārtraukta un līdz ar to beidzās arī atjaunojamās enerģijas sektora attīstība valstī. 2007. gadā atbalsta sistēmu atjaunoja. Bija noteikts, ka atbalstu nevarēs saņemt ilgāk kā 10 gadus un atbalsta apmērs būs atkarīgs no izmantotās tehnoloģijas un tas, sedzot izmaksu starpību, mainīsies līdz ar elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu [143]. Atšķirībā no pirmās atbalsta sistēmas, šai tika noteikts kopējais maksimālais gada laikā izmaksājamais atbalsta apjoms. Tā kā subsīdiju budžets ir ierobežots, noteikts, ka atbalstu pirmie saņem tie ražotāji, kuriem šī starpība ir vismazākā [63]. 2009. gadā atbalsta sistēma vēlreiz tika mainīta un biometāna ražotājiem tika noteiktas šādas prasības: jāstrādā ir 8000 stundu gadā un atbalstu var saņemt 12 gadus. Nīderlandē biometāna ražotājam ir jāsedz visas izmaksas, kas saistītas ar pieslēgumu tīklam [144]. Nīderlandē atbalstu saņem gan biometāna ražotāji, gan tie, kas biometānu izmanto transporta nozarē [63]. Samazinātas nodokļu likmes ieviestas arī investīcijām enerģijas uzglabāšanas un atjaunojamās enerģijas iekārtās [63]. Biometānam, kas iegūts no biomasas, pamata likme tika noteikta 0,465 vai

0,583 €/Nm³ (atkarībā no izmantotajām izejvielām) ar 0,147 €/Nm³ korekciju, atbalsta limits 180 miljonu eiro, sagaidāmā jauda 16-22 MW, un biometānam, kas iegūts no notekūdeņu dūņām vai atkritumu poligonos: pamata likme 0,218 €/Nm³ ar 0,147 €/Nm³ korekciju, atbalsta limits 15 miljonu eiro, sagaidāmā jauda 8 MW [143]. Pamata likmes Nīderlandē mainās katru gadu un Eiropas biogāzes asociācijas 2013. gada ziņojumā ir minēts, ka pamata likme bija 0,836 €/Nm³. Biogāzes attīrīšanas iekārtu uzstādīšanas gadījumā var saņemt 41,5 % nodokļu atlaidi un atbalsta sistēmas budžeta griesti no 04.04.2013. līdz 19.12.2013. bija 3 miljardi eiro.

Savukārt **Lielbritānijā**, kur ir plašs un labi attīstīts dabasgāzes tīkls (250,000 km cauruļvadu un 21 miljons lietotāju [137]), kas biometānam varētu nodrošināt ievērojamu tirgus potenciālu (līdzīgi kā Latvijā), 2012. gadā darbojās tikai divas biogāzes attīrīšanas iekārtas [70]. Lielbritānijā var saņemt investīciju atbalstu ražotnes būvniecībai un 20 gadu garumā tiek garantēta piemaksa, kas ir starpība starp biometāna ražošanas izmaksām un dabasgāzes cenu vai starpība starp elektroenerģijas, kas ražota no biogāzes vai biometāna, cenu un elektroenerģijas tirgus cenu [64]. Atbalsta sistēma atjaunojamo energoresursu izmantošanai Lielbritānijā, tajā skaitā biometāna ievadīšanai dabasgāzes tīklā, tika ieviesta 2011. gadā. Atbalsta sistēma paredz 3 pakāpju tarifus: 7,5 penci/kWh (tīklā gada laikā ievada līdz 40,000 MWh; aptuvenā ražotnes jauda 6 MW); 4,4 penci/kWh (attiecīgi 40,000 – 80,000 MWh un 12 MW); 3,4 penci/kWh (attiecīgi >80,000 MWh un >12 MW). Tarifi ir aprēķināti pieņemot, ka tiek izmantoti 70 % pārtikas atkritumu un 30 % enerģētiskās kultūras (kuru cena ir aptuveni 35 £/t). Tarifi tika rēķināti 1 MW ražotnei pieņemot, ka iekārtu kalpošanas laiks ir 20 gadi, gāzes zudumi ir 2 % apmērā un iekšējā peļņas norma (IRR) ir 12 % [145]. Laikā, kad rēķināja tarifus, Lielbritānijā neviena biometāna ražotne vēl nebija uzbūvēta, bet 2012. gadā darbojās 2 ražotnes, 2013. – 4; 2014. – 26 un 2015. gadā jau 50 biometāna ražotnes, saražojot aptuveni 2 TWh (Lielbritānijas kopējais gāzes patēriņš ir 750 TWh) un samazinot šķidrās dabasgāzes importu par 140,000 tonnām [137]. Vairāk nekā puse ražotņu (58 %) izmanto lauksaimniecības izcelsmes izejvielas [137]. 2015. gadā atbalsta sistēmas ietvaros izmaksāts gandrīz 151 miljons sterliņu mārciņu [137]. Ja spēkā esošie tarifi visām iesaistītajām pusēm būs apmierinoši, tad līdz 2020. gadam Lielbritānija plāno nodot ekspluatācijā 100 biometāna ražotnes [137].

Jebkurā valstī, lai biogāzes un biometāna ražotnēm piesaistītu investorus, ir jānodrošina stabili ekonomiskie un politiskie apstākļi vismaz 10 gadu garumā [60]. Līdz šim tikai dažas valstis ir definējušas skaidrus mērķus attiecībā uz biometāna ražošanu. Zviedrija ir apņēmusies līdz 2030. gadam transporta sektorā beigt izmantot fosilo kurināmo. Dānijas mērķis ir 2030. gadā ražot 2PJ biometāna, Nīderlandes mērķis līdz 2020. gadam ir patēriņā izmantot 670 miljonus kubikmetru biometāna. Saskaņā ar Somijas valdības stratēģiju, līdz 2025. gadam ar bio-SNG, kas ievadīts dabasgāzes tīklā, ir jāaizstāj 10 % no dabasgāzes patēriņa. Savukārt iepriekš nospraustie ambiciozie Vācijas plāni – līdz 2020. gadam 6 % no dabasgāzes patēriņa un 10 % līdz 2030. gadam aizstāt ar biometānu – tiek pārskatīti [60].

Eiropas līmenī politikas un likumdošanas dokumentos biometāns reti tiek skaidri pieminēts. Parasti to iekļauj dabasgāzes vai biodegvielu terminos un to, modelējot energoapgādes sistēmas un veicot ietekmes uz vidi novērtējumu, pat ignorē. Kaut arī pašreizējos tirgus apstākļos biometāns nevar sacensties ar dabasgāzi pēc pārdošanas cenas, tomēr tiek uzskatīts, ka biometāns pilnīgi noteikti ir konkurētspējīgs ar šķidrajām biodegvielām un atjaunojamo elektroenerģiju, un tā ražošanas apjomi ievērojami palielinātos, ja katrā ES valstī biometāna ražošanai tiktu piešķirts līdzvērtīgs atbalsts [60]. 2013. gada nogalē biometāna ievadīšanai dabasgāzes tīklā FIT tika piešķirts Francijā un Lielbritānijā [60]. Līdz ar to biometāna ražošana šajās valstīs ir ekonomiski līdzvērtīga ‘zaļās’ elektroenerģijas ražošanai. Lielbritānijā 2013. gadā biometāna ražotāji saņēma FIT, kas bija 7,1 penci par kilovatstundu. Savukārt Francijā biometāna FIT ir atkarīgs no biometāna ražotnes jaudas un no izmantotajām izejvielām. Atkritumu poligonu biometāna stacijām FIT ir 45–95 €/MWh robežās, bet ražotnēm, kas organiskos atkritumus apstrādā izmantojot anaerobo fermentāciju, 2013. gadā

FIT bija 69–125 €/MWh robežās [60]. FIT nav vienīgais veids, kā atbalstīt biometāna ražošanu. Vācijā un Austrijā ražotāji saņem ‘tehnoloģiju atlaides’, ja viņu produkts tiek izmantots atjaunojamās elektroenerģijas ražošanai.

Atbalsta piešķiršanas sistēma tiek pārskatīta daudzās valstīs, jo ir izveidojusies situācija, ka atbalsta radītais ekonomiskais slogs ir pārsniedzis pieļaujamās robežas. Samazinātais vai apturētais atbalsts rada nestabilitāti atjaunojamās enerģijas ražošanā. Trūkst pētījumu, kas saistīti ar atjaunojamās enerģijas atbalsta mehānismu, kas ņemtu vērā šīs sistēmas struktūru, veicinot atbalsta veiksmīgu ieviešanu, izveidi. Šīs sadaļas turpinājumā aprakstīts biometāna ražošanas un ievades tīklā atbalsta sistēmas modelis, kas piemērots Latvijas apstākļiem.

Latvijā noteiktā AER atbalsta politika pastāv kopš 1998. gada, kad elektrībai tika ieviesta paaugstināta elektroenerģijas iepirkuma cena jeb garantētā maksa par uzstādīto elektrisko jaudu. Ir izveidota arī atļauju (kvotu) sistēma no atjaunojamajiem energoresursiem saražotajai elektroenerģijai, kas valstij ir jāiegādājas par noteiktu cenu, tas ir, obligātā iepirkuma ietvaros. 2007. gadā noteikumi tika mainīti un FIT tika piesaistīts dabasgāzes cenai. Tādējādi 2008. gada beigās, kad dabasgāzes cenas bija augstas, ievērojami palielinājās arī FIT. Obligātais iepirkums tika ieviests, lai atbalstītu mazos atjaunojamās enerģijas ražotājus Latvijā, tomēr tā ietvaros tiek atbalstītas arī ar dabasgāzi darbināmas koģenerācijas stacijas [128]. Saskaņā ar analītisko ziņojumu [128], atjaunojamā enerģija faktiski saņem tikai 15 % no obligātā iepirkuma ietvaros izmaksātās atbalsta summas un no šīs summas tikai 8,1 % saņem biogāzes ražotāji. Kopējais subsīdiju apjoms ir piesaistīts katrai kWh elektrības, kas tiek pārdota galalietotājam.

Atsaucoties uz Eiropas Biogāzes asociācijas ziņojumu, visizplatītākais AER atbalsta veids Eiropas Savienībā bija FIT [65]. Un līdz ar Šveici, Itāliju un Grieķiju, Latvija ir ES valsts, kurā biogāzes koģenerācijas stacijas saņem augstāko atbalstu par saražoto elektroenerģiju – 251 EUR/MWh ražotnēm, kuru elektriskā jauda ir līdz 80 kW ar efektīvu kombinēto siltuma un elektrības ražošanu [65]. FIT un valsts noteiktā obligātā iepirkuma sistēma Latvijā bija ļoti veiksmīgs risinājums AER atbalstam, īpaši izdevīgs mazajām hidroelektrostacijām, kad laikā no 1996. līdz 2001. gadam saražotais enerģijas apjoms pieauga no 2,5 līdz 30 GWh [129], kā arī biogāzes ražošanas sektorā. Tomēr jāatzīmē, ka tehnoloģiju izmaksas enerģijas ražošanai no atjaunojamajiem energoresursiem ar laiku un tehnoloģiju izplatīšanos, iespējams, samazināsies. Līdz ar to tiek plānots atteikties no FIT atbalsta shēmas, jo tā ir izrādījusies piemērota tikai īstermiņa atbalsta shēmai [122]. Atteikšanās no FIT ir arī saskaņā ar Eiropas Komisijas vadlīnijām, kurās ES valstis tiek mudinātas FIT aizstāt ar piemaksu pie iepirktās elektroenerģijas cenas (FIP) līdz tirgus cenai. Tātad valstis tiek mudinātas izstrādāt un ieviest atbalsta mehānismus, kas ir veidoti saskaņā ar tirgus principiem [130]. Četrās ES valstīs, tas ir, Nīderlandē, Dānijā, Igaunijā un Somijā elektroenerģijas ražotāju no AER atbalstam ir ieviesta FIP sistēma [65].

4.5.2. Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma modeļa formulēšana

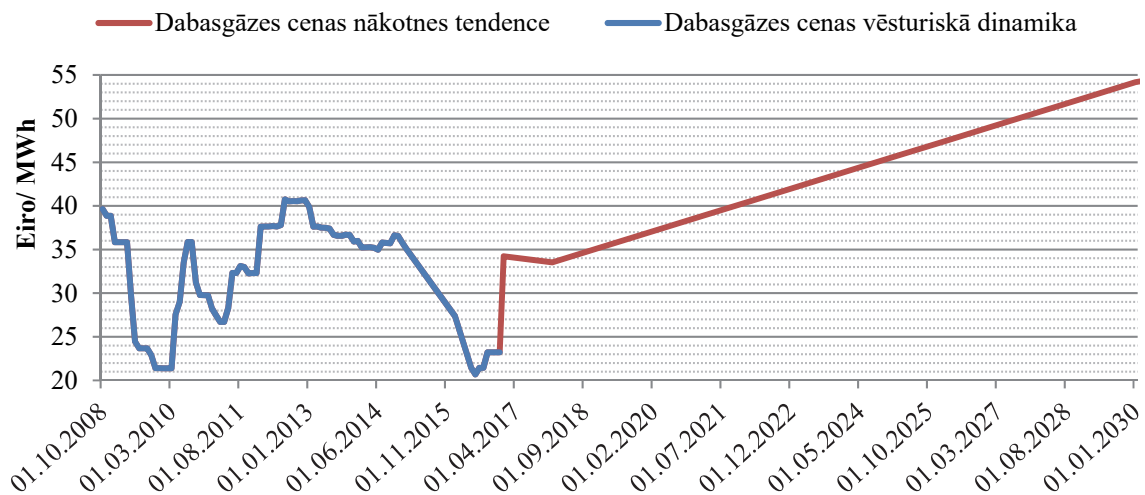
Pētījuma, kas aprakstīts šajā sadaļā, mērķis bija izveidot modeli, kas palīdzētu novērtēt biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānismu, nodrošinot kontrolējamu un stabilu biometāna nozares izaugsmi laikā, izvairoties no limitu pārsniegšanas un ‘svārstībām’ sistēmā. Izstrādātā modeļa uzdevums ir nevis aprēķināt precīzus skaitliskus rezultātus, bet pārbaudīt un noteikt, kuri no biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma faktoriem visbūtiskāk ietekmē un sekmē veiksmīga atbalsta mehānisma (politikas) izveidi.

Būtiskākie faktori un atzinumi, kas jāņem vērā, izstrādājot modeļa hipotēzi, ir:

- biometāna ražošanai tiek noteikts kopējais atbalsta maksājumu maksimālais apjoms;

- gan biogāzes, gan biometāna ražošanas apjomu ietekmē un ierobežo izejvielu pieejamība;
- valsts politiskā griba un pieņemtā atbalsta mehānisma stabilitāte un ilgtspēja būtiski ietekmē investoru vēlmi iesaistīties biometāna ražošanā;
- izvēloties biometāna atbalsta mehānisma veidu un apjomu, būtu jāņem vērā arī dabasgāzes tirgus cenas līmenis, vidējās cenas pieauguma dinamika (skat. 4.7.attēlu). Aprēķinot nākotnes cenas tendenci, ir ņemta vērā dabasgāzes cenas vēsturiskā dinamika. Aprēķinu rezultāti liecina par to, ka nākotnē dabasgāzes cena pieaugs. Arī Eiropas Komisijas sagatavotajā Enerģētikas ceļvedī 2050. gadam norādīts, ka enerģijas cenas paaugstinās visā pasaulē [2].

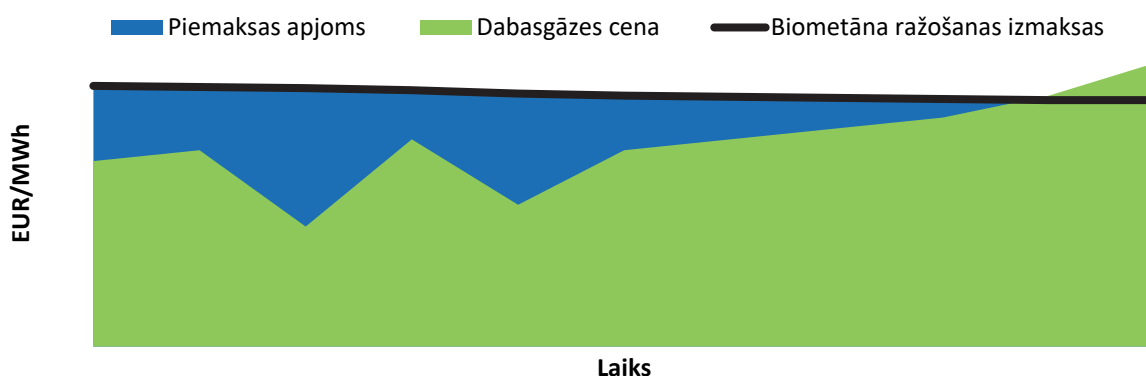
Valsts valdība izvēlas un nosaka atbalsta mehānismu un kopējo maksimālo atbalsta apjomu un, vadoties pēc šiem nosacījumiem, tiek izsniegtas atļaujas jaudu palielināšanai un jaunu jaudu ieviešanai. Ņemot vērā, ka Eiropas Komisija iesaka ieviest atbalsta sistēmu, kas mudinātu ražotājus sekot līdzi tirgus attīstībai [65], veidojot modeli, pieņemts, ka Latvijā tiks ieviests FIP līdzīgs atbalsta mehānisms. Piemaksa pie iepirktās elektroenerģijas cenas ir uz tirgu orientēts atbalsta maksājums, kad uzņēmējs saņem piemaksu, kas kompensē ar biometāna ražošanu saistītos izdevumus, sedzot starpību līdz dabasgāzes cenai (skat. 4.8.attēlu). Pētījumā ir pieņemts, ka ražotājam ir garantēti ieņēmumi un piemaksas apmērs mainās līdz ar dabasgāzes tirgus cenas izmaiņām. Vienai megavatstundai nepieciešamo atbalsta lielumu aprēķina, nosakot vienas biometāna vienības ražošanas izmaksu un dabasgāzes cenas starpību. Rēķinot ražošanas izmaksas 1 MWh biometāna, tiek ņemts vērā, ka īpatnējie kapitālieguldījumi laika gaitā varētu samazināties. Bet, rēķinot vidējo uz 1 MWh biometāna izmaksājamo atbalsta apjomu (VAA), ir pieņemts, ka dabasgāzes cena pieaugs (skat. 4.7.attēlu).



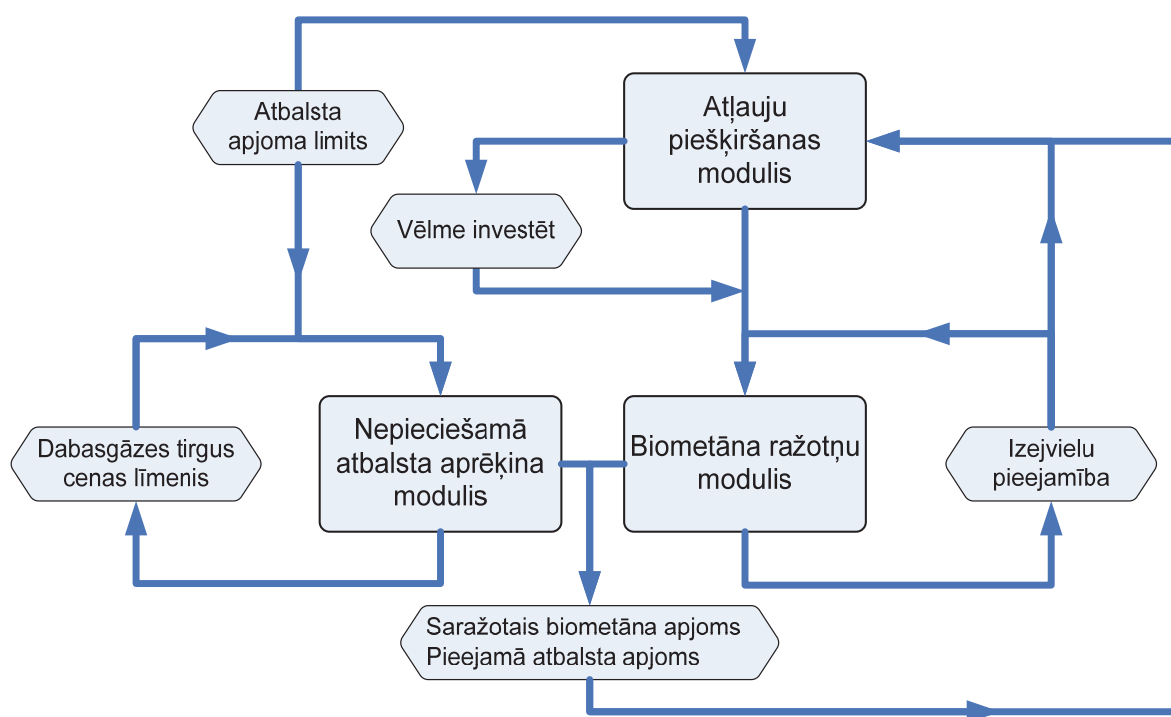
4.7. attēls. Uzņēmuma "Latvijas gāze" noteiktā vēsturiskā dabasgāzes cena un lineārā pieauguma tendence, t. i., aprēķinātā vidējās dabasgāzes cenas nākotnes pieauguma dinamika Latvijā [146, 147].

Tālāk tiek noteikts, cik lielu ikgadējo biometāna ražošanas apjomu būtu iespējams atbalstīt, ņemot vērā politiski noteikto kopējo atbalsta apjoma limitu (skat. 4.9.attēlu). Zinot atbalstāmā biometāna apjomu un ņemot vērā iespējamo vēlmi investēt, kā arī rēķinoties ar laiku, kas nepieciešams kopš atļaujas saņemšanas līdz jaudu nodošanai ekspluatācijā, tiek aprēķināta nepieciešamā atļauju piešķiršanas dinamika. Veicot šos aprēķinus, vērā tiek ņemta arī atļauju termiņa izbeigšanās dinamika. Modelī tiek ņemti vērā arī biogāzes ražošanai nepieciešamo

izejvielu ierobežojumi, nosakot maksimālo apjomu. Jo faktiski izmantotais izejvielu apjoms ir tuvāk maksimāli pieejamajam, jo mazāka ir potenciālo biometāna ražotāju vēlme pieteikties atļaujām jaudu palielināšanai vai jaunu jaudu ieviešanai.



4.8. attēls. Piemaksu atbalsta mehānisma princips, kad biometāna ražotājam ir garantēti ienākumi un piemaksa mainās kā funkcija no dabasgāzes tirgus cenas.



4.9. attēls. Modeļa kopējās struktūras shēma.

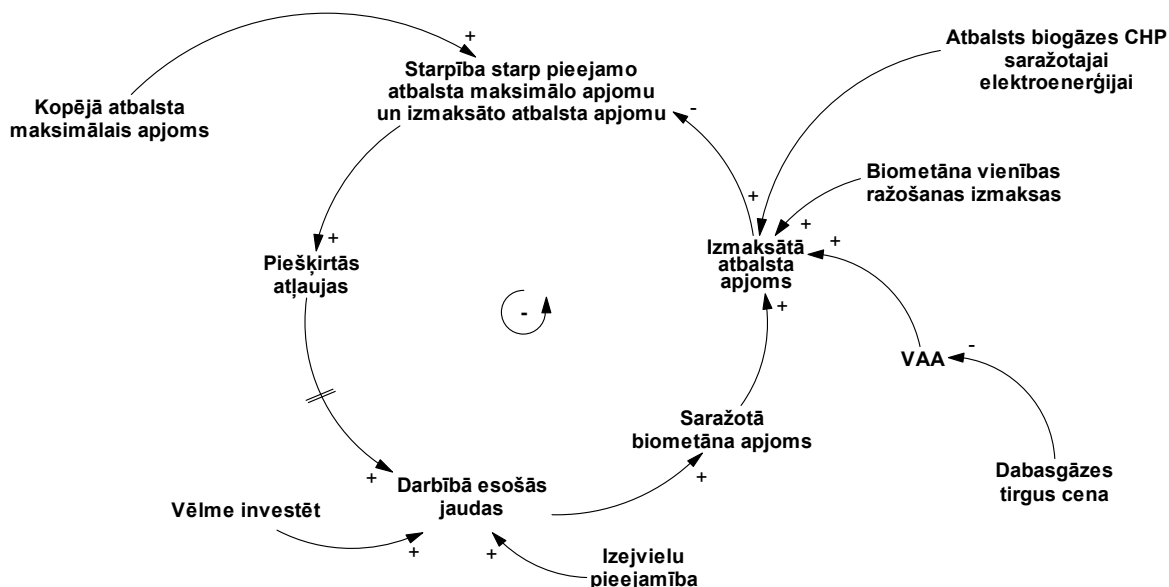
Ieinteresētās puses (investori un ražotāji), zinot šos nosacījumus un noteikti ņemot vērā izejvielu pieejamību (lauksaimniecības zemes, lopkopības vai sadzīves atkritumus), izrāda vēlmi investēt biometāna ražotnē (skat. 4.9. attēlu). Jo atbalsta mehānisms ir drošāks un uzņēmējam ir iespēja strādāt bez zaudējumiem, un izejvielas ir brīvāk pieejamas, jo biometāna nozare sāk attīstīties straujāk, palielinās saražotā biometāna apjoms un izmaksātā atbalsta apjoms. Samazinoties pieejamajam izejvielu daudzumam vai atbalsta mehānismam kļūstot nepastāvīgam un neprognozējamam, vēlme investēt samazinās, līdz ar to sākas arī biometāna nozares stagnācija, saražotā biometāna apjoms nepieaug, un tiek izmaksātas mazākas atbalsta summas. Savukārt noteiktais kopējā atbalsta maksimālais apjoms un izvēlētais atbalsta

mehānisms ir saistīts ar nepieciešamā atbalsta aprēķina moduli, kas ņem vērā arī dabasgāzes tirgus cenas līmeni, secīgi ietekmē arī saražotā biometāna apjomu un līdz ar to arī izmaksātā atbalsta apjomu. Savukārt saražotais biometāna daudzums un līdz ar to arī izmaksātās atbalsta summas tieši ietekmē ražošanas atļauju izsniegšanas mehānismu.

Modelī ietverta potenciālo investoru, biometāna ražotāju un politikas veidotāju rīcība un mijiedarbība, kas nosaka sistēmas dinamisko uzvedību. Modelētā sistēma sastāv no vairākām daļām:

- Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma moduļa;
- VAA aprēķiniem, kas ietver ar biometāna stacijas būvniecību un pieslēgumu dabasgāzes tīklam saistītās izmaksas un dabasgāzes cenu dinamiku;
- Latvijā maksimāli iegūstamā biometāna apjoma aprēķiniem;
- Izejvielu cenu aprēķiniem un biogāzes zemākā sadegšanas siltuma aprēķiniem.

Izmantojot struktūru, kas parādīta 4.3. attēlā, tika izveidots SD modelis biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma imitācijas aprēķiniem. Biometāna atbalsta mehānisms ir veidots līdzīgs esošajam biogāzes koģenerācijas atbalsta mehānismam (skat. 4.10. attēlu, [148]). Modeļa struktūrā ietilpst daļas, kas saistītas ar biometāna ražošanas atļauju piešķiršanas politiku un biometāna ražošanai nepieciešamo iekārtu un būvju celtniecības dinamiku. Šīs daļas ir modelētas kā atļauju piešķiršanas, biometāna ražošanas iekārtu, izmaksājamā atbalsta aprēķina un maksimāli iegūstamā biometāna apjoma aprēķinu līdzplūsmas un krājumi.



4.10. attēls. Cēlonisko cilpu diagramma, kas paskaidro biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma struktūru [148].

Izstrādājot biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma modeli, tika izteikta hipotēze, ka izveidotais atbalsta mehānisms ir stabils un ilgtspējīgs, t. i., nodrošina, ka izmaksātā atbalsta kopējais apjoms nepārsniedz politiski noteikto kopējo maksimālo atbalsta apjomu, bet vienlaikus izmanto to pilnībā. Atbalsta mehānisms pozitīvi ietekmē saņemto atļauju skaitu, palielinot atļauju piešķiršanas ātrumu. Palielinās arī darbībā esošo jaudu apjoms, ko ietekmē vēlme investēt un ierobežo resursu pieejamība, un palielinās saražotā biometāna

apjoms, palielinot arī izmaksājamā atbalsta apjomu. Dabaszāzes tirgus cena tieši ietekmē izmaksājamā atbalsta apjomu – dabaszāzes tirgus cenai krītoties, izmaksājamā atbalsta maksājuma summa (starpība starp biometāna ražošanas izmaksām un dabaszāzes cenu) palielinās un otrādi. Kad ir sasniegts noteiktais izmaksājamā kopējā maksimālā atbalsta apjoms, tiek ierobežota jaunu ražošanas atļauju izsniegšana.

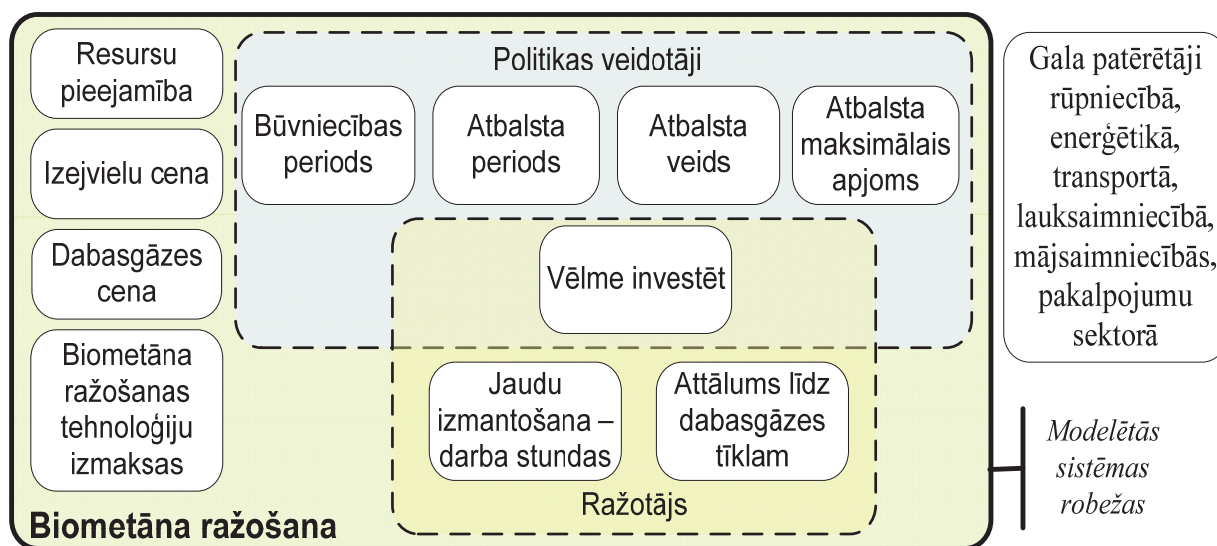
Ar izveidotā modeļa palīdzību var analizēt un paredzēt reālās sistēmas uzvedību un izmaiņas laikā un, atkarībā no dažādiem politikas instrumentiem, var pārbaudīt un noteikt faktorus, kas maina visa atbalsta mehānisma rezultātu. Piemēram, kā biometāna ražošanas un piegādes sistēmu ietekmē izejvielu pieejamība un cena vai arī kāda loma atbalsta mehānisma darbībā ir būvniecībai atvēlētajam laikam vai atbalsta maksājumu perioda ilgumam u. c. Parametri un faktori, kas iestrādāti modelī un kurus var ietekmēt politikas veidotāji un biometāna ražotāji, parādīti 4.11. attēlā. Līdz ar to ļoti svarīgi bija rūpīgi izstrādāt modeļa struktūru, kas pēc iespējas labāk raksturotu un prognozētu reāli eksistējoša atbalsta mehānisma darbību, iekļaujot visus būtiskākos sistēmas elementus un raksturīgās tiešās un atgriezeniskās savstarpējās saites, nevis izmantot precīzas skaitliskās vērtības, kas bieži vien nav pieejamas informācijas trūkuma dēļ.

Piedāvātā biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma scenāriju izstrādei tika izmantots sākotnējais biogāzes koģenerācijas staciju atbalsta modelis, veicot izmaiņas tā struktūrā (modelis papildināts ar parametriem, kuru apraksts sniegts tālāk tekstā). Modeļaizveidē izmantoti Ekonomikas ministrijas, SPRK un statistikas dati un aprēķinu rezultāti par biogāzes CHP saražoto elektroenerģijas apjomu, izejvielu pieejamību Latvijā, par normatīvajos aktos noteiktajiem un literatūrā pieejamajiem datiem par ražotnes būvniecībai nepieciešamo laiku, par biogāzes un biometāna ražošanas izmaksām, tajā skaitā par kapitālizmaksām biogāzes un biometāna ražošanai, par cauruļvada izbūves izmaksām, dabaszāzes cenas izmaiņām laikā [65, 82, 83, 97, 101, 119–124, 128–130] u. c.

4.5.3. Modeļa bāzes scenārija apraksts

Sistēmdinamikas modelis izveidots, izmantojot Powersim Studio 8 programmatūras platformu. Modeļa imitācijas aprēķinu periods ir izvēlēts no 2017. līdz 2030. gadam, laika solis – 0,1 gads.

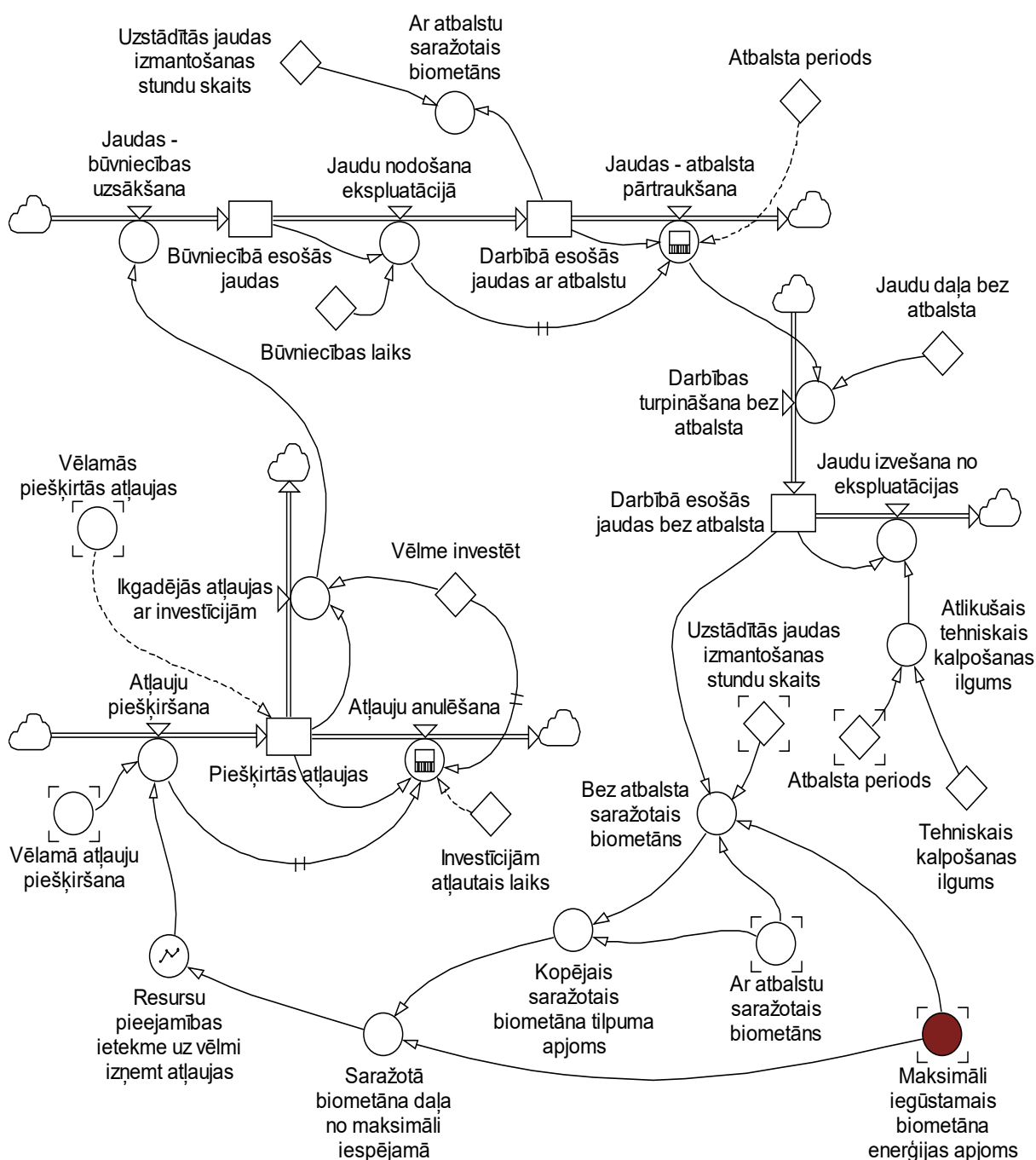
Modelētā sistēma neietver biometāna gala patērētāju uzvedību – siltuma vai elektrības ražošanu no biometāna, vai biometāna izmantošanu transporta sistēmā (skat. 4.11.attēlu).



4.11. attēls. Biometāna ražošanu ietekmējošie faktori un parametri, un sistēmas robežas.

4.5.3.1. Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma modulis

Veiksmīga biometāna nozares attīstība ir atkarīga no piemērota – stabila un pietiekami ilglaicīga – atbalsta mehānisma, līdz ar to biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma modulis ir galvenā šā sistēmdinamikas modeļa daļa. Pārējās SD modeļa daļas – aprēķini – ir veidotas tā, lai nodrošinātu veiksmīgu atbalsta mehānisma ieviešanu. Ar šā SD modeļa palīdzību tiek novērtēts atbalsta mehānisma – vidējā uz vienu biometāna vienību izmaksājamā atbalsta apjoma (VAA) ietekme uz Latvijas enerģētikas attīstību, t. i., biogāzes un biometāna nozares attīstību.



4.12. attēls. Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma sistēmdinamikas modeļa ražotņu modulis (krājumu-plūsmu diagramma).

Modelējot biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānismu, pieņemts, ka:

- izmaksājamā kopējā atbalsta maksimālais apjoms ir 40 miljonu eiro gadā, kas aptuveni atbilst 2013. un 2014. gadā biogāzes stacijās ražotajai elektroenerģijai izmaksātajam subsīdiju (atbalsta virs tirgus cenas) apjomam saskaņā ar Sabiedrisko pakalpojumu regulēšanas komisijas noteikto obligātā iepirkuma komponenti [149]. Modelis ļauj definēt arī citu kopējā atbalsta maksimālo apjomu, un tas var būt arī laikā mainīgs (kā tas ir aprakstīts nākamajās sadaļās), un modelēt vēlamu atļauju piešķiršanas dinamiku, t. i., noteiktais kopējais atbalsta maksimālais apjoms neietekmē modeļa principiālo darbību;
- vēlme investēt (VI) ir 0,75, t. i., 75 % no izņemtajām atļaujām tiek novestas līdz reālām investīcijām ražošanas jaudās;
- investīcijām atļautais laiks (IAL) ir divi gadi;
- būvniecībai paredzētais laiks (BPL) ir 1,5 gadi;
- uzstādītās jaudas izmantošanas stundu skaits ir 7500 stundu gadā;
- iekārtu tehniskais kalpošanas ilgums (TKI) ir 20 gadu;
- atbalsts tiek maksāts 10 gadu (atbalsta periods - AtbP);
- pēc atbalsta perioda beigām puse no ražotnēm turpina ražot biometānu.

Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma sistēmdinamikas modeļa ražotņu modulī ir četri krājumi ar attiecīgajām plūsmām (skat. 4.12. attēlu): krājums "Piešķirtās atļaujas" un atļauju piešķiršanas un anulēšanas plūsma, kā arī plūsma, kas atspoguļo katru gadu izsniegtās atļaujas ar sekojošām investīcijām; un krājums "Būvniecībā esošās jaudas" un "Darbībā esošās jaudas ar atbalstu", kā arī krājums "Darbībā esošās jaudas bez atbalsta" ar jaudu būvniecības uzsākšanas, nodošanas ekspluatācijā, atbalsta pārtraukšanas, darbības turpināšanas bez atbalsta un jaudu izvešanas no ekspluatācijas plūsmu.

Krājumi "Piešķirtās atļaujas" (*PA*) un "Būvniecībā esošās jaudas" (*BEJ*) raksturoti attiecīgi ar 4.1. un 4.5. formulu. Atļauju piešķiršanas plūsmu (*AP*) biometāna atbalsta mehānisma modelī ietekmē divi papildus ieviesti jauni parametri: "vēlamais atļauju piešķiršanas" lielums un tas, kā resursu pieejamība ietekmē vēlmi izņemt atļaujas:

$$AP = VAP \times RPI, \quad (4.9.)$$

kur *VAP* – vēlamā atļauju piešķiršana, MW gadā;

RPI – resursu pieejamības ietekme uz vēlmi izņemt atļaujas; pieņemts, ka, samazinoties pieejamo resursu apjomam, samazinās arī vēlme saņemt atļaujas jaudu palielināšanai vai jaunu jaudu ieviešanai (skat. 4.13. attēlu).

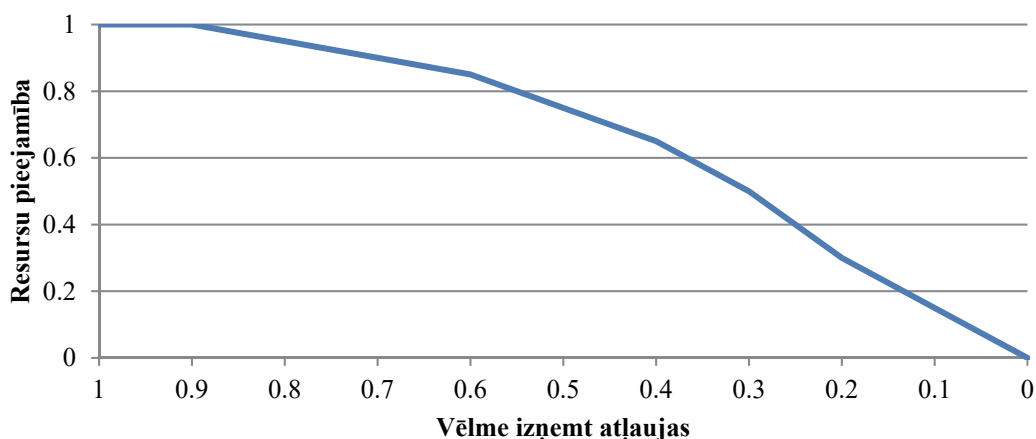
Atļauju anulēšanas plūsma parāda tās atļaujas, kas tiek atceltas, ja netiek realizētas investīcijām atļautajā laikā:

$$AA = \text{MIN}(PA; \text{DELAYPPL}(AP \times (1 - VI); IAL; 0)), \quad (4.10.)$$

kur *DELAYPPL* – "konveijera" veida novēlojuma funkcija.

Savukārt krājumu "Darbībā esošās jaudas ar atbalstu" ietekmē viena ieejošā un viena izejošā plūsma:

$$DEJaA(t) = \int_{t_0}^t [JNE(s) - JAP(s)] ds + DEJaA(t_0), \quad (4.11.)$$



4.13. attēls. Resursu pieejamības ietekme uz vēlmi saņemt atļaujas jaudu palielināšanai vai jaunu jaudu ieviešanai.

kur $DEJaA$ – darbībā esošās jaudas ar atbalstu, MW;
 JAP – jaudu atbalsta pārtraukšana, MW gadā.

$$JAP = \min(DEJaA; \text{DELAYPPL}(JNE; AP; 0)), \quad (4.12.)$$

Arī krājumu "Darbībā esošās jaudas bez atbalsta" ietekmē viena ieejošā un viena izejošā plūsma:

$$DEJbA(t) = \int_{t_0}^t [DTbA(s) - JIE(s)] ds + DEJbA(t_0), \quad (4.13.)$$

kur $DEJbA$ – darbībā esošās jaudas bez atbalsta, MW;
 $DTbA$ – darbības turpināšana bez atbalsta, MW gadā.

$$DTbA = JAP \times JDbA, \quad (4.14.)$$

kur $JDbA$ – jaudu daļa bez atbalsta, pieņemts 50 %.

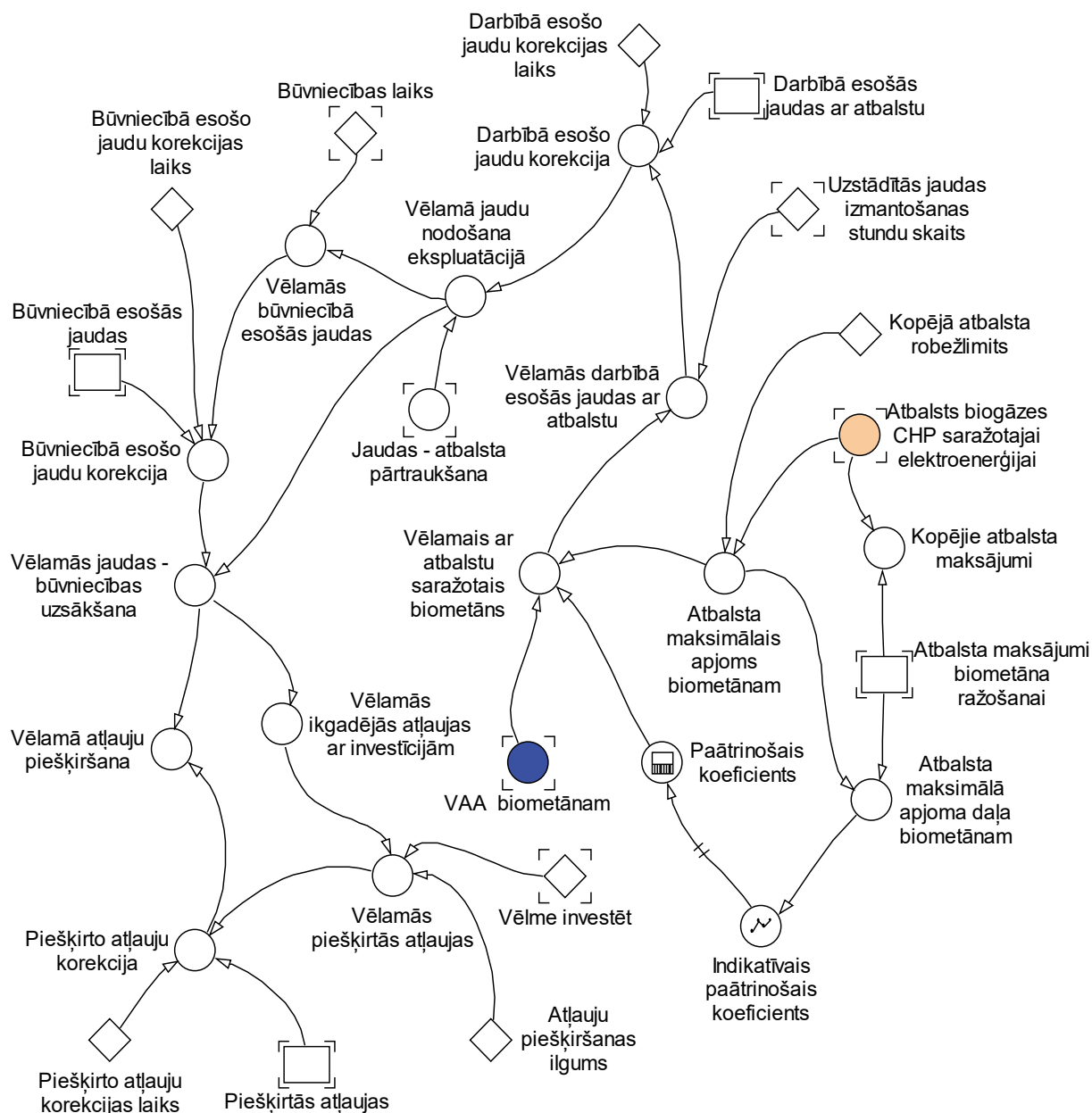
$$JIE = DEJbA / ATKI, \quad (4.15.)$$

kur $ATKI$ – atlikušais tehniskais kalpošanas ilgums.

$$ATKI = TKI - AtbP, \quad (4.16.)$$

kur $AtbP$ – atbalsta periods, pieņemts 10 stundu.

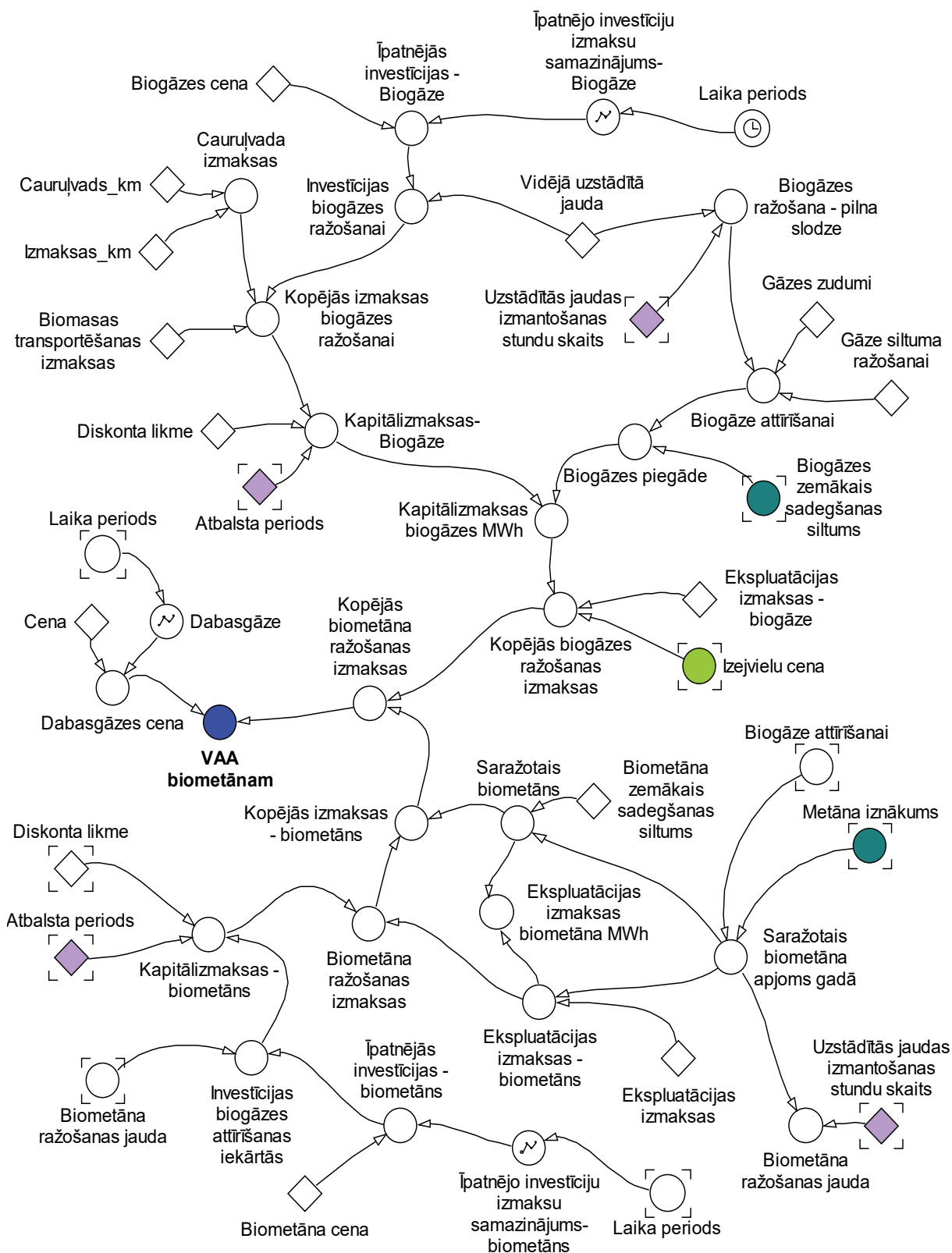
No krājuma "Darbībā esošās jaudas bez atbalsta" veidojas atgriezeniskā saite uz atļauju piešķiršanas plūsmu (skat. 4.12. attēlu) – tiek aprēķināts kopējais (ar un bez atbalsta) saražotā biometāna apjoms un, ņemot vērā Latvijā maksimāli iegūstamā biometāna apjoma aprēķinus, tiek noteikta saražotā biometāna daļa no maksimāli iespējamā, kas savukārt veido saikni ar lielumu "Resursu pieejamības ietekme uz vēlmi izņemt atļaujas" un regulē atļauju piešķiršanas plūsmu.



4.14. attēls. Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma sistēmdinamikas modeļa atļauju piešķiršanas modulis vēlamo piešķirto atļauju aprēķinam.

Vēlamo atļauju piešķiršanas apjomu nosaka (skat. 4.14. attēlu), ņemot vērā jau piešķirto atļauju apjomu, kā arī aprēķinot vēlamā ar atbalstu saražotā biometāna apjomu, kas atkarīgs no politiski noteiktā kopējā maksimālā atbalsta apjoma un nepieciešamā VAA maksājumu apjoma. Modulī ir ņemtas vērā arī esošo biogāzes koģenerācijas staciju uzstādītās elektriskās jaudas, to saražotais elektroenerģijas apjoms un līdz ar to arī šai enerģijai paredzētais un vēl noteiktu laiku izmaksājamais atbalsta apjoms. Atļauju piešķiršanas modulī ir pieņemts, ka:

- atļauju piešķiršanas ilgums (API) ir 1 gads;
- būvniecībā esošo jaudu korekcijas laiks ir 1 gads;
- un darbībā esošo jaudu korekcijas laiks ir trīs gadi.



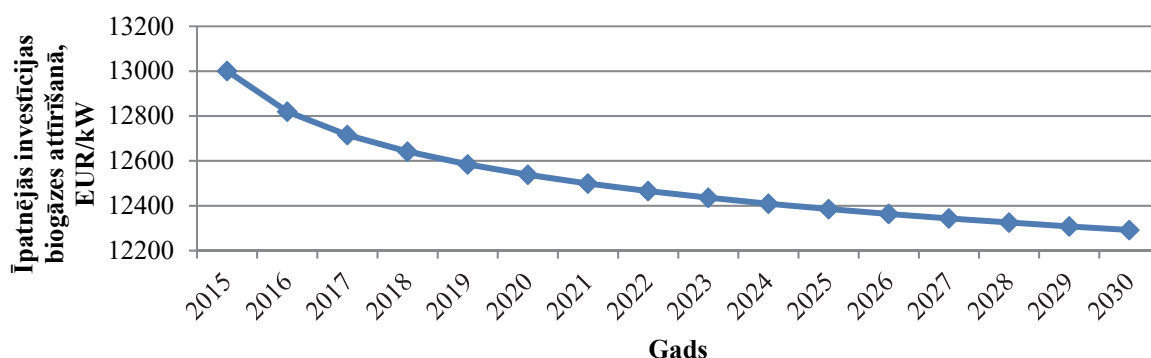
4.15. attēls. Vidējā uz 1 MWh izmaksājamā atbalsta apjoma (VAA) aprēķina modulis.

4.5.3.2. Piemaksas pie saražotās biometāna enerģijas aprēķinu daļa

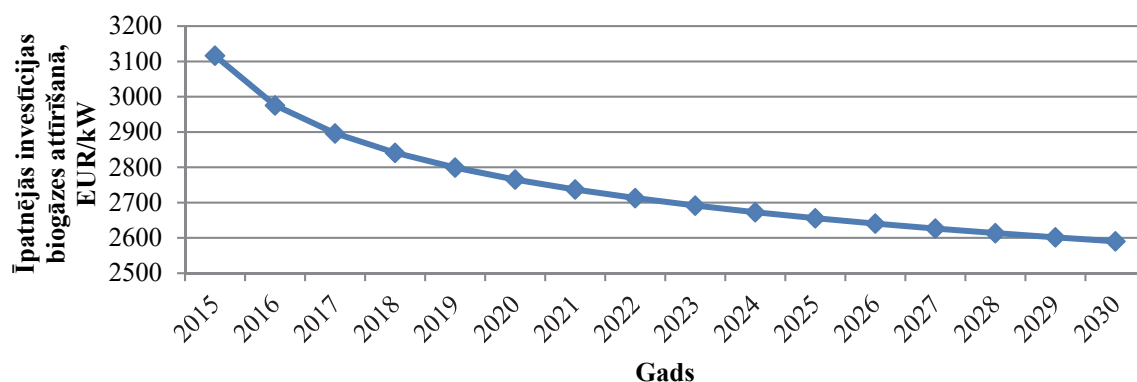
Vidējā uz vienu biometāna vienību izmaksājamā atbalsta apjoma (VAA) aprēķinu modeļa daļa ietver ar biogāzes stacijas būvniecību, biogāzes ražošanu, attīrīšanu un ar pieslēgumu dabasgāzes tīklam saistītās izmaksas, kā arī dabasgāzes cenas dinamikas daļu (skat. 4.15. attēlu). VAA aprēķināts laika periodam no 2015. gada līdz 2030. gadam. Diskonta likme 12 % gadā; atbalsta perioda ilgums ir pieņemts 10 gadu. Aprēķinātā vidējā uzstādītā jauda ir 549 m³/h un pieņemts, ka uzstādītās jaudas tiek izmantotas 7500 stundu gadā. Pieņemts, ka siltuma ražošanai ir nepieciešami 3 % no saražotās biogāzes un gāzes zudumi ražošanas laikā ir 2 % [145].

Rēķinot VAA, ir izdarīts pieņēmums, ka īpatnējo investīciju izmaksas laika gaitā samazināsies gan biogāzes ražotnēm (skat. 4.16. attēlu), gan arī biogāzes attīrīšanas procesam (skat. 4.17. attēlu) tehnoloģiju attīstības, izplatības un pieejamības dēļ. Biogāzes stacijas sākotnējās (2015. gadā) īpatnējās investīcijas ir aprēķinātas 13 001 EUR/kW, bet perioda beigās (2030. gadā) tās būtu 12 292 EUR/kW. Savukārt biogāzes attīrīšanas sākotnējās īpatnējās investīcijas ir aprēķinātas 3116 EUR/kW, bet perioda beigās – 2590 EUR/kW.

Teritoriālais biogāzes ražotņu un attīrīšanas iekārtu izvietojums pētījumā netika ņemts vērā, bet modelī, rēķinot nepieciešamās investīcijas, biometāna ievadišanai dabasgāzes tīklā, ir paredzēta gāzes cauruļvada būvniecība vidēji 18 km garumā (vienai stacijai), kas ir aprēķinātais vidējais attālums no ražotnes līdz dabasgāzes cauruļvadam, ņemot vērā darbībā esošo biogāzes ražotņu izvietojumu [97]. Dabasgāzes cauruļvada izbūves vidējās izmaksas ir pieņemtas 55 EUR/m [101].



4.16. attēls. Īpatnējo investīciju biogāzes stacijās izmaiņas laikā (norādītie kW ir uzstādītā biogāzes ražošanas jauda).



4.17. attēls. Īpatnējo investīciju biogāzes attīrīšanā izmaiņas laikā (norādītie kW ir uzstādītā biogāzes ražošanas jauda).

Izejvielu cenas aprēķini un biogāzes zemākā sadegšanas siltuma un metāna iznākuma aprēķini aprakstīti apakšnodaļā, bet biometāna zemākais sadegšanas siltums pieņemts 35,9 MJ/Nm³ [150]. Aprēķināts un pieņemts, ka ekspluatācijas izmaksas biogāzes ražošanai ir 11,78 EUR/MWh, bet biometāna ražošanai tās ir 5,02 EUR/MWh.

4.5.3.3. Latvijā iegūstamā maksimālā biometāna apjoma novērtējums

Latvijas apstākļos maksimāli iegūstamā biometāna apjoma aprēķini veikti izmantojot Centrālās statistikas pārvaldes apkopotos datus [151] par liellopu, cūku, aitu, kazu un mājputnu kopskaitu, iedzīvotāju skaitu Latvijā 2013. gadā, platību, kādā 2014. gadā Latvijā ir audzēta zaļbarība un kukurūza, iegūto skābbarības apjomu, un *Eurostat* datus [152] par 2013. gadā radīto atkritumu apjomu. Latvijā iegūstamā maksimālā apjoma novērtējums principiāli neietekmē modeļa darbību un ir maināms robežnosacījums.

Visu šajā apakšnodaļā aprakstīto krājumu – dzīvnieku (liellopu, cūku, aitu, kazu un vistu) skaits, lauksaimniecības kultūru (pārsvārā kukurūzas) platības un atkritumu apjomu – ietekmē viena ieejošā un viena izejošā plūsma. Piemēram, krājumu "Cūku skaits" ietekmē plūsmas "Cūku pieaugums" un "Cūku samazinājums":

$$C_{sk.}(t) = \int_{t_0}^t [Cp(s) - Cs(s)] ds + C_{sk.}(t_0), \quad (4.17.)$$

kur $C_{sk.}$ – cūku skaits, galva;
 Cp – cūku pieaugums, galvas gadā;
 Cs – cūku samazinājums, galvas gadā.

4.1. tabula

Dati no dzīvnieku mēsliem iegūstamā maksimālā biometāna apjoma aprēķiniem

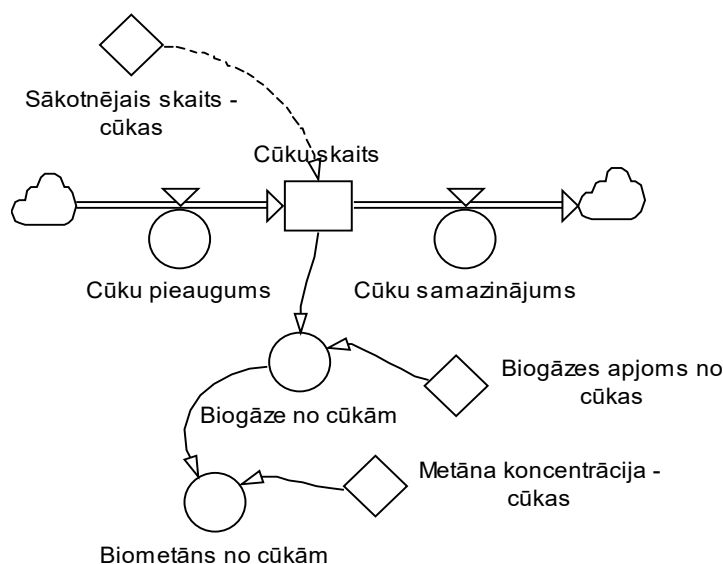
Dzīvnieki	Dzīvnieku kopskaits Latvijā 2013. gadā [151]	Metāna koncentrācija mēsls, %	Galvu skaits vienā dzīvnieku vienībā*
Liellopi	412 887	60	1
Cūkas	364 807	65	3
Aitas	98 383	60	7
Kazas	13 605	60	7
Vistas	5037 600	60	250

* - 1 dzīvnieku vienība = 500 kg = 1,3 m³ biogāzes dienā [153]

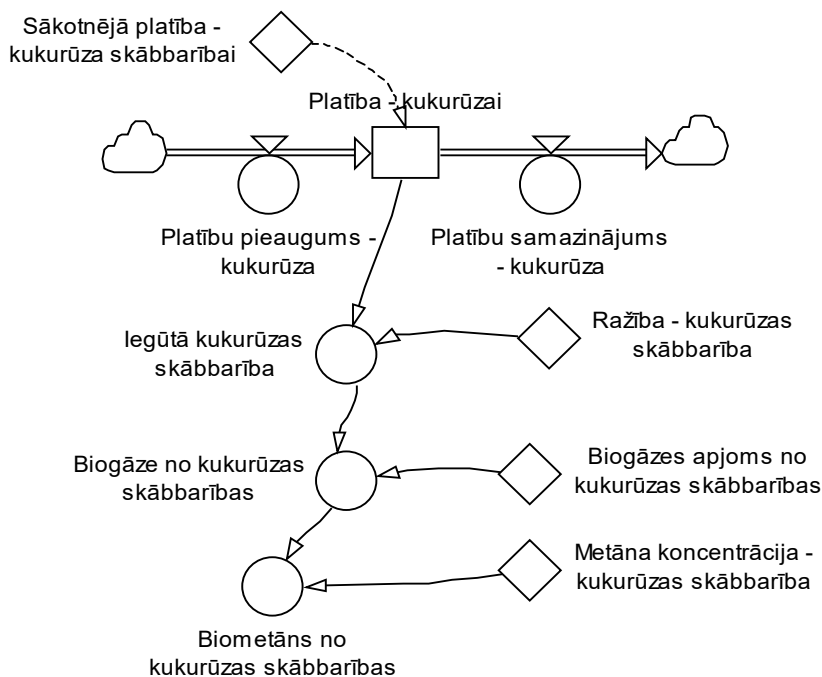
No dzīvnieku mēsliem maksimāli iegūstamā biometāna apjoms aprēķināts pēc formulas:

$$BMA_{dz} = BG_{dzv}/GS_{dzv} \times Dz_{sk.} \times MK, \text{ kur} \quad (4.18.)$$

kur BMA_{dz} – iegūstamais biometāna apjoms no dzīvnieku mēsliem, m³ gadā;
 BG_{dzv} – biogāzes apjoms gadā no vienas dzīvnieku vienības, m³/galva gadā;
 GS_{dzv} – galvu skaits vienā dzīvnieku vienībā, galva;
 $Dz_{sk.}$ – dzīvnieku kopskaits, galva;
 MK – metāna koncentrācija dzīvnieku mēsls, %.



4.18. attēls. No cūkkopības iegūstamā biometāna apjoma (m^3 gadā) aprēķini.



4.19. attēls. No kukurūzas skābbarības iegūstamā biometāna apjoma ($\text{m}^3/\text{gadā}$) aprēķini.

No dzīvnieku mēsliem maksimāli iegūstamā biometāna apjoma aprēķiniem izmantotie dati apkopoti 4.1. tabulā. Modeļa piemērs no cūkkopības iegūstamā biometāna apjoma (m^3 gadā) aprēķiniem parādīts 4.18. attēlā.

No skābbarības maksimāli iegūstamā biometāna apjoms aprēķināts pēc formulas:

$$BMA_{sb} = S \times R \times BG_{sb} \times MK, \text{ kur} \quad (4.19.)$$

kur BMA_{sb} – iegūstamais biometāna apjoms no skābbarības, m^3 gadā;

S – platība, no kuras iegūst skābbarību, ha;
 R – ražība, t/ha;
 BG_{sb} – biogāzes apjoms gadā no vienas tonnas skābbarības, m^3/t gadā;
 MK – metāna koncentrācija skābbarībā, %.

Latvijā 2014. gadā kukurūzas skābbarību kopumā ieguva no 21,7 tūkst. ha lielas platības un no 1 ha kukurūzas ieguva ~30 t skābbarības. Biogāzes iznākums no kukurūzas skābbarības ir 202 m^3/t un metāna koncentrācija kukurūzas skābbarībā ir 52 % [153]. Modeļa piemērs no kukurūzas skābbarības iegūstamā biometāna apjoma (m^3 gadā) aprēķiniem parādīts 4.19. attēlā.

No biodegradējamiem sadzīves atkritumiem maksimāli iegūstamā biometāna apjoms aprēķināts pēc formulas:

$$BMA_{atkr} = IeSk \times Atkr \times BG_{atkr} \times MK, \text{ kur} \quad (4.20.)$$

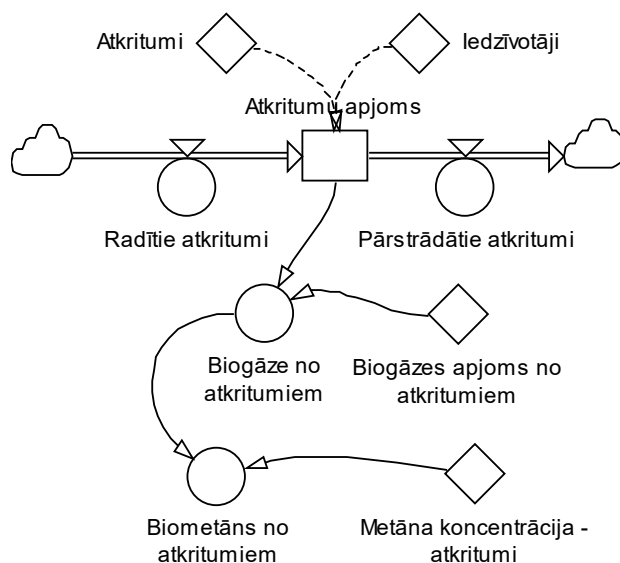
kur BMA_{atkr} – iegūstamais biometāna apjoms no atkritumiem, m^3 gadā;
 $IeSk$ – iedzīvotāju skaits
 $Atkr$ – atkritumu apjoms uz vienu cilvēku, t;
 BG_{atkr} – biogāzes apjoms gadā no vienas tonnas atkritumu, m^3/t gadā;
 MK – metāna koncentrācija atkritumos, %.

Latvijā 2013. gadā bija 2023825 iedzīvotāju, katrs radīja vidēji 0,312 t atkritumu. Biogāzes iznākums no organiskajiem atkritumiem ir 100 m^3/t un metāna koncentrācija ir 61 % [153]. Modeļa piemērs no atkritumiem iegūstamā biometāna apjoma (m^3 gadā) aprēķiniem parādīts 4.20. attēlā.

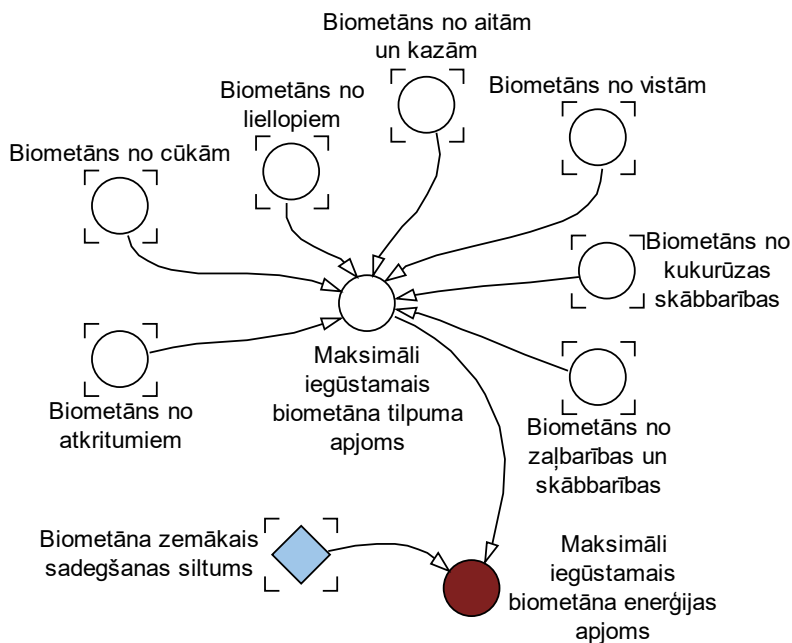
Maksimāli iegūstamais biometāna enerģijas apjoms aprēķināts pēc formulas:

$$BMEA = (BMA_{dz} + BMA_{sb} + BMA_{atkr}) \times LHV_{BM}, \text{ kur} \quad (4.21.)$$

kur $BMEA$ – iegūstamais biometāna enerģijas apjoms, GWh gadā.
 LHV_{BM} – biometāna zemākais sadegšanas siltums, MWh / 1000 m^3 .



4.20. attēls. No biodegradējamiem sadzīves atkritumiem iegūstamā biometāna apjoma (m^3 gadā) aprēķini.



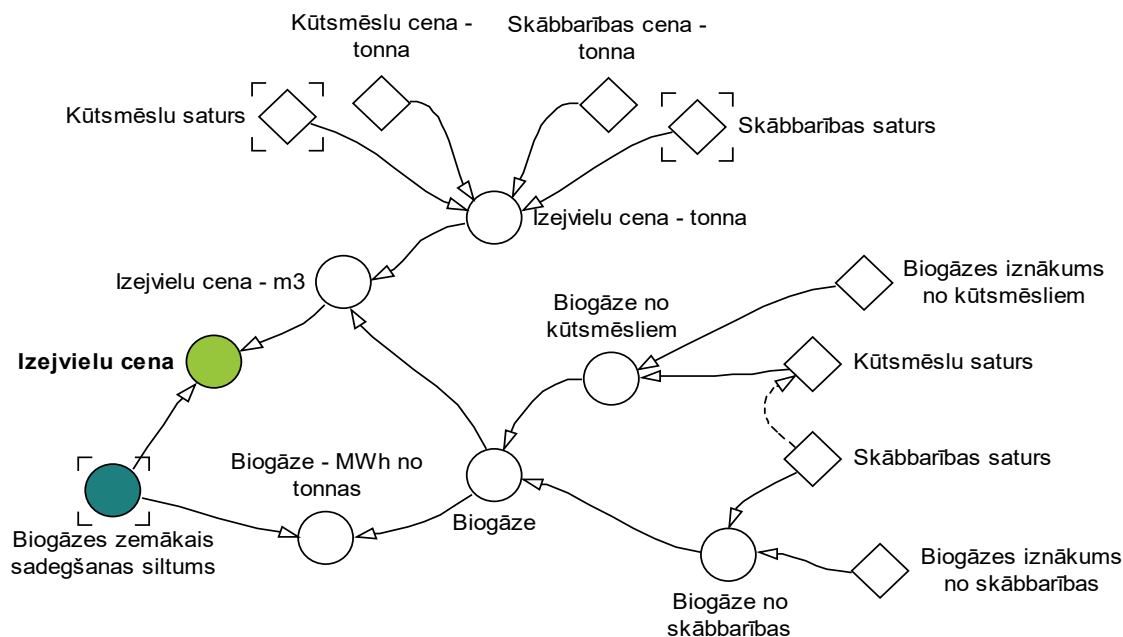
4.21. attēls. Maksimāli iegūstamā biometāna enerģijas apjoma (GWh gadā) aprēķini.

Maksimāli iegūstamā biometāna enerģijas apjoma aprēķinu modelis parādīts 4.21. attēlā. Aprēķinu formulas ir dotas 8. pielikumā.

4.5.3.4. Izejvielu cenu aprēķini un biogāzes zemākā sadegšanas siltuma aprēķini

Veicot izejvielu cenas aprēķinus (skat. 4.22. attēlu), pieņemts, ka kūtsmēsliu cena ir 8 EUR/t un skābbarības cena ir 25 EUR/t. Biogāzes iznākums no kūtsmēsliem ir $25 \text{ m}^3/\text{t}$ un no skābbarības – $172 \text{ m}^3/\text{t}$ [153]. Saskaņā ar MK noteikumiem Nr. 268 (16.03.2010.), atbalstīti tiek tie komersanti, kas nodrošina enerģijas ražošanu no lauksaimnieciskās vai mēžsaimnieciskās izcelsmes biomasas, paredzot pārdot biogāzes koģenerācijas veidā saražoto elektroenerģiju. Ar biogāzi saprot anaerobās fermentācijas procesā iegūtu gāzi, ja dzīvnieku izcelsmes blakusprodukti un atvasinātie produkti, kas nav paredzēti cilvēku patēriņam, veido vismaz 30 % no izejvielām fermentācijas procesa nodrošināšanai [154]. Pieņemts, ka biogāzes ražošanā tiks izmantoti 60 % kūtsmēsliu un 40 % skābbarības. Aprēķināts, ka iespējamā izejvielu cena ir aptuveni 31 EUR/MWh. Aprēķinu formulas ir dotas 8. pielikumā.

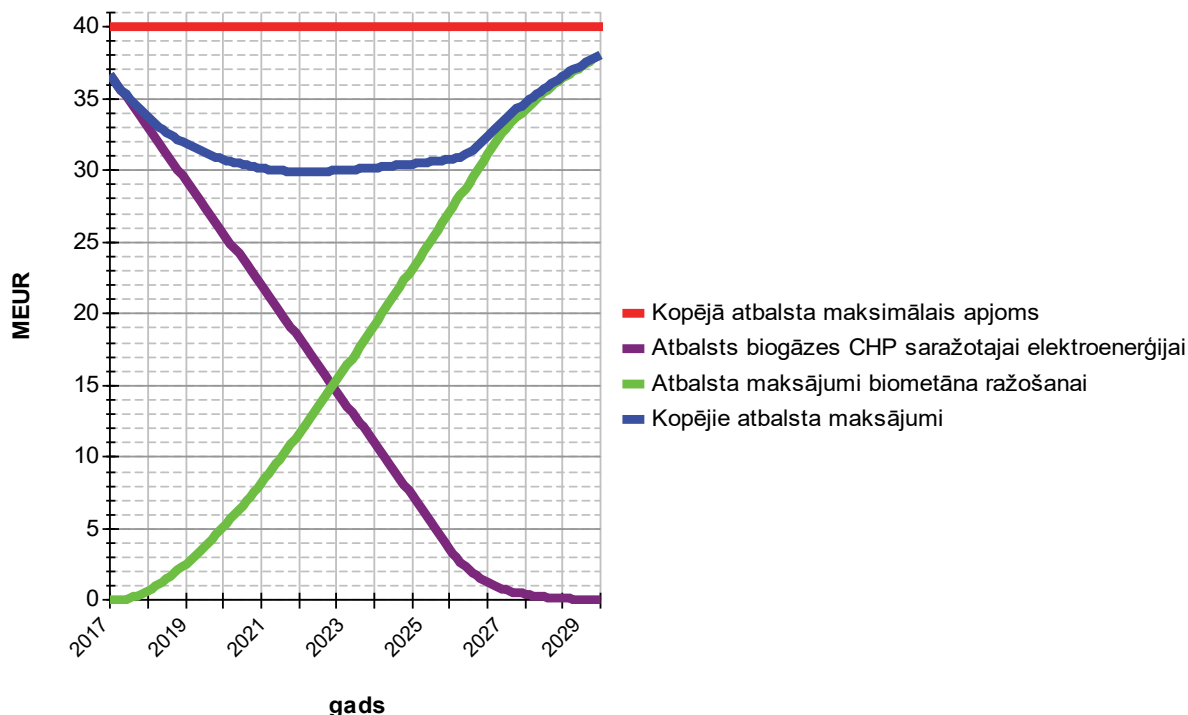
Biogāzes zemākā sadegšanas siltuma aprēķinos pieņemts, ka metāna iznākums no kūtsmēsliem ir 60 % un no skābbarības 54 % [153], un biometāna zemākais sadegšanas siltums pieņemts $35,9 \text{ MJ}/\text{Nm}^3$ [150]. Aprēķināts, ka biogāzes zemākais sadegšanas siltums ir $5,744 \text{ MWh} / 1000 \text{ m}^3$. Aprēķinu formulas ir dotas 8. pielikumā.



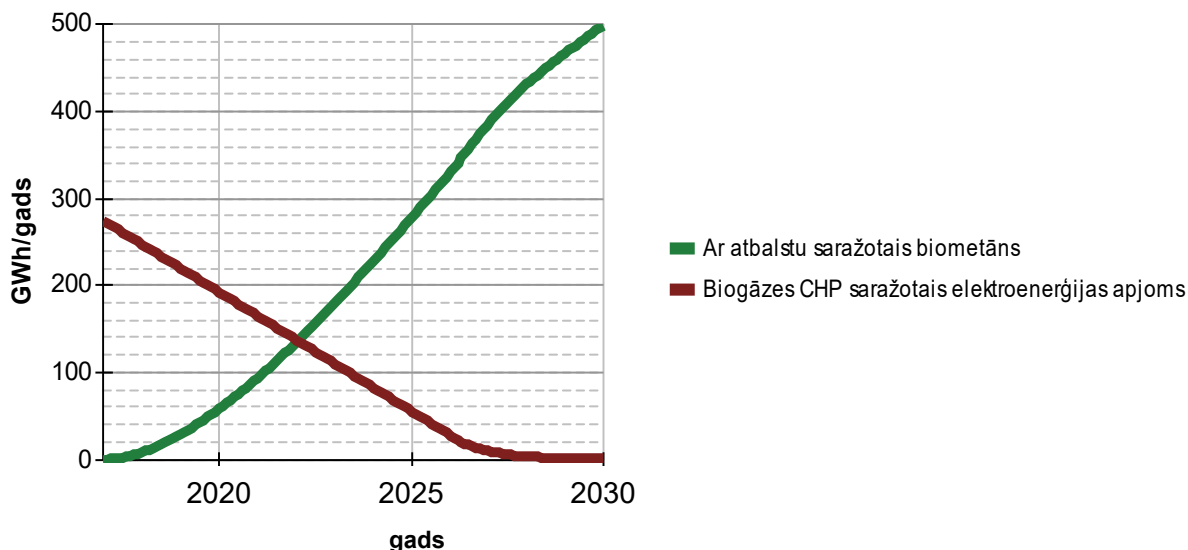
4.22. attēls. Izejvielu cenas (EUR/MWh) aprēķini.

4.5.4. Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma modeļa imitācijas aprēķini

Izveidoto modeli var izmantot zinātnieki un enerģijas politikas izstrādātāji, lai analizētu biometāna atbalsta sistēmas investīciju dinamiku un tās radīto biometāna ražošanas apjomu gan atkarībā no biometāna ražošanai piešķirtajām subsīdijām, gan arī no atbalsta mehānisma struktūras. Izstrādātā biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma struktūra un tā radītās problēmas, galveno daļu savstarpējā mijiedarbība ar atgriezeniskajām saitēm parādīta 4.10. attēlā.



4.23. attēls. Izstrādātā atbalsta mehānisma izmaksas.



4.24. attēls. Saražotais biometāna un biogāzes koģenerācijas stacijās saražotās elektroenerģijas apjoms.

Modeļa imitācijas aprēķinu rezultāti parāda, ka galvenie parametri, kas ietekmē atbalsta mehānisma stabilitāti, ir atgriezeniskās saites, kas saista kopējos biometāna atbalsta maksājumus, piešķirto atļauju skaitu, izsniegtā kopējā maksimālā atbalsta apjomu, vēlmi investēt ražotnes izveidē, resursu pieejamību, kā arī nobīdes laikā, ko izraisa atgriezeniskās saites. Rezultāti liecina, ka gadījumā, ja tiek ieviesta FIP atbalsta sistēma, biometāna ražošanas nozare sākotnēji attīstītos lēnāk un atbalstā izmaksājamā summa nepārsniegtu noteikto limitu (skat. 4.23. attēlu) un neradītu sistēmā svārstības. Turklāt, pateicoties FIP atbalsta mehānisma ieviešanai, 2030. gadā saražotais biometāna apjoms var sasniegt 500 GWh (skat. 4.24. attēlu) ar izmaksājamo atbalstu ~68 EUR/MWh.

4.6. Scenāriju analīze

Lai noteiktu, kā saražoto biometāna un kopējā izmaksātā atbalsta apjomu, kā arī vidējo atbalsta apjomu uz 1 MWh biometāna ietekmē investīcijām atvēlētais laiks (t. i., laika periods, kopš atļaujas piešķiršanas, kurā jāuzsāk ražotnes būvniecība; ja šajā laika periodā ražotnes būvniecība netiek uzsākta, atļauja tiek anulēta), atbalsta periods (t. i., laika periods, kopš ražotnes nodošanas ekspluatācijā, kurā tiek maksāts atbalsts par saražoto biometānu) un atbalsta maksimālais apjoms (kopējā naudas summa gadā, kas tiek maksāta kā atbalsta maksājums par saražoto biometānu un esošajās biogāzes elektrostacijās saražoto elektroenerģiju), tika analizēti astoņi atbalsta mehānisma scenāriji. Scenāriju analīze veikta, lai izvēlētos atbalsta mehānismam piemērotākos apstākļus – pēc iespējas lielāks saražotā biometāna apjoms, mazāks kopējais izmaksājamā atbalsta apjoms un mazāks vidējais atbalsta apjoms uz 1 MWh biometāna. Bāzes scenārijā (skat. 4.2. tabulā scenārijs Nr. 0) pieņemts, ka investīcijām atvēlētais laiks ir divi gadi un laika periods, kurā uzņēmējam ir tiesības pārdot saražoto elektroenerģiju obligātā iepirkuma ietvaros, ir 10 gadu (šie abi laika periodi ir noteikti spēkā esošajos normatīvajos aktos – [124, 155, 156]), un kopējā atbalsta maksimālais apjoms ir 40 miljonu eiro gadā. Mainot šos trīs parametrus, ir izstrādāti pārējie atbalsta mehānisma scenāriji. Visu astoņu scenāriju parametri un iegūtie rezultāti apkopoti 4.2. tabulā. Pieņemti sekojoši parametru vērtību diapazoni:

- investīcijām atvēlētais laiks: divi un trīs gadi (1 gads būtu pārāk īss laika posms nepieciešamo ar būvniecību saistīto dokumentu nokārtošanai un būvniecības uzsākšanai, savukārt četri gadi ir pārāk liels laika posms, kas apgrūtinātu projektu attīstības uzraudzību, tāpēc šādi scenāriji netika vērtēti);
- atbalsta perioda ilgums: 10 un 15 gadu (ja atbalsta maksājumu periods ir īsāks par 10 gadiem, tas nerada uzņēmējos stabilitātes sajūtu un uzticību politikai, kā arī palielina nepieciešamo atbalsta apjomu uz 1 MWh biometāna, jo investīciju atmaksāšanai paredzētais laika periods būtu mazs; savukārt 20 gadu atbalsta maksājumu termiņš atbilst iekārtu tehniskajam kalpošanas laikam, kas var radīt risku, ka iekārtas nenokalpo visu atbalsta periodu);
- savukārt kopējā atbalsta maksimālais apjoms ir nemainīgs vai arī, ja valsts ekonomiskā situācija to atļauj, tad kopējais atbalsta maksājumu apjoms katru gadu palielinās par 1,5 % no kopējā atbalsta apjoma (kas būtu nedaudz mazāks kā iespējamais vidējais iekšzemes kopprodukta ikgadējais pieauguma temps ilgākā laika periodā).

4.2. tabula

Atbalsta mehānisma scenāriji un to rezultāti

Scenārija Nr.	0	1	2	3	4	5	6	7
Investīcijām atvēlētais laiks, gadi	2				3			
Atbalsta periods, gadi	10		15		10		15	
Kopējais maksimālais atbalsta apjoms, MEUR/gadā	40	40+ ^(*)	40	40+	40	40+	40	40+

Rezultāti

2030. gadā saražotais biometāna apjoms, GWh/gadā	499,3	587,2	630,1	740,1	498,9	586,9	629,9	740,0
Aprēķinu periodā kopējais saražotais biometāna apjoms, GWh	2845	3269	3436	3945	2854	3278	3447	3958
2030. gadā atbalsta maksājumi biometāna ražošanai, MEUR gadā	38,03	44,68	41,05	48,05	38,02	44,68	41,07	48,07
Aprēķinu periodā kopējais izmaksātais atbalsts biometāna ražošanai, MEUR	231,69	265,70	236,23	270,56	232,51	266,67	237,09	271,57
Vidējais uz biometāna enerģijas vienību izmaksātais atbalsts, EUR/MWh	81,43	81,28	68,76	68,58	81,47	81,31	68,79	68,61

(*) – Ikgadējs kopējā atbalsta maksimālā apjoma pieaugums

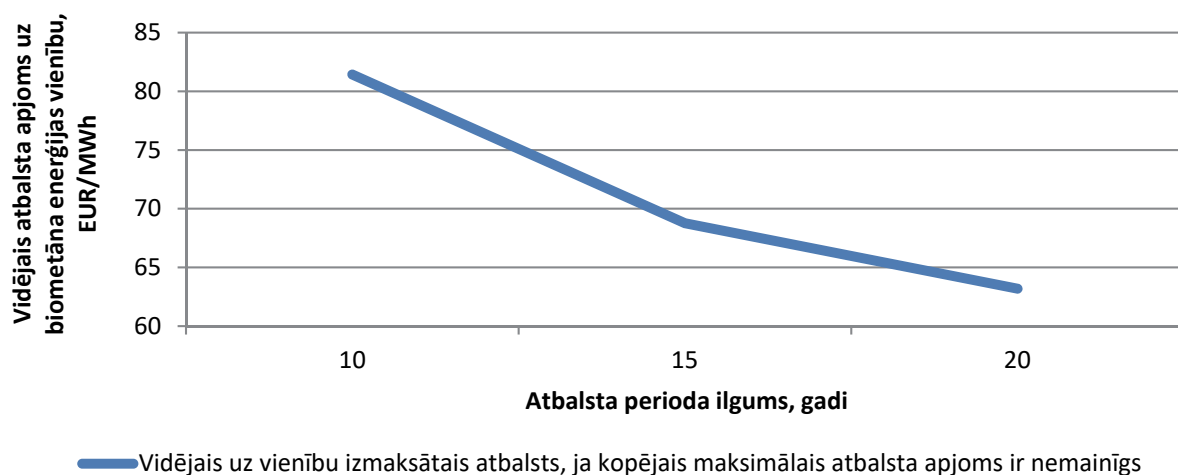
Scenāriju rezultāti parāda, ka vislielākais 2030. gadā saražotā biometāna apjoms – 740 GWh/gadā, kā arī vislielākais laika periodā līdz 2030. gadam visā aprēķinu periodā kopējais saražotais biometāna apjoms – 3945 GWh vai 3958 GWh būtu attiecīgi 3. un 7. scenārija gadījumā. Ja scenāriji tiek vērtēti nevis pēc lielākā saražotā biometāna apjoma, bet gan pēc mazākā izmaksātā atbalsta apjoma, tad vispiemērotākie atbalsta mehānisma noteikumi būtu 0. un 4. scenārija gadījumā. Bāzes scenārija gadījumā 2030. gadā saskaņā ar modeļa aprēķiniem atbalsta maksājumi būtu 38,03 miljonu eiro, bet visā aprēķinu laika periodā līdz 2030. gadam kopumā atbalsta maksājumus būtu izmaksāti 231,69 miljonu eiro (skat. 4.2.tabulā). Savukārt 4. scenārija gadījumā atbalsta maksājumi būtu 38,02 miljonu eiro, bet visā laika periodā līdz 2030. gadam kopumā būtu izmaksāti 232,51 miljonu eiro. Vismazākais izmaksātā atbalsta apjoms skaidrojams ar to, ka atbalsta perioda ilgums ir 10 gadu. Kaut gan 2. un 6. scenārija gadījumā, kad atbalsta perioda ilgums ir 15 gadu, un kopējā atbalsta maksimālais apjoms ir nemainīgs, kopējais izmaksātais atbalsta apjoms ir tikai par aptuveni 0,4 % lielāks scenārijā, ja investīcijām atvēlētais laiks ir trīs, nevis divi gadi. Samērā nelielā kopējā izmaksātā atbalsta apjoma starpība, ja atbalsta periods tiek palielināts no 10 uz 15 gadiem, skaidrojama ar to, ka ilgāka atbalsta perioda gadījumā samazinās vidējais izmaksātais atbalsta apjoms uz biometāna enerģijas vienību. Tieši scenārijos, kad atbalsta perioda ilgums ir 10 gadu (tas ir 0., 1., 4. un 5. scenāriju gadījumā), vidējais izmaksātais atbalsts uz biometāna enerģijas vienību ir vislielākais (virs 81 EUR/MWh). Bet vismazākais vidējais izmaksātais atbalsta apjoms uz biometāna enerģijas vienību ir scenārijos, kad atbalsta perioda ilgums ir 15 gadu (tas ir 2., 3. 6. un 7. scenārija gadījumā), kad vidējā uz vienību izmaksātā atbalsta summa ir mazāka par 69 EUR/MWh.

Analizējot atbalsta mehānisma scenāriju rezultātus, jāsecina, ka investīcijām atvēlēta laika perioda ilgumam – divi vai trīs gadi – nav būtiskas ietekmes ne uz saražotā biometāna apjomu, ne uz izmaksātā atbalsta apjomu, ne uz vidējo izmaksāto atbalstu uz biometāna enerģijas vienību. Ja investīcijām atvēlētais laika periods ir trīs, nevis divi gadi, aprēķinu periodā kopējais saražotais biometāna apjoms pieaug par aptuveni 0,3 %, kopējais izmaksātais atbalsta apjoms ir tikai par aptuveni 0,4 % lielāks un vidējais izmaksātais atbalsta apjoms uz biometāna enerģijas vienību ir par aptuveni 0,05 % lielāks. Šos trīs parametrus vairāk ietekmē atbalsta perioda ilgums un noteiktais maksimālais kopējā atbalsta apjoms. Jo atbalsta periods ir lielāks, t. i., 15, nevis 10 gadu, jo lielāks ir saražotā biometāna apjoms (kopējais saražotais biometāna apjoms palielinās par ~21 %) un zemāks izmaksājamais VAA (vidējais uz 1 MWh izmaksājamais atbalsta apjoms samazinās par ~15,6 %). Turklāt, ja kopējā atbalsta maksimālais apjoms katru gadu tiek palielināts, saražotā biometāna apjoms ir vēl lielāks (pieaug par ~39 %) un izmaksājamais VAA ir vēl mazliet zemāks (samazinās par ~15,8 %), salīdzinot 15 gadu ar 10 gadu ilgu atbalsta periodu ar nemainīgu un pieaugošu kopējā atbalsta apjomu.

Tas ir skaidrojams ar to, ka, pieņemot, ka dabasgāzes cena ar laiku palielināsies, VAA samazināsies. VAA samazinājumu ietekmē arī tas, ka ar laiku samazinās īpatnējie kapitālieguldījumi tehnoloģiskajās iekārtās to attīstības, izplatības un pieejamības dēļ (tā saucamais tehnoloģiju apguves efekts (*learning effect*) vai tehnoloģiju apguves līkne (*learning curve*)). Līdz ar to, jo garāks ir noteiktais atbalsta maksājumu periods, jo lielāka biometāna daļa tiek saražota un atbalstīta vēlākā periodā, kad VAA ir mazāks. Tas pats attiecas arī uz scenāriju, kad katru gadu tiek palielināts kopējā atbalsta maksimālais apjoms – lielāks ir biometāna apjoms, kas tiek saražots zemāka VAA periodā. Papildus šādi atbalsta mehānisma noteikumi – garāks atbalsta maksājumu periods un garantēts, turklāt arī pieaugošs atbalsta maksājumu apjoms – uzņēmējiem (potenciālajiem investoriem un biometāna ražotājiem) rada lielāku stabilitātes sajūtu un palielina vēlmi investēt šajā AER nozares attīstībā.

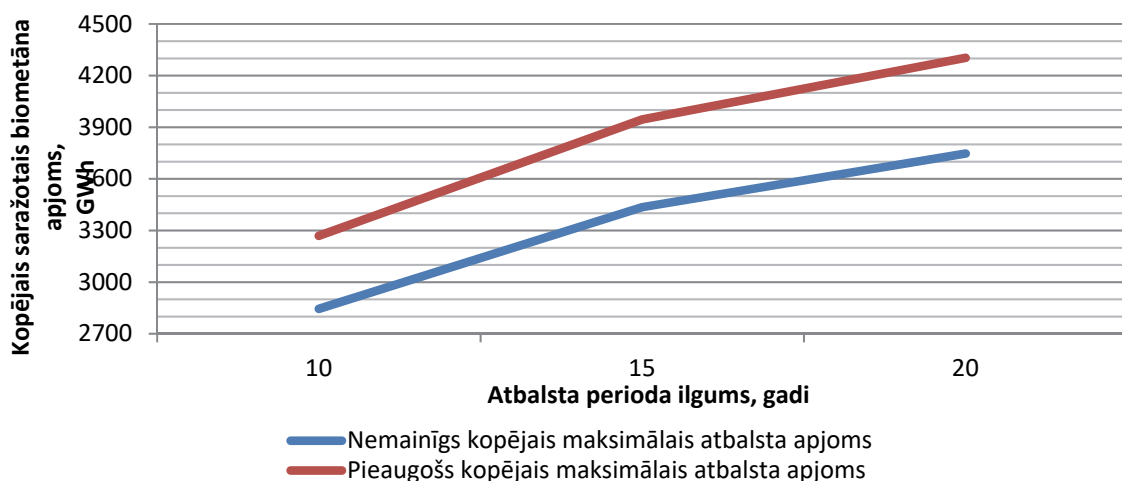
Ar izstrādātā SD modeļa palīdzību aprēķināts, ka, ja atbalsta periods būtu 20 gadu, kas ir arī pieņemtais iekārtu tehniskais kalpošanas laiks, un kopējā atbalsta maksimālais apjoms ir nemainīgs, 2030. gadā saražotā biometāna apjoms, salīdzinot ar 15 gadu atbalsta periodu,

pieaug līdz ~693 GWh, t. i., palielinās par ~10 %, laika periodā līdz 2030. gadam kopējais saražotais biometāna apjoms būtu 3747 GWh (pieaug par ~9 %), 2030. gadā atbalsta maksājumi būtu jātērē 41,29 miljonu eiro (par ~0,6 % vairāk), bet visā aprēķinu laika periodā līdz 2030. gadam kopumā atbalsta maksājumos būtu izmaksāti 236,77 miljonu eiro (par ~0,2 % vairāk nekā gadījumā, ja atbalsta periods ir 15 gadu) un vidējais izmaksājamais atbalsta apjoms uz 1 MWh biometāna būtu 63,19 EUR/MWh – samazinās par ~8 % (2030. gadā VAA būtu 49,35 EUR/MWh). Savukārt, ja kopējā atbalsta maksimālais apjoms katru gadu tiktu palielināts, tad 2030. gadā saražotā biometāna apjoms būtu ~814 GWh (pieaug par ~10 %, salīdzinot ar scenāriju, kad atbalsta periods ir 15 gadu), laika periodā līdz 2030. gadam kopējais saražotais biometāna apjoms būtu 4303 GWh (palielinās par ~9 %), 2030. gadā atbalsta maksājumi būtu jātērē 48,31 miljonu eiro (par ~0,5 % vairāk), bet visā aprēķinu laika periodā līdz 2030. gadam kopumā atbalsta maksājumos būtu izmaksāti 271,14 miljonu eiro (par ~0,2 % vairāk) un vidējā izmaksājamā atbalsta apjoms būtu 63,01 EUR/MWh (samazinātos par ~8 %). Vidējā atbalsta apjoma uz 1 MWh biometāna izmaiņas un kopējā saražotā biometāna apjoma izmaiņas atkarībā no atbalsta perioda ilguma, ja kopējais maksimālais atbalsta apjoms ir nemainīgs, vai tas katru gadu tiek palielināts, parādītas 4.25. un 4.26. attēlā.



4.25. attēls. Vidējā atbalsta apjoma uz 1 MWh biometāna izmaiņas atkarībā no atbalsta perioda ilguma. (Scenārijs, kad kopējais maksimālais atbalsta apjoms katru gadu palielinās, netiek rādīts, jo atšķirība ir neliela – vidējais uz vienību izmaksātais atbalsta apjoms ir par ~0,2–0,3 % mazāks).

Rezultāti liecina par to, ka, nosakot garāku atbalsta maksājumu periodu un palielinot kopējā atbalsta maksājumu apjomu, saprotams, palielinās saražotā biometāna apjoms, turklāt samazinās vidējais atbalsta apjoms uz 1 MWh biometāna. Ja atbalsta perioda ilgums tiek palielināts no 10 uz 15 gadiem, tad vidējais uz vienību izmaksātais atbalsta apjoms samazinās par 16 % un kopējais saražotais biometāna apjoms pieaug par 21 %, neatkarīgi no tā vai kopējais maksimālais atbalsta apjoms paliek nemainīgs vai tiek palielināts. Savukārt, ja atbalsta perioda ilgums tiek palielināts no 15 uz 20 gadiem, šīs izmaiņas ir mazākas – vidējais atbalsta apjoms uz 1 MWh biometāna samazinās par 8 % un kopējais saražotais biometāna apjoms pieaug par 9 %.



4.26. attēls. Kopējā saražotā biometāna apjoma izmaiņas atkarībā no atbalsta perioda ilguma.

Lemjot par atbalsta mehānisma nosacījumiem – investīcijām atvēlēto laiku, atbalsta maksājumu perioda ilgumu un kopējā izmaksājamā atbalsta apjomu – jāņem vērā, ka:

- investīcijām atvēlētajam laika posmam ir jābūt pietiekami garam, lai uzņēmējs paspētu nokārtot visas nepieciešamās formalitātes un uzsākt būvniecību, tomēr tam ir jābūt arī pietiekami īsam, lai tas būtu viegli pārredzams un varētu sekot projekta attīstībai. Tāpēc viens gads būtu pārāk īss periods, bet, atvēlot investīciju realizēšanai un būvniecības uzsākšanai trīs gadus, nevis divus, netiek panākts būtiski lielāks saražotā biometāna apjoms, turklāt ne kopējais izmaksātā atbalsta apjoms, ne arī vidējās izmaksājama atbalsta apjoms būtiski nesamazinās;
- atbalsta maksājumu perioda ilgumam ir būtiskākā loma gan vidējā izmaksājamā atbalsta apjoma samazināšanā, gan saražotā biometāna apjoma palielināšanā. Turklāt garāks atbalsta maksājumu periods uzņēmējos vieš lielāku uzticību un rada lielāku vēlmi investēt, kas ir būtisks nozares attīstības faktors. Tomēr jāņem vērā, ka atbalsta maksājumu perioda ilgumu ierobežo iekārtu tehniskais kalpošanas laiks, kā arī tas, ka, tehnoloģijām attīstoties, tās kļūst aizvien izplatītākas un līdz ar to arī pieejamākas (samazinās nepieciešamie kapitālieguldījumi uz vienu jaudas vienību), un vienlaikus arī energoefektīvākas. Saprota, ka garākā atbalsta maksājumu periodā ir iespējams saražot vairāk biometāna par zemāku vidējo izmaksājamo atbalsta apjomu uz 1 MWh biometāna, tāpēc ieteicamais atbalsta maksājumu perioda ilgumam varētu būt 15 vai pat 20 gadu, kas atbilst atbalsta maksājumu perioda ilgumam arī citās ES valstīs (piemēram, Vācijā un Lielbritānijā atbalsta periods ir 20 gadu, Nīderlandē – 12 gadu);
- valsts ekonomiskā situācija nosaka, kāds būs iespējamais kopējais maksimālais atbalsta maksājumu apjoms. Ja valsts ekonomiskā situācija ir stabila, bet tomēr nav vērojama pozitīva attīstība, arī kopējais ikgadējais izmaksājama atbalsta apjoms būtu nemainīgs. Bet, ja valsts ekonomiski attīstās, tad, lai veicinātu gan nozares attīstību, gan mazinātu energo-atkarību no ārējiem piegādātājiem, palielinot biometāna ražošanas apjomus, ikgadējo maksimālo atbalsta maksājumu apjomu ir vēlams pakāpeniski palielināt. Tomēr jāpiebilst, ka tam, vai kopējais maksimālais atbalsta maksājumu apjoms ir nemainīgs jeb tiek palielināts, nav būtiskas nozīmes, ja tiek vērtēts vidējais uz 1 MWh biometāna izmaksājama atbalsta apjoms (skat. 4.25. attēlu).

Nemot vērā visus iepriekš minētos argumentus, vēlamākais atbalsta mehānisma scenārijs būtu pie šādiem nosacījumiem: investīcijām atvēlētais laika posms - divi gadi, atbalsta maksājumu perioda ilgums – vismaz 15 gadu vai vairāk un kopējā atbalsta maksimālais apjoms ir nemainīgs (2. scenārijs) vai, ja tas ir iespējams, kopējā atbalsta maksimālais apjoms katru gadu tiek palielināts (3. scenārijs).

4.7. Nenoteiktības novērtējums

Lai novērtētu modeļa galveno rezultātu atkarību no svarīgāko neatkarīgo parametru vērtībām, ievērojot to nenoteiktību, veikts izstrādātā atbalsta mehānisma nenoteiktības novērtējums ar jutības analīzi. Ar jutības analīzes palīdzību novērtēta būtiskākā modeļa parametra, ko politikas veidotāji nevar tieši ietekmēt, – vēlmes investēt – ietekme uz šādiem modeļa galvenajiem rezultātiem:

- kopējo aprēķinu periodā izmaksāto atbalsta apjomu;
- kopējo saražotā biometāna apjomu;
- vidējo uz 1 MWh biometāna izmaksāto atbalsta apjomu;
- piešķirto atļauju skaitu.

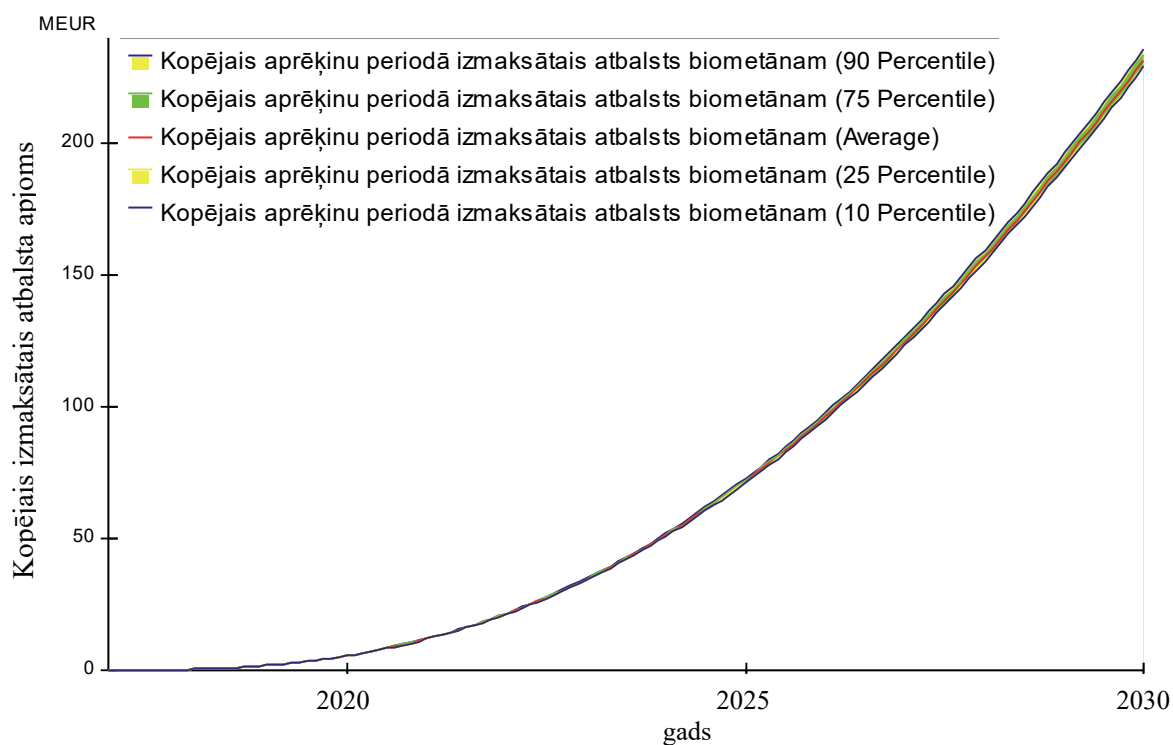
Lai pārbaudītu izstrādātā atbalsta mehānisma noturīgumu, 2. atbalsta mehānisma scenārijam veikts noturības tests, izmantojot Powersim Studio 8 programmatūras platformā pieejamo *Latin Hypercube* metodi ar maksimālo izšķirtspēju 40 atkārtojumos. Ar *Latin Hypercube* metodi iegūtajam rezultātam 40 atkārtojumos ir tāds pats ticamības faktors, kā *Monte Carlo* metodei 400 atkārtojumos [157]. Aprēķinu periods ir no 2017. līdz 2030. gadam, laika solis 0,1 gads, izejas parametram "*Vēlme investēt*" pieņemts vienmērīgs sadalījums diapazonā no 0,1 līdz 0,8, jo nav zināms iespējamais vērtību sadalījuma veids. Pieņemtā parametra "*Vēlme investēt*" bāzes vērtība ir 0,75. Jutības analīzes rezultāti apkopoti 4.3. tabulā.

4.3. tabula

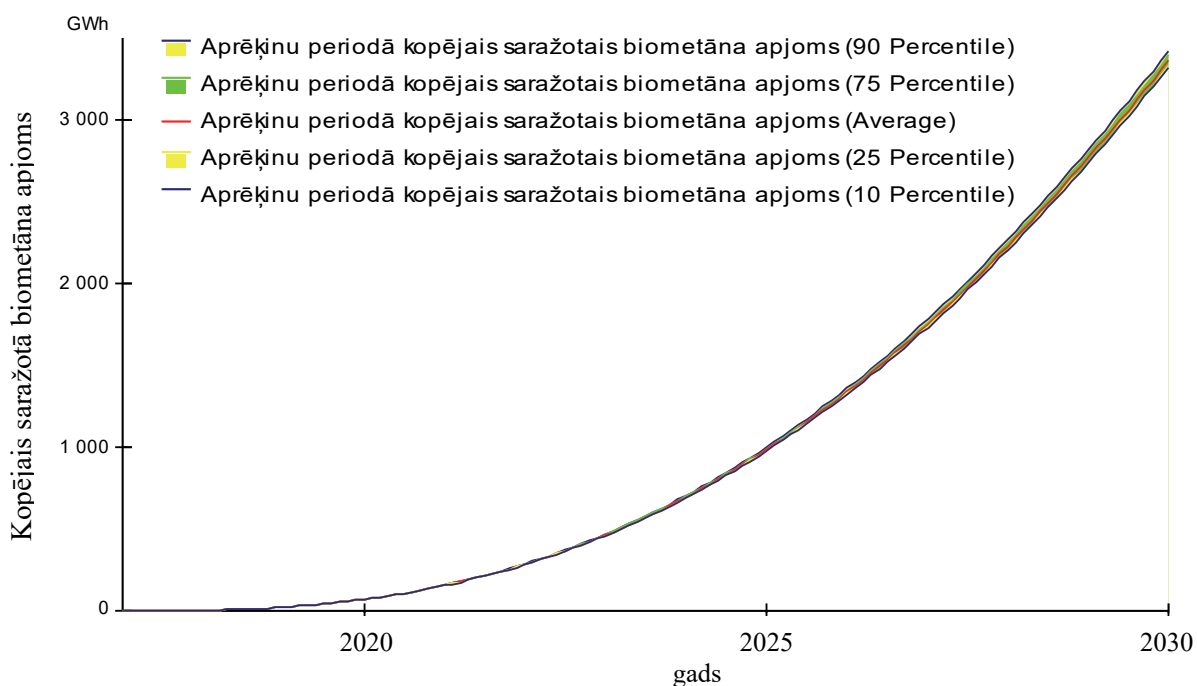
2. atbalsta mehānisma scenārija parametru jutības analīzes rezultāti

Parametrs	Vidējā vērtība	10 procentīle	25 procentīle	75 procentīle	90 procentīle
Kopējais aprēķinu periodā izmaksātais atbalsts biometānam, MEUR	231,68	228,95	229,32	233,64	235,66
Aprēķinu periodā kopējais saražotais biometāna apjoms, GWh	3368,60	3328,08	3333,39	3397,86	3427,45
Vidējais uz biometāna enerģijas vienību izmaksātais atbalsts, EUR/MWh	68,78	68,76	68,76	68,79	68,80

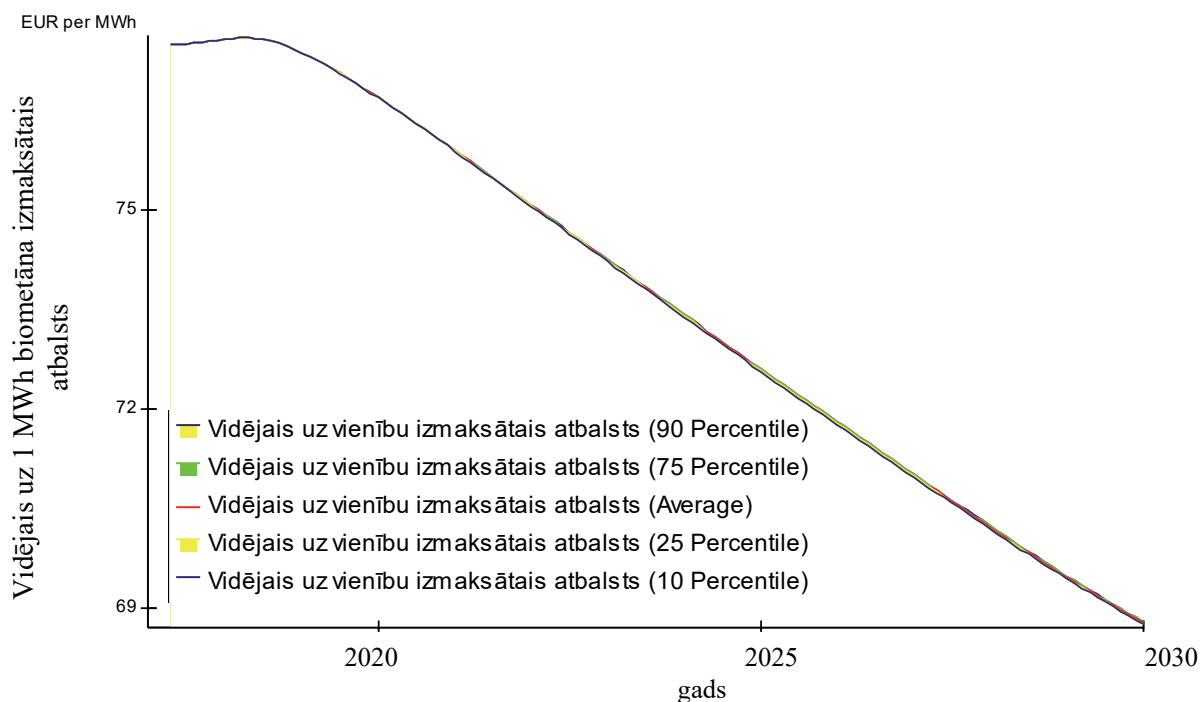
Novērtējot parametru – "Kopējais aprēķinu periodā izmaksātais atbalsta apjoms"; "Kopējais saražotā biometāna apjoms" un "Vidējais uz 1 MWh biometāna izmaksātais atbalsta apjoms" jutību, redzams, ka varbūtību sadalījuma diapazons ir ļoti šaurs (skat. 4.27.–29. attēlu), kas liecina par augstu izstrādātā atbalsta mehānisma modeļa noturīgumu. Tas nozīmē, ka uzņēmēju vēlme investēt biometāna ražotnes izveidē, kas nav prognozējams un ir mainīgs parametrs, atbalsta mehānisma galvenos rezultātus ietekmē nebūtiski un izstrādātais atbalsta mehānisms spēj nodrošināt stabilu atbalsta apjomu arī tad, ja vēlme investēt atšķiras no prognozētā.



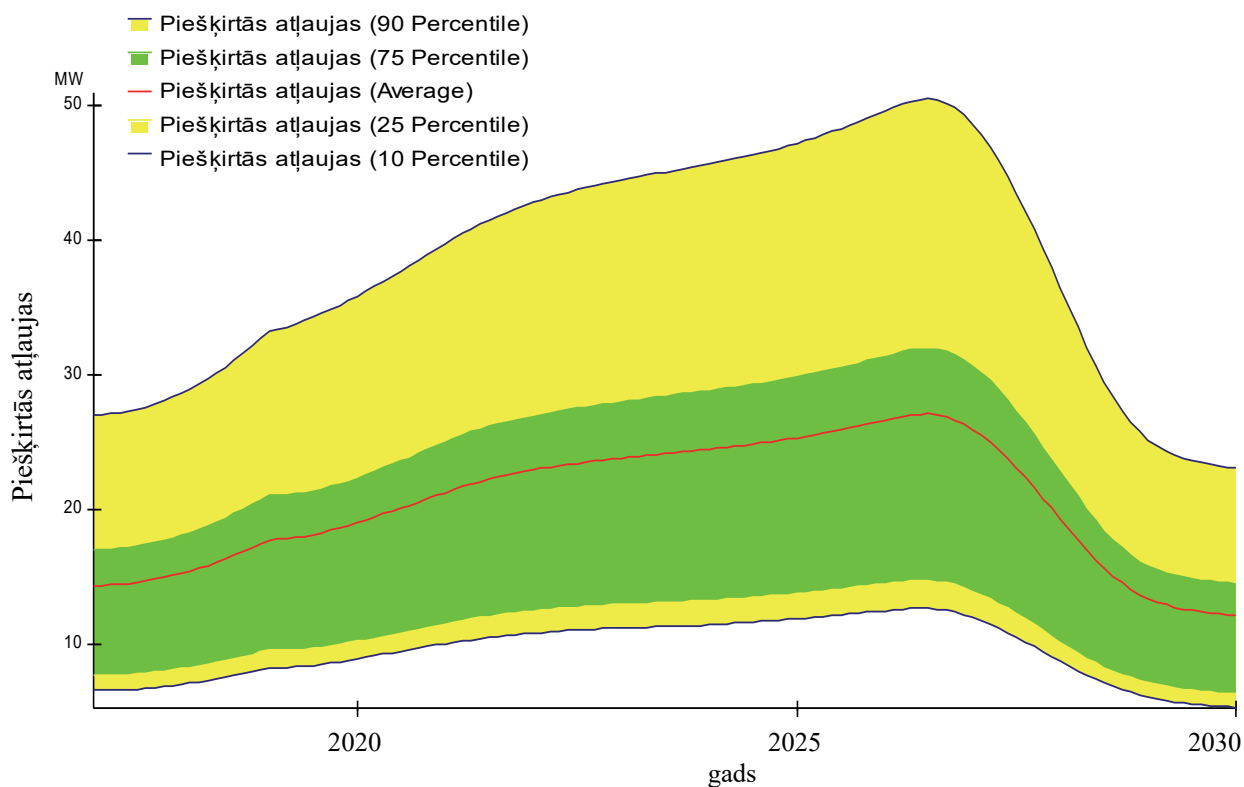
4.27. attēls. Kopējā izmaksātā atbalsta apjoma jutības analīzes rezultāti, mainoties parametram "*Vēlme investēt*".



4.28. attēls. Kopējā saražotā biometāna apjoma jutības analīzes rezultāti, mainoties parametram "*Vēlme investēt*".



4.29. attēls. Vidējā uz 1 MWh biometāna izmaksājamā atbalsta apjoma jutības analīzes rezultāti, mainoties parametram "*Vēlme investēt*".



4.30. attēls. Pieskirtu atļauju parametra jutības analīzes rezultāti, mainoties parametram "*Vēlme investēt*".

Savukārt, novērtējot piešķirto atļauju parametra jutību, redzams, ka varbūtību sadalījuma diapazons ir ļoti plašs (skat. 4.3. tabulu un 4.30. attēlu), kas norāda, ka biometāna atbalsta mehānisma modeļa mehānisma noturīgums tiek sasniegts ar atļauju piešķiršanas moduli (skat. 4.14. attēlu), samazinot izkliedi pārējo parametru jutības analīzes rezultātos.

Nenoteiktības novērtējuma rezultāti parāda, ka izstrādātā atbalsta mehānisma modeļa sistēma ir ar samērā augstu noturīgumu, tāpēc ar modeļa palīdzību iegūtos rezultātus var uzskatīt par ticamiem un izstrādāto modeli – par piemērojamu biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma izveidē un analīzē.

SECINĀJUMI

1. Būvmateriālu ražošana ir energointensīvs process. To apstiprina veiktā būvmateriālu ražošanas procesa, sākot no materiālu ieguves vietas līdz ražošanas procesa beigām, izpētes, aprēķinu un novērtēšanas rezultāti – vislielāko ietekmi uz vidi rada dabasgāzes izmantošana būvmateriālu apdedzināšanas posmā ($>75\%$ no kopējās radītās ietekmes). Lielākā daļa no radītajām emisijām ir tieši saistīta ar kurināmā (dabasgāzes) izmantošanu rūpniecībā.

2. Izvērtējot ražošanas procesu un materiālu radīto slodzi uz vidi viduspunktu ietekmes kategorijās, var secināt, ka lielākā ietekme uz vidi tiek radīta fosilo resursu noplicināšanas ietekmes kategorijā ($\sim 30\text{--}41\%$). No beigu punktu kaitējuma kategorijām vislielākais kaitējums tiek nodarīts resursu kategorijā ($\sim 41\text{--}50\%$), kaitējums veselībai ir novērtēts $\sim 29\text{--}35\%$ robežās, bet ekosistēmām nodarītais kaitējuma īpatsvars ir $\sim 19\text{--}23\%$.

3. Kaut arī dabasgāze tiek uzskatīta par videi mazāk kaitīgu kurināmo, salīdzinot ar ogleņiem un naftas produktiem, atjaunojamo energoresursu izmantošana varētu samazināt ražošanas procesā radīto ietekmi uz vidi. Vietējo atjaunojamo resursu izmantošana samazinātu arī Latvijas energo-atkarību, samazinot dabasgāzes importu.

4. Pētījuma rezultāti norāda, ka visnozīmīgākais ietekmes uz vidi samazinājums vērojams, ja ražošanā, neveicot tehnoloģiskas izmaiņas pašā ražotnē, dabasgāzi aizstātu ar biometānu. Jāuzsver, ka šā risinājuma īstenošanai nebūtu nepieciešama krāsns degļu piemērošana. Nākamā labākā alternatīva no ietekmes uz vidi skatupunkta ir otrās paaudzes biodegvielas izmantošana, bet šādā gadījumā ir nepieciešama krāsns degļu piemērošana. Vislielāko negatīvo ietekmi uz vidi rada pirmās paaudzes biodegvielas izmantošana, daudzkārt pārsniedzot scenārija, kurā kā kurināmo izmanto dabasgāzi, ietekmes uz vidi rezultātus. Ievērojamā ietekme uz vidi šajā gadījumā ir skaidrojama ar augsnes izmantošanu un lauksaimniecības aktivitātēm, t.s., minerālmēslu izmantošanu.

5. Ekonomiski visizdevīgākais biometāna ražošanas scenārijs neatkarīgi no izvēlētās biogāzes attīrīšanas metodes, būtu, ja vairāku mazu biogāzes ražotņu vietā biometāns tiktu ražots vienā lielākā ražotnē. Šādā gadījumā kopējās izmaksas ir par aptuveni 22% līdz 27% zemākas (atkarībā no izvēlētās biogāzes attīrīšanas metodes un ekonomiskā dzīves ilguma) nekā tad, ja biogāze no atsevišķām ražotnēm tiktu transportēta uz vienu attīrīšanas staciju. Savukārt, ja biogāze no atsevišķām ražotnēm tiktu transportēta uz vienu attīrīšanas staciju, kopējās izmaksas būtu par aptuveni 2% līdz 4% zemākas (atkarībā no izmantotās attīrīšanas metodes) nekā tad, ja biometāns tiktu ražots vairākās atsevišķās mazās ražotnēs. Tāpēc var secināt, ka viszemākās izmaksas būtu gadījumā, ja biometāns tiktu ražots vienā lielākā ražotnē. Lai gan to nav iespējams īstenot jau darbībā esošajām biogāzes ražotnēm, tomēr tas varētu būt ekonomiski visizdevīgākais risinājums jaunām ražotnēm. Esošajām biogāzes ražotnēm ieteicamākais risinājums varētu būtu, ja biogāze no atsevišķām ražotnēm tiktu transportēta uz vienu attīrīšanas staciju.

6. Vislielākais īpatsvars biometāna ražošanas kopējās izmaksās ($\sim 65\%$ līdz $\sim 73\%$ – atkarībā no biogāzes attīrīšanas metodes) visiem scenārijiem ir biogāzes ražošanas izmaksām. Biogāzes attīrīšanas izmaksas ir $\sim 13\text{--}18\%$ robežās no kopējām izmaksām. Savukārt cauruļvada izbūves un izejvielu transportēšanas izmaksas ir $\sim 4\text{--}5\%$ robežās, bet biometāna ražotnes kapitālizmaksas, atkarībā no izvēlētās attīrīšanas metodes, ir $\sim 4\text{--}8\%$ robežās no kopējām izmaksām.

7. Kopējās biometāna ražošanas, transportēšanas un ievadīšanas dabasgāzes tīklā izmaksas, rēķinot uz vienu vienību, ir augstākas nekā dabasgāzes importa cena (2017.gadā – aptuveni 1,6 reizes; 2030. gadā – par aptuveni 20%). Līdz ar to var secināt, ka biometāna ražošanai ir nepieciešams finansiālais atbalsts, lai biometāna ražošana, to pārdodot par dabasgāzes cenu, būtu ekonomiski pamatota.

8. Vēlamākais atbalsta mehānisma scenārijs, lai panāktu lielāku kopējā saražotā biometāna apjomu, maksājot mazāku vidējo atbalsta apjomu uz 1 MWh biometāna, būtu pie šādiem nosacījumiem: investīcijām atvēlētais laika posms - divi gadi, atbalsta maksājumu perioda ilgums – vismaz 15 gadu vai vairāk. Un lielāku kopējā saražotā biometāna apjomu var iegūt, kopējo atbalsta maksimālo apjomu palielinot.

9. Nenoteiktības novērtējuma rezultāti parāda, ka izstrādātā atbalsta mehānisma modeļa sistēma ir ar samērā augstu noturīgumu, t. i., izstrādātajā atbalsta sistēmas modelī ir iekļauts elastīgs atļauju piešķiršanas mehānisms, kas nodrošina mazu galveno parametru (kopējā izmaksājamā atbalsta apjoma, kopējā saražotā biometāna apjoma un vidējā uz 1 MWh biometāna izmaksājamā atbalsta apjoma) izkliedi ap vidējo vērtību. Tāpēc ar modeļa palīdzību iegūtos rezultātus var uzskatīt par ticamiem un izstrādāto modeli – par piemērojamu biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma izveidē un analizē.

IZMANTOTO AVOTU SARAKSTS

- [1] Eiropas Savienības faktu lapas. Atjaunojamie energoresursi. http://www.europarl.europa.eu/atyourservice/lv/displayFtu.html?ftuId=FTU_5.7.4.html 2016.
- [2] Enerģētikas ceļvedis 2050. gadam. COM_COM(2011)0885(PAR01). 2011.
- [3] Ziņojums par Latvijas tautsaimniecības attīstību. LR Ekonomikas Ministrija, Rīga, Latvija: 2015.
- [4] Informatīvais ziņojums par makroekonomisko situāciju valstī. LR Ekonomikas Ministrija, Rīga, Latvija: 2015.
- [5] Latvijas tautsaimniecība. Makroekonomiskais apskats. CSP, LR Ekonomikas Ministrija, Rīga, Latvija: 2015.
- [6] Būvniecības nozares apraksts. VIAA, Rīga, Latvija: 2012.
- [7] Makroekonomisko norišu pārskats. Latvijas Banka, Rīga, Latvija: 2014.
- [8] FWC Sector Competitiveness Studies - Competitiveness of the Ceramics Sector. ENTR/06/054. European Commission. 2008.
- [9] Loizidou M, Koroneos C, Chardas D, Bourka A, Palekithrytis T, Fatta D, et al. Sustainable construction in public and private works through IPP approach – The Suscon Project. 10th Int. Conf. Environ. Sci. Technol., 2007, p. 5–7.
- [10] Par KERATERM blokiem 2013:<http://www.lodeen.com/category/10>.
- [11] Gomes E, Hossain I. Transition from traditional brick manufacturing to more sustainable practices. Energy Sustain Dev 2003;7:66–76.
- [12] Nowosielski R, Spilka M, Kania A. Methodology and tools of ecodesign. J Achiev Mater Manuf Eng 2007;23:91–4.
- [13] Buyle M, Braet J, Audenaert A. Life cycle assessment in the construction sector: A review. Renew Sustain Energy Rev 2013;26:379–88.
- [14] Garaizar M, Schischke K. Update of EcoDesign Tools and Methodologies. Berlin: 2009.
- [15] ISO 14040 Environmental management -- Life cycle assessment -- Principles and framework. 2006.
- [16] ISO 14044 Environmental management -- Life cycle assessment -- Requirements and guidelines. 2006.
- [17] Plouffe S, Lanoie P, Berneman C, Vernier M-F. Economic benefits tied to ecodesign. J Clean Prod 2011;19:573–9.
- [18] Atļauja A kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.JE12IA0004. Jelgavas Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2012.
- [19] Pre-sustainability. All About SimaPro. <http://www.pre-sustainability.com/all-about-simapro>. 2014.
- [20] Pre-sustainability. SimaPro 8.1 (Faculty version). <http://www.pre-sustainability.com/simapro-lca-software>. 2015.
- [21] Pre-sustainability. All About SimaPro 8. www.pre-sustainability.com. 2013.

- [22] Goedkoop M, Heijungs R, Huijbregts M, De Schryver A, Struijs J, Van Zelm R. ReCiPe 2008. A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. Characterisation. 2013.
- [23] Goedkoop M, Heijungs R, Huijbregts M, De Schryver AM, Struijs J, van Zelm R. ReCiPe 2008. Report I: Characterisation. 2009.
- [24] De Schryver AM. Value choices in life cycle impact assessment. PhD-thesis. Radboud University, 2011.
- [25] Marceau ML, Vangeem MG. Life Cycle Assessment of an Insulating Concrete Form House Compared to a Wood Frame House. PCA R&D Serial No. 2571. 2002.
- [26] Bare JC, Hofstetter P, Pennington DW, Haes H a. U. Midpoints versus endpoints: The sacrifices and benefits. *Int J Life Cycle Assess* 2000;5:319–26.
- [27] Manufacturing of Brick. *Tech Notes Brick Constr* 2006:1–7.
- [28] Venta G. Life cycle analysis of brick and mortar products. Ottawa, Canada: The Athena. Sustainable Materials Institute; 1998.
- [29] Moedinger F. Sustainable clay brick production—A Case study. SB05 Tokyo 2005 World Sustain. Build. Conf., 2005, p. 4085–92.
- [30] Koroneos C, Dompros A. Environmental assessment of brick production in Greece. *Build Environ* 2007;42:2114–23.
- [31] Machado L I, Martirena H JF, Herrera M I, Quiroz S, Lamela R MJ, Gonzalez L R. Mejora de la eficiencia energética de la producción de ladrillos de cerámica roja a partir del empleo como biocombustible de material lignocelulósico densificado. *Rev Ing Construcción* 2011;26:208–23.
- [32] Skele A, Repele M, Bazbauers G, Systems E, Technical R. Characterization of Environmental Impact of Building Materials for Purpose of Ecodesign. *Sci. J. RTU*, vol. 6, Riga: Riga Technical University; 2011, p. 106–11.
- [33] Oti JE, Kinuthia JM. Stabilised unfired clay bricks for environmental and sustainable use. *Appl Clay Sci* 2012;58:52–9.
- [34] Almeida MI, Dias AC, Demertzi M, Arroja L. Contribution to the development of product category rules for ceramic bricks. *J Clean Prod* 2015;92:206–15.
- [35] Genesis-now. Report on life cycle assessment for geobrick. File 437A. Hartwell: 2010.
- [36] Reference Document on Best Available Techniques in the Ceramic Manufacturing Industry. 2007.
- [37] Agrafiotis C, Tsoutsos T. Energy saving technologies in the European ceramic sector: a systematic review. *Appl Therm Eng* 2001;21:1231–49.
- [38] Kubba S. Green construction project management and cost oversight. 1st ed. Oxford: Elsevier Inc.; 2010.
- [39] Abou-Ziyan HZ. Convective heat transfer from different brick arrangements in tunnel kilns. *Appl Therm Eng* 2004;24:171–91.
- [40] Kaya S, Küçükada K, Mançuhan E. Model-based optimization of heat recovery in the cooling zone of a tunnel kiln. *Appl Therm Eng* 2008;28:633–41.
- [41] Kaya S, Mançuhan E, Küçükada K. Modelling and optimization of the firing zone of a tunnel kiln to predict the optimal feed locations and mass fluxes of the fuel and secondary air. *Appl Energy* 2009;86:325–32.

- [42] Cultrone G, Sebastián E, Elert K, de la Torre MJ, Cazalla O, Rodríguez-Navarro C. Influence of mineralogy and firing temperature on the porosity of bricks. *J Eur Ceram Soc* 2004;24:547–64.
- [43] Topçu İB, Işıkdag B. Manufacture of high heat conductivity resistant clay bricks containing perlite. *Build Environ* 2007;42:3540–6.
- [44] Chemani B, Chemani H. Effect of Adding Sawdust on Mechanical- Physical Properties of Ceramic Bricks to Obtain Lightweight Building Material. *World Acad Sci Eng Technol* 2012;71:1655–9.
- [45] Chen Y, Zhang Y, Chen T, Zhao Y, Bao S. Preparation of eco-friendly construction bricks from hematite tailings. *Constr Build Mater* 2011;25:2107–11.
- [46] Raut SP, Ralegaonkar RV, Mandavgane S a. Development of sustainable construction material using industrial and agricultural solid waste: A review of waste-create bricks. *Constr Build Mater* 2011;25:4037–42.
- [47] Cuéllar-Franca RM, Azapagic A. Environmental impacts of the UK residential sector: Life cycle assessment of houses. *Build Environ* 2012;54:86–99.
- [48] Rossi B, Marique A-F, Reiter S. Life-cycle assessment of residential buildings in three different European locations, case study. *Build Environ* 2012;51:402–7.
- [49] Pre-sustainability. SimaPro Database Manual. Methods library. 2013.
- [50] ECORYS. FWC Sector Competitiveness Studies N°B1/ENTR/06/054 – Sustainable Competitiveness of the Construction Sector. Final report. Rotterdam: 2011.
- [51] Ellersdorfer M, Weiß C. Integration of biogas plants in the building materials industry. *Renew Energy* 2014;61:125–31.
- [52] Fritsche U., Stetz T. About GEMIS, International Institute for Sustainability Analysis and Strategy, Darmstadt 2013.
- [53] Repele M, Dudko M, Rusanova J, Valters K, Bazbauers G. Environmental aspects of substituting bio-synthetic natural gas for natural gas in the brick industry. *Agron Res* 2013;11:367–72.
- [54] Repele M, Dudko M, Rusanova J, Bazbauers G. Alternative energy for brick industry. *Riga Tech. Univ. 53rd Int. Sci. Conf. Dedic. to 150th Anniv. 1st Congr. World Eng. Riga Polytech. Inst., Riga, Latvia: 2012, p. 140.*
- [55] Fritsche U, Schmidt K. Global Emission Model of Integrated Systems (GEMIS) Manual. Darmstadt–Germany Öko-Institut eV (Institute ... 2008:167.
- [56] Repele M, Paturka A, Valters K, Bazbauers G. Life cycle assessment of bio-methane supply system based on natural gas infrastructure. *Agron Res* 2014;12:999–1006.
- [57] Plamus K, Ots A, Pihu T, Neshumayev D. Firing Estonian Oil Shale in Cfb Boilers – Ash Balance and Behaviour of Carbonate Minerals. *Oil Shale* 2011;28:58.
- [58] Adelt M, Wolf D, Vogel A. LCA of biomethane. *J Nat Gas Sci Eng* 2011;3:646–50.
- [59] Hahn H, Krautkremer B, Hartmann K, Washendorf M. Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation. *Renew Sustain Energy Rev* 2014;29:383–93.
- [60] Kovacs A. Proposal for a European Biomethane Roadmap. Brussels: 2013.
- [61] Ryckebosch E, Drouillon M, Vervaeren H. Techniques for transformation of biogas to biomethane. *Biomass and Bioenergy* 2011;35:1633–45.

- [62] Weidenaar TD. Designing the biomethane supply chain through automated synthesis. PhD thesis. University of Twente, 2014.
- [63] Patterson T, Esteves S, Dinsdale R, Guwy A. Life cycle assessment of biogas infrastructure options on a regional scale. *Bioresour Technol* 2011;102:7313–23.
- [64] Strauch S, Krassowski J, Singhal A. Biomethane Guide for Decision Makers – Policy guide on biogas injection into the natural gas grid. Oberhausen: 2013.
- [65] European Biogas Association. Biogas production in Europe. *Biogas Report*. 2013.
- [66] Dzene I, Slotiņa L. Efficient Heat Use from Biogas CHP Plants. Case Studies from Biogas Plants in Latvia. “Environmental Clim Technol 2013” Conf Proc 2013;6:45–8.
- [67] Grinvalde S, Dzene I. Use of Biomethane in Latvian Transport Sector. *Environ. Clim. Technol.*, Riga, Latvia: Riga Technical University; 2013, p. 16.
- [68] Starr K, Gabarrell X, Villalba G, Talens L, Lombardi L. Life cycle assessment of biogas upgrading technologies. *Waste Manag* 2012;32:991–9.
- [69] Molino A., Migliori M, Ding Y, Bikson B, Giordano G, Braccio G. Biogas upgrading via membrane process: Modelling of pilot plant scale and the end uses for the grid injection. *Fuel* 2013;107:585–92.
- [70] Foreest F Van. Perspectives for biogas in Europe. 2012.
- [71] Börjesson M, Ahlgren EO. Cost-effective biogas utilisation – A modelling assessment of gas infrastructural options in a regional energy system. *Energy* 2012;48:212–26.
- [72] Igliński B, Buczkowski R, Iglińska A, Cichosz M, Piechota G, Kujawski W. Agricultural biogas plants in Poland: Investment process, economical and environmental aspects, biogas potential. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16:4890–900.
- [73] Budzianowski WM. Sustainable biogas energy in Poland: Prospects and challenges. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16:342–9.
- [74] Patterson T, Esteves S, Dinsdale R, Guwy A, Maddy J. Life cycle assessment of biohydrogen and biomethane production and utilisation as a vehicle fuel. *Bioresour Technol* 2013;131:235–45.
- [75] Weidenaar T, Bekkering E, Becker JMJ, Hoekstra S, Wolters M. Finding robust investments for the Dutch gas distribution infrastructure in 2050 by a scenario study. *Proc. ECOS 2013 - 26TH Int. Conf. Effic. COST, Optim. Simul. Environ. IMPACT ENERGY Syst.*, Guilin: 2013.
- [76] Höhn J, Lehtonen E, Rasi S, Rintala J. A Geographical Information System (GIS) based methodology for determination of potential biomasses and sites for biogas plants in southern Finland. *Appl Energy* 2014;113:1–10.
- [77] Martin M, Svensson N, Fonseca J, Eklund M. Quantifying the environmental performance of integrated bioethanol and biogas production. *Renew Energy* 2014;61:109–16.
- [78] Seile G. Comparison of different biogas use pathways for Latvia: biogas use in CHP vs. biogas upgrading. Riga Technical University, 2014.
- [79] Paturska A. Feasibility of biomethane supply system based on natural gas supply infrastructure. Riga Technical University, 2014.
- [80] Esri. ArcGis v.10 2010.

- [81] Cinis A. Database development for biogas plants in Latvia and analysis of efficiency. Riga Technical University, 2013.
- [82] Komersanti, kas saskaņā ar Ministru kabineta 2009.gada 24.februāra noteikumiem Nr.198 „Noteikumi par elektroenerģijas ražošanu, izmantojot atjaunojamos energoresursus, un cenu noteikšanas kārtību” saņēmuši tiesības pārdot saražoto elektroenerģiju obligātā. Ekonomikas Ministrija, Rīga, Latvija: 2015.
- [83] Izsniegtie lēmumi - administratīvie akti biogāzes elektrostacijām. Ekonomikas Ministrija, Rīga, Latvija: 2013.
- [84] Rose KSB, West HWH, Ford RW, Walley CN. Building brick industry: Energy conservation and utilisation in the building brick industry, Department of Energy and Department of Industry, London, UK: 1978.
- [85] European Biofuels Technology Platform 2014:<http://www.biofuelstp.eu/index.html>.
- [86] Atļauja B kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.JE11IB0048. Jelgavas Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2011.
- [87] Atļauja B kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.JE11IB0016. Jelgavas Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2011.
- [88] Atļauja B kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.VE13IB0009. Ventspils Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2013.
- [89] Atļauja B kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.JE12IB0027. Jelgavas Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2012.
- [90] Atļauja B kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.JE11IB0034. Jelgavas Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2011.
- [91] Atļauja B kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.JE11IB0018. Jelgavas Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2011.
- [92] Atļauja B kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.JE12IB0001. Jelgavas Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2012.
- [93] Goedkoop M, Spriensma R. The eco-indicator99: A damage oriented method for life cycle impact assessment. Amersfoort: 2001.
- [94] Latvijas biogāzes asociācija. Par biogāzes attīstību Latvijā. 2015:<http://latvijasbiogaze.lv/index.php?c=3>.
- [95] Paturka A. Biometāna piegādes sistēmas izveides iespējas , izmantojot dabasgāzes apgādes infrastruktūru. VASSI, RTU, 2014.
- [96] Bauer F, Hultheberg C, Persson T, Tamm D. Biogas upgrading-Review of commercial technologies. SGC Rapport 2013:270. 2013.
- [97] Paturka A, Repele M, Bazbauers G. Economic Assessment of Biomethane Supply System based on Natural Gas Infrastructure. Energy Procedia 2015;72:71–8.
- [98] Atļauja B kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.VA12IB0016. Valmieras Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2012.
- [99] Atļauja B kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.VA11IB0034. Valmieras Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2011.
- [100] Atļauja A kategorijas piesārņojošai darbībai Nr.VA09IA0003. Valmieras Reģionālā Vides Pārvalde, Latvijas Republikas VARAM: 2009.
- [101] Par gāzes infrastruktūru Latvijā. 2014:<http://www.lg.lv/>.

- [102] Blumberga D, Dzene I, Al Sedi T, Rucs D, Prasls H, Ketners M, et al. Biogāze. Rokasgrāmata. Rīga, Latvija: SIA Ekodoma; 2009.
- [103] Energi. Technology Data for Energy Plants. 2014.
- [104] Attālumi: www.google.com/maps/preview 2014.
- [105] Schade W, Doll C, Maibach M, Peter M, Crespo F, Carvalho D, et al. COMPETE Final Report: Analysis of the contribution of transport policies to the competitiveness of the EU economy and comparison with the United States. Karlsruhe, Germany: 2006.
- [106] Rutz D, Güntert D. Būtiskākie aspekti, kas jāņem vērā administratīvā sektora darbiniekiem, vērtējot biogāzes projektus. Minhene: 2012.
- [107] Poeschl M, Ward S, Owende P. Environmental impacts of biogas deployment–Part II: life cycle assessment of multiple production and utilization pathways. *J Clean Prod* 2012;24:184–201.
- [108] Qudrat-Ullah H, Seong BS. How to do structural validity of a system dynamics type simulation model: The case of an energy policy model. *Energy Policy* 2010;38:2216–24.
- [109] Shin J, Shin W-S, Lee C. An energy security management model using quality function deployment and system dynamics. *Energy Policy* 2013;54:72–86.
- [110] Qudrat-Ullah H. Understanding the dynamics of electricity generation capacity in Canada: A system dynamics approach. *Energy* 2013;59:285–94.
- [111] Aslani A, Helo P, Naaranoja M. Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach. *Appl Energy* 2014;113:758–65.
- [112] Eker S, van Daalen E. A model-based analysis of biomethane production in the Netherlands and the effectiveness of the subsidization policy under uncertainty. *Energy Policy* 2015;82:178–96.
- [113] Robalino-López A, Mena-Nieto A, García-Ramos JE. System dynamics modeling for renewable energy and CO2 emissions: A case study of Ecuador. *Energy Sustain Dev* 2014;20:11–20.
- [114] Liu X, Mao G, Ren J, Li RYM, Guo J, Zhang L. How might China achieve its 2020 emissions target? A scenario analysis of energy consumption and CO2 emissions using the system dynamics model. *J Clean Prod* 2015.
- [115] Romagnoli F, Dzene I, Barisa A, Blumberga D, Blumberga A, Davidsen P, et al. The Use of System Dynamics Approach for Assessing the Impacts of Policy Measures and Strategies on Wood Energy Market Development in Latvia. *Proc. 3rd Int. Symp. Energy from Biomass Waste, Venice, Italy: 2010, p. 14–26.*
- [116] Romagnoli F, Barisa A, Dzene I, Blumberga A, Blumberga D. Implementation of different policy strategies promoting the use of wood fuel in the Latvian district heating system: Impact evaluation through a system dynamic model. *Energy* 2014;76:210–22.
- [117] Barisa A, Romagnoli F, Blumberga A, Blumberga D. Future biodiesel policy designs and consumption patterns in Latvia: a system dynamics model. *J Clean Prod* 2015;88:71–82.
- [118] Horschig T, Szarka N. The German biomethane market – A policy evaluation approach using System Dynamics. *Conf. Proc. 33rd Syst. Dyn. Conf., Cambridge, Massachusetts, USA: 2015.*

- [119] Enerģētikas attīstības pamatnostādnes 2014.–2020.gadam. Projekts. Ekonomikas Ministrija, Rīga, Latvija: 2014.
- [120] Latvijas enerģētika skaitļos. Ekonomikas Ministrija, Rīga, Latvija: 2013.
- [121] Smith LO, Donat L, Velten EK, Matthias D, Upatniece I. Assessment of climate change policies in the context of the European Semester. Country Report: Latvia. Berlin, Germany: 2014.
- [122] Informatīvais ziņojums. Latvijas Enerģētikas ilgtermiņa stratēģija 2030 - konkurētspējīga enerģētika sabiedrībai. Ekonomikas Ministrija, Rīga, Latvija: 2013.
- [123] Par elektroenerģijas obligāto iepirkumu. 2014:https://www.em.gov.lv/lv/nozares_politika/atjaunoj.
- [124] Latvijas Republikas Rīcība atjaunojamās enerģijas jomā Eiropas Parlamenta un Padomes 2009. gada 23. aprīļa direktīvas 2009/28/EK par atjaunojamo energoresursu izmantošanas veicināšanu un ar ko groza un sekojoši atceļ Direktīvas 2001/77/EK un 2003/30/EK ie. Ekonomikas Ministrija, Rīga, Latvija: 2009.
- [125] Anderson V, Johnson L. Systems Thinking Basics: From Concepts to Causal Loops. Waltham, USA: Pegasus Communications; 1997.
- [126] Ford A. Modeling the Environment. An Introduction to System Dynamics Modeling of Environmental Systems. Washington, DC, USA: Island Press; 1999.
- [127] Sterman J. Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World. The McGraw-Hill Companies, Inc.; 2000.
- [128] LBAS. Analytical report: Role of energy policy and mandatory procurement component in welfare of society. Project: To Strengthen Trade Union capacity in tripartite dialogue. Riga, Latvia: 2013.
- [129] EREC. Renewable Energy Policy Review: Latvia. 2009.
- [130] EU. Guidelines on State Aid for Environmental Protection and Energy 2014-2020. EU: 2014.
- [131] Blumberga A, Blumberga D, Bažbauers G, Davidsen P, Moxnes E, Dzene I, et al. Sistēmdinamika vides inženierzinātņu studentiem. Madona: Madonas Poligrāfists; 2010.
- [132] Meadows D. Leverage Points: Places to Intervene in a System. Hartland VT 05048: 1999.
- [133] Eiropas Parlamenta un Padomes direktīva 2014/94/ES (2014. gada 22. oktobris) par alternatīvo degvielu infrastruktūras ieviešanu. 2014.
- [134] Eiropas Parlamenta un Padomes direktīva 2009/28/EK (2009. gada 23. aprīlis) par atjaunojamo energoresursu izmantošanas veicināšanu. 2009.
- [135] Baumann M, Tretter H. Biogas networks. WG7.Public CA-RES report. Austria: 2013.
- [136] European Biogas Association. Biogas report 2014. Brussels: 2015.
- [137] Baldwin J. UK Biomethane Market Update. IEA Bioenergy Conf. 2015, 2015.
- [138] Energigas Sverige. Biogas in Sweden 2011:27.
- [139] National Report on Current Status of Production- Germany. 2011.
- [140] Weiland P. Experience with grid injection in Germany 2010.

- [141] Urban W. Experiences and future perspectives of biomethane in Germany from a regulatory perspective 2013.
- [142] Edel M. Biomethane framework conditions in Germany. 2015.
- [143] EREC. Renewable Energy Policy Review. The Netherlands. 2009.
- [144] Spijker E. Biogas and biomethane in the Netherlands and Germany. 2014.
- [145] RHI biomethane injection to Grid Tariff Review. London: 2014.
- [146] Par dabasgāzes tarifiem. 2016:<http://www.lg.lv/index.php?id=139&lang=lat>.
- [147] EIA. Par dabasgāzes tarifiem. 2016:<https://www.eia.gov/forecasts/steo/report/natgas.c>.
- [148] Repele M, Udrene L, Bazbauers G. Support mechanisms for biomethane production and supply. Energy Procedia 2016;(in print).
- [149] Komersantiem obligātā iepirkuma ietvaros izmaksātās summas. 2016:https://www.em.gov.lv/lv/nozares_politika/atjaunoj.
- [150] Energi. TECHNOLOGY DATA FOR ENERGY PLANTS. 2012.
- [151] Statistikas datubāzes. Centrālā statistikas pārvalde. <http://www.csb.gov.lv/dati/statistikas-datubazes-28270.html> 2016.
- [152] Eurostat. Atkritumi. 2016:<http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/>.
- [153] Dzene I. Biogāzes ražošanas process un tehnoloģija. BIOGASIN. Līguma Nr. IEE/09/848 SI2.558364 | Projekta ilgums 01/05/2010 – 31/10/2012. 2011.
- [154] MK Nr.268 Valsts un ES atbalsta piešķiršanas kārtība pasākuma “ Atbalsts uzņēmumu radīšanai un attīstībai” apakšpasākumam "Enerģijas ražošana no lauksaimnieciskas un mežsaimnieciskas izcelsmes biomasas. Latvija: 2010.
- [155] MK noteikumi Nr.221 “Noteikumi par elektroenerģijas ražošanu un cenu noteikšanu, ražojot elektroenerģiju koģenerācijā.” Latvija: 2015.
- [156] MK noteikumi Nr.883 “Noteikumi par atļaujām elektroenerģijas ražošanas jaudu palielināšanai vai jaunu ražošanas iekārtu ieviešanai” (stājās MK 695 noteikumu vietā). 2009.
- [157] Powersim. Risk Analysis 2016:www.powersim.com.

PIELIKUMI

Šķēle A., **Rēpele M.**, Bažbauers G. Characterization of Environmental Impact of Building Materials for the Purpose of Ecodesign. *Environmental and Climate Technologies*. Vol.6, 2011, pp.106-111. ISSN 1691-5208.

Characterization of Environmental Impact of Building Materials for the Purpose of Ecodesign

Agnese Skele, Mara Repele, Gatis Bazbauers, *Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University*

Abstract –The building material manufacturing sector is one of the sectors with the highest consumption of fossil fuel resources. The “cradle-to-gate” study of the ceramic bricks made in the Āne plant of JSC „Lode”, Latvia is performed according to ISO standards 14044:2006. Life cycle inventory data have been collected at the factory site. Three different perspectives of the “Eco-Indicator’99” method are used to conduct an environmental characterization of the building materials to obtain the total impact indicator.

Keywords – brick production, cradle-to-gate, ecodesign, environmental characterization of bricks.

I. INTRODUCTION

As mentioned in the report drawn up by the Working Group for Sustainable Construction with participants from the European Commission, Member States and Industry [1] and in the final report of sustainable construction (European Monitoring Centre on Change), “The construction industry is Europe’s largest industrial employer. Construction activities consume more raw materials than any other industrial sector, while the built environment accounts for the largest share of greenhouse gas emissions in terms of energy end-use. Because of this, the construction industry faces a considerable environmental challenge, bigger than any other industrial sector” [2].

Brick is a block of ceramic material and is mainly used for the construction of walls in any kind of buildings - residential, commercial, and industrial. A huge amount of energy is necessary to make a baked brick. Saving energy resources in this sector would reduce the total environmental impact caused because of decreasing energy demand. Manufacturing bricks in high-efficiency kilns is common in all developed countries and in some developing countries. However there are countries in Asia that still manufacture bricks in the traditional way which is low-efficient [3]. For

each country, especially for the developing countries, it is a challenge to turn this sector to the sustainable manufacturing methods including the establishment of modern brick baking kilns [3].

The largest producer of the ceramic building materials in the Baltic countries is the Joint Stock Company (JSC) „LODE”. Company was established in 1958 and now it owns four plants located in Liepa, Kalnciems, Āne and Līvāni [4]. The “cradle-to-gate” study was performed for the ceramic bricks made in the Āne plant of JSC „Lode”.

A very important aspect in promoting sustainability in building sector is the eco-labeling of the building materials. Recognizable and respectable labels can be a sign of competitiveness for the manufacturers. These labels list each product’s contribution to global warming, ozone depletion, acid rain, habitat loss and a handful of other environmental indicators. Eventually, whole buildings can be measured based on their performance against a similar set of indicators. This labeling rating system is a result of an environmental life-cycle assessment (LCA). The LCA procedure is new in Latvia which is a very important reason for this particular study.

II. METHODS

Plouffe et al. came to a conclusion that one of the most widely used tools used for ecodesign is life cycle analysis (LCA) [5]. LCA is a scientifically based methodology that is used to assess the environmental performance of the product, to recognize the problems and to start solving them. The increasing interest to counteract global warming and in environmentally friendly building materials, raise the interest of producers in the eco-labeling of their products that help society to choose materials with the best environmental performance.

This study is made by following ISO standard 14044:2006, which describes the four main evaluation procedures: (1) the goal and scope definition, (2) the life cycle inventory analysis, (3)

life cycle impact assessment, and (4) interpretation [6, 7].

The LCA software “*SimaPro 7.2.*” (*Faculty version*) was used to model environmental impacts caused during a product’s life-cycle [8].

The data that are used in the present LCA study consist of:

- raw data that were provided by the brick production plant in Āne, Latvia;
- calculated data which are based on bibliographical information.

The three cultural perspectives defined in the “Eco-Indicator’99” methodology [9] are used to conduct an environmental characterization of the building materials to obtain the total impact indicator. Each one takes a different perspective on how to consider the potential damage from a particular substance. Marceau, VanGeem [10] and DeSchryver [11] describe all three cultural perspectives:

- The egalitarian perspective takes an extremely long-term look at substances if there is any indication that they have some effect. This view has strong group cohesion (relationships) coupled with few regulations and considers nature to be fragile and unstable. This perspective gives high priority to the precautionary principle and equal importance to present and future effects.
- The hierarchic perspective takes a long-term look at all substances if there is consensus regarding their effect. This perspective is characterized by strong group cohesion with binding regulations for social relations and considers nature to be in equilibrium. This view coincides with the view that impacts can be avoided with proper management and the search for a balance between manageability and the precautionary principle.
- The individualist perspective takes a short-term look (100 years or less) at substances if there is complete proof regarding their effect. This view is characterized by weak group cohesion and regulations for social relations, and considers nature to be stable and able to recover from any disturbance. This last perspective coincides with the view that humans have a high adaptive capacity through technological and economic development. The individualist perspective considers known damages as the most reliable basis for decisions and emphasizes present effects over future gains or losses.

III. LIFE CYCLE ASSESSMENT

A. Goal and Scope Definition

The main goal is to calculate and assess the environmental impact of the manufacturing process of clay bricks in the Āne factory of Latvia, especially in terms of energy consumption and greenhouse gas emissions, which is linked directly to the brick manufacturing stage. The research was conducted to compare the environmental impact of bricks and other building materials and to compare the environmental load of bricks made in Latvia and bricks made in other factories outside Latvia.

LCA is needed in order for Latvian-produced building materials to be competitive on the European market. It is also associated with reductions of carbon emissions in the future, and with growing concerns about global warming from stakeholders. In addition, this study is to start to build a Latvian construction life-cycle inventory database and to determine the production stages with the greatest environmental impacts, the stages in which improvements are required.

The product system consists of a variety of products entering and leaving the system. Different raw materials (mainly clay) and various combustible additives, such as straw and sawdust, as well as natural gas, which is used for the manufacture of the required heat and electricity, are used in brick production. Outgoing products of the product system are mostly air emissions resulting from the combustion of natural gas. The manufacturing process results in a small amount of domestic waste, water and solid waste, but the amount of waste is very small and the effects are considered minor and hereby not included in this study.

B. Functional Unit and Reference Flow

The brick production plant produces more than one building material type which is made of ceramic clay. These types differ in weight and dimensions. For the purposes of the present study one ton of a specific type of brick has been chosen as a functional unit.

The reference flow is a ton of bricks.

C. System Boundaries

The clay brick system boundaries included clay extraction, storage and processing, shaping, drying and firing of bricks, and packaging. The complete system investigated is shown in Figure 1.

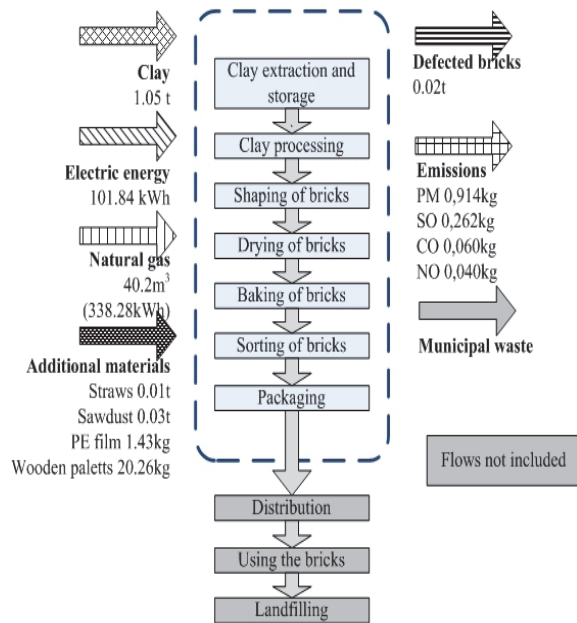


Fig. 1 Schematic presentation of the investigated system

The life cycle is divided into the following subsystems:

1. **Raw material acquisition and storage:** The raw material used for the production of bricks is clay, which is transported to the factory by trucks. Clay is extracted from the clay mine which is located at a distance of 1.5 km from the brick factory. The basic clay found in this mine is of the Quaternary Period. Extracted clay is stored in the cones. Storage in cones for a minimum 8 months provides the natural reduction of moisture. The volume of cones is approx. 10 000 m³.

2. **Clay processing:** Clay which has lied the necessary 8 months in the cones is taken by the single-bucked excavator and sacked into the processing machine. After the processing machine, the clay is delivered to the running-mill along the conveyer. From the mill the clay is transported through cylinders with a gap of 3 and 1 mm. After such processing, the clay is stored in a reservoir with a volume of approx. 1500 m³. The processing rate is 400 m³ of clay per twenty-four hours. Clay is taken from the reservoir by double-bucked excavator and delivered to the raspler where also the combustible additives, which are sawdust and straws, are added.

3. **Shaping of bricks:** After processing, the clay mass is delivered to the screw-type press where it is shaped and cut to form the bricks.

4. **Drying:** The shaped bricks are automatically placed on the drying palettes and transported into the drying camera. The temperature in the drying camera is approx. 140°C. Hot air is drawn from the baking furnace

for drying. The bricks contain 2-4% of the initial moisture after the drying process.

5. **Firing:** After the drying camera, the bricks are automatically placed on the baking palettes which are transported into the baking furnace every 30-35 minutes. The bricks are baked at the maximum temperature of 950-980°C. Natural gas is used as the fuel in the furnace.

6. **Packaging:** The baked bricks are placed on wooden pallets and wrapped in polyethylene (PE) film.

TABLE 1
INVENTORY DATA

Name	Amount per month	Unit
Extracted clay	8600	m ³
Electric energy	831	MWh
Natural gas	328	thousand m ³
Bricks produced	8160	t
PE film	1,2	kg / m ³
Defected bricks	2	% of all production amount
Particulate matter (PM)	7,46	t
SO	2,14	t
CO	0,49	t
NO	0,32	t
Wooden pallets	17	kg / m ³
Straws	0,9	% of all mass
Sawdust	2,7	% of all mass

D. Life Cycle Inventory

Table 1 presents the overall results of production for one month. Figure 1 presents the input and output flows for the production of one ton of ceramic bricks. Clay processing is a large energy consuming process of the life cycle. During the clay processing, 40.74 kWh of electric energy are consumed, which constitutes 40% of all electrical energy that is used in the manufacturing process.

The baking process is the most energy consuming process of the studied brick production process. Due to natural gas consumption, 338.28 kWh of primary energy are consumed. There are also 25.46 kWh of electricity used during the process.

Natural gas is the main energy source in brick production. The use of natural gas and combustive additives contributes to SO, CO and NO production.

E. Impact Assessment

The emissions of the system have been grouped into impacts (characterization step based on the *Eco-Indicator'99* method) [8]. The *Eco-Indicator'99* is one method of the aggregation (or, as described in ISO draft 14042, “weighting through categories”) that leads to a single score.

Six impact categories were considered: carcinogens, respiratory inorganics, climate change, ecotoxicity, acidification / eutrophication and fossil fuels. Table 2 summarizes the results from the characterization of the impacts, for the chosen functional unit according to three perspectives.

TABLE 2
CHARACTERIZATION RESULTS

Impact category	Unit	H/A	I/A	E/A
Carcinogens	DALY	3,54 ⁻⁵	1,68 ⁻⁶	3,5 ⁻⁵
Respiratory inorganics	DALY	1,59 ⁻⁴	1,02 ⁻⁴	1,5 ⁻⁴
Climate change	DALY	2,93 ⁻⁵	2,8 ⁻⁵	2,9 ⁻⁵
Ecotoxicity	PAF*m2 yr	11,8	0,60 1	11, 8
Acidification/ Eutrophication	PDF*m2 yr	1,73	1,73	1,7 3
Fossil fuels	MJ surplus	245	-	168

The environmental score of each effect is calculated based on the simple formula (1):

$$ES = CV * NF * VF \quad (1)$$

where ES - environmental score; CV - characterized value; NF - normalization factor; VF - valuation factor [12].

TABLE 3
NORMALIZATION FACTORS

Perspective	Human Health	Ecosystem Quality	Resources
Hierarchist (H/A)	65,1	1,95 ⁻⁴	1,19 ⁻⁴
Individualist (I/A)	121	2,22 ⁻⁴	6,77 ⁻³
Egalitarian (E/A)	64,7	1,95 ⁻⁴	1,68 ⁻⁴

Weighting factors are applied in order to scale the seriousness of the results, measured in indicator points. The normalization and valuation weighting factors used for the purpose of this study are shown in Tables 3 and 4 [13]. In the final step, valuation scores are added up to give a total impact.

TABLE 4
WEIGHTING FACTORS

Perspective	Human Health	Ecosystem Quality	Resources
Hierarchist (H/A)	400	400	200
Individualist (I/A)	400	400	200
Egalitarian (E/A)	400	400	200

IV. RESULTS

Figures 2 and 3 illustrate the results extracted during the previous stages.

The total impact indicator of the brick “cradle-to-gate” cycle is 11.9 Pt when using the Hierarchist perspective, and 11.7 Pt and 6.95 Pt, respectively by the Egalitarian and Individualist perspective.

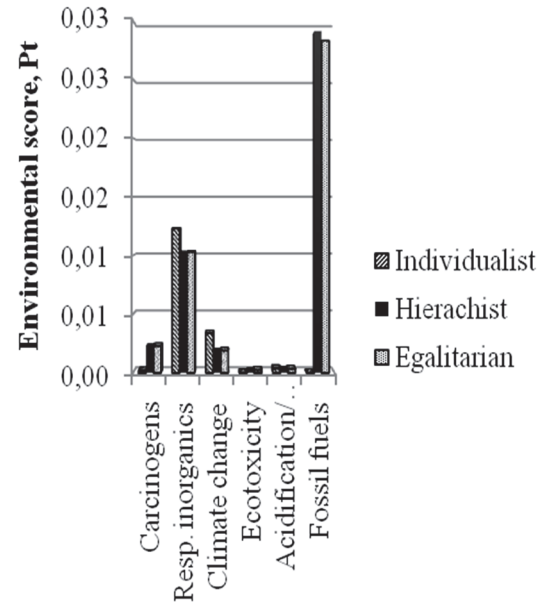


Fig.2. Normalized scores

The standard *Eco-indicators 99* can be regarded as dimensionless figures. The scale is chosen in such a way that the value of one point is representative for one thousandth of the yearly environmental load of one average European inhabitant [9]. The absolute value of the points is not very relevant as the main purpose is to compare relative differences between production processes. Environmental impact of the brick life cycle can be compared with that of the alternative solutions for the construction of walls considering also the fulfilled function, e.g. with gypsum boards, in order to improve the environmental performance of buildings.

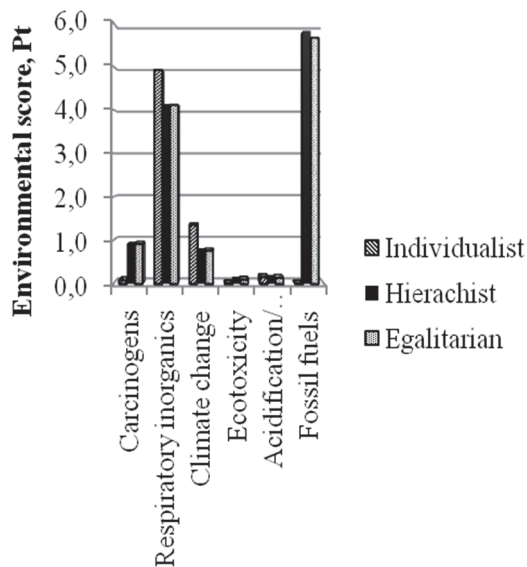


Fig.3. Weighted scores

The highest value of environmental impact (Fig. 4) is for the firing process for all three different perspectives. The main contributor to the impact is the usage of natural gas for the industrial baking furnace. Relatively important processes from the environmental point of view are also clay processing, sorting and packaging. During the clay processing, a large amount of electricity is used, but for the brick packaging polyethylene film is used which plays an important role in the impact to the environment.

The main contributing impact categories from the point of view of all three different perspectives are shown in Fig. 5. The highest value of the effect to the environment goes to the impact category of fossil fuels which is explained mainly by the usage of natural gas. The second important impact category which is affected by the brick production is respiratory inorganics. This is mainly due to the fact that bricks are baked in the industrial furnace where natural gas is combusted. Electricity consumption also contributes to this impact category since production of electricity causes large amounts of emissions. Due to the fact that the average European type of electricity mix is used in this study, it does not reflect the true electricity mix in Latvia. Hydro power plants produce a large share of electricity in Latvia and thus the share of renewable energy sources in power production is nearly 50%.

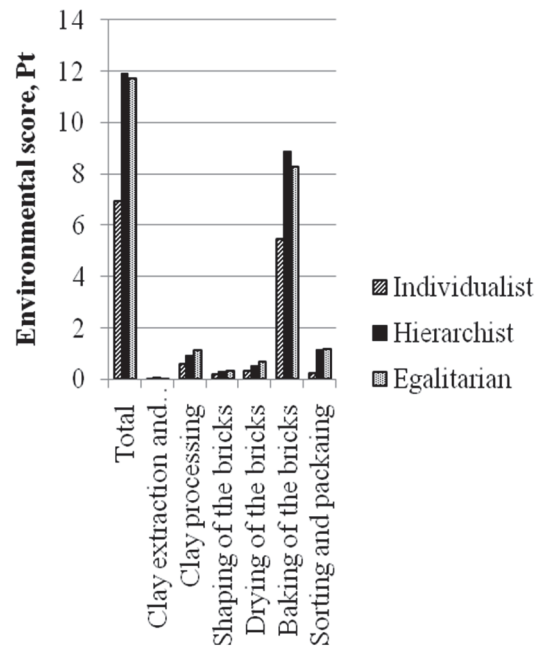


Fig.4. Impact of the production processes

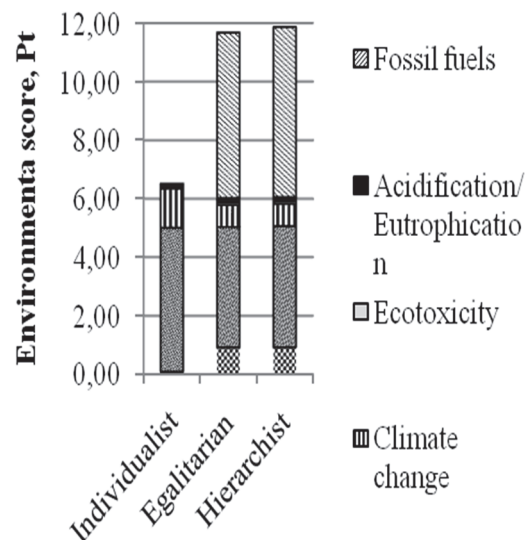


Fig.5. Main contributing impact categories

V. CONCLUSIONS

The “cradle-to-gate” study conducted on the process of brick production indicated that this process is very energy intensive. Most of the emissions to the environment are attributed to energy use, directly at the site with the combustion of natural gas, and also indirectly with the use of large amounts of electricity. When it comes to the effect of the environmental impacts, the fossil fuels and respiratory inorganics have the highest values.

Although natural gas is one of the cleanest fossil fuels, using the renewable energy resources would reduce the total impact to the environment of the brick production process. The use of local renewable resources would also increase energy independence in Latvia, thus reducing dependence on imported gas.

The total energy consumption to produce one ton of bricks is by 140 kWh (which is 24%, respectively) less than to produce one ton of the bricks in Greece [12] where, pet-coke and diesel is consumed.

There have been other studies conducted regarding brick production impact to the environment, for example in Australia [14] and Italy [15], but the final eco-indicators as single scores for 1 ton of bricks which could be useful to compare the results attained in this study were not determined in these studies.

In the study about the bricks produced in Greece, the Eco-Indicator 95 method is used. Therefore, the results can be compared only partly because in this study which is conducted on bricks manufactured in Latvia, the Eco-Indicator 99 method is used. These two above mentioned methods differ from each other mainly in the fact that the Eco-Indicator 99 method is the updated version of the Eco-Indicator 95 method and that means that the results of the Eco-indicator 99 method may be more accurate. The single scores cannot be compared but the impact categories on the global scale can be viewed. The main impact categories in the LCA study of the brick production impact in Greece using Eco-Indicator 95 are acidification (56,19%), winter smog (30,26%), greenhouse effect (11,62%), eutrophication (1,6%) and summer smog (0,33%). However, according to the study of bricks produced in Latvia, the main impact category which stands out is the depletion of fossil resources. This result is only logical regarding the main energy source – natural gas used in the brick baking process in Latvia. But the acidification category takes only the 5th place. In the study for the Greece conditions, no impact category is related to fossil fuels although they use pet-coke and diesel in the production processes.

Although the brick production process in Greece and Latvia are almost the same (only the fuels used differ), there still remains a great difference in the results using when using two impact assessment methods Eco-Indicator 95 and Eco-Indicator 99.

The greatest impact on the environment from processes is associated with energy consumption. The manufacturer has to think about how to use the available resources and resources necessary for the production effectively, as well as to look

for opportunities and ways to use a variety of waste products to produce new products without compromising on quality and technical characteristics of the product. The manufacturer also has to consider how to improve some qualities of the product while reducing the new primary resource exhaustion.

One of the recommendations could be to use more of the combustible additives that derive as waste from the production processes of other products. Moreover, replacing natural gas with some alternative energy source, such as biogas, would reduce the total impact to the environment. Since the factory is huge enough and the amount of necessary electrical energy is also considerable, the co-generation opportunity is one of the possible ways of reducing the impact to the environment and decreasing the factory's dependence on the external energy suppliers.

REFERENCES

1. Competitiveness of the Construction Industry. An Agenda for Sustainable Construction in Europe, 2001, p.7.
2. Sustainable Construction – final report [Online]. - [Accessed 09.08.2011.]. Available: http://www.eurofound.europa.eu/emcc/content/source/eu04019s.htm?pl=sector&p2=Construction_and_Woodworking
3. **Gomes, E., Hossain, I.** Transition from traditional brick manufacturing to more sustainable practices. *Energy for Sustainable Development*, 2003, vol. 7, Nr.2, p.66. – 76.
4. JSC "LODE" Plants [Online]. - [Accessed 09.08.2011.]. Available: www.lode.lv
5. **Plouffe, S., Lanoie, P., Berneman, C., et.al.** Economic benefits tied to ecodesign. *Journal of Cleaner Production*, 2011, Nr.19, p. 573.-579.
6. International Standard ISO 14044. Environmental management - life cycle assessment - Requirements and guidelines International. 2006.
7. International Standard ISO 14040. Environmental management – life cycle assessment – Principles and Framework. 2006.
8. SimaPro [Online]. - [Accessed 29.07.2011.]. Available: www.pre.nl
9. **Goedkoop, M., Spriensma, R.** *The Eco-indicator '99. A damage oriented method for Life Cycle Impact Assessment.* Methodology Report. Pré Consultants B.V., 2001. Available: www.pre.nl
10. **Marceau, M.L., VanGeem, M.G.** Life Cycle Assessment of an Insulating Concrete from House Compared to a Wood Frame House. *R&D Serial No. 2571, Portland Cement Association, Skokie, Illinois, USA*, 2002, p. 12.
11. **DeSchryver, A.M.** *Value choices in life cycle impact assessment.* Ph.D. thesis. Radboud University, Nijmegen, 2010., p. 7.-10., 101.
12. **Koroneos, Ch., Dompros, A.** Environmental assessment of brick production in Greece. *Building and Environment*, 2007, Nr.42, p. 2114.-2123.
13. Sima Pro Faculty version, database.
14. **Bealiba V.** Report on Life Cycle Assessment for geobrick. *GeoBrick and Sustainability Victoria 2010.*
15. **Torricelli M., Gargari C., Palumbo E.** The life cycle assessment of Italian clay brick products. *Sustainable Building* 2007, 319. - 328.

Agnese Šķēle, Māra Rēpele, Gatis Bažbauers. Būvmateriālu ietekmes uz vidi raksturojums ekodizaina vajadzībām.

Pētījumā ir analizēts māla ķieģeļu ražošanas process Latvijas būvmateriālu ražotnē, apkopoti ražošanas procesa inventarizācijas dati un, izmantojot dzīves cikla ietekmes modelēšanas programmatūru „SimaPro”, veikts ķieģeļu ražošanas procesa ietekmes uz vidi raksturojums. Ņemot vērā to, ka rezultātus paredzēts izmantot ekodizaina vajadzībām, ietekmes uz vidi raksturojums veikts, izmantojot dzīves cikla ietekmes novērtējuma metodi *Eco-Indicator '99* un tās trīs kultūras perspektīvas – hierarhista, egalitāriāna un individuālista perspektīvas. Darba galvenais mērķis ir aprēķināt un novērtēt Latvijā ražotu ķieģeļu ietekmi uz vidi īpaši saistībā ar enerģijas patēriņu un siltumnīcas efektu izraisīto gāzu emisijām, kas saistīta tieši ar ķieģeļu ražošanas posmu, lai varētu veikt ekodizainu. Pētījums veikts keramisko būvmateriālu dzīves cikla izejvielu ieguves un ražošanas posmiem. Papildus šī pētījuma mērķis ir sākt veidot Latvijas būvmateriālu dzīves cikla inventarizācijas datu bāzi un iespējams noteikt posmus, kuros veidojas vislielākā ietekme uz vidi un, kuros ir nepieciešami uzlabojumi.

А.Шкеле, М. Репеле, Г. Бажбауер. Характеристика воздействия строительных материалов на окружающую среду для нужд эко-дизайна

В работе рассмотрен процесс производства глиняного кирпича на Латвийском производстве строительных материалов. Собраны инвентаризационные данные производственного процесса и, используя программное обеспечение „SimaPro” (*Faculty Version*), моделировано воздействие жизненного цикла, описано воздействие производства глиняного кирпича на окружающую среду. А также, учитывая то, что данные результаты предусмотрено использовать для нужд эко-дизайна, выполнено описание влияния на окружающую среду, используя методы оценки влияния жизненного цикла *Eco-Indicator '99*. Главная цель работы рассчитать и оценить влияние на окружающую среду кирпича произведенного в Латвии в частности, что касается потребления энергии и выбросов газов, вызывающих парниковый эффект, чтобы можно было осуществить эко-дизайн. Исследование проводилось по этапам жизненного цикла – добычи сырья керамических строительных материалов и стадий их производства. Дополнительно цель этого исследования начать создавать инвентаризационную базу данных жизненного цикла Латвийских строительных материалов и определить этапы, на которых формируется самое большое влияние на окружающую среду, и в которых необходимы улучшения.

Rēpele M., Dudko M., Rusanova J., Valters K., Bažbauers G. Environmental Aspects of Substituting Bio-Synthetic Natural Gas for Natural Gas in the Brick Industry. *Agronomy Research*, 2013, Vol.11, No.2, pp.367-372. ISSN 1406-894X. (indeksēta SCOPUS)

Environmental aspects of substituting bio-synthetic natural gas for natural gas in the brick industry

M. Repele, M. Dudko, J. Rusanova, K. Valters, G. Bazbauers

Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Kronvalda Boulevard 1, Riga, LV1010, Latvia; e-mail: mara.repele@rtu.lv

Abstract

Firing of bricks is essential manufacturing process during which the bricks obtain all the necessary properties. Life cycle assessment studies show that this process is also the most energy intensive of the brick manufacturing processes and results in the largest environmental impact. Usually kilns are fired with natural gas, therefore substitution of fossil fuel with renewable energy source is considered as one of the most effective approaches for reduction of environmental impact. Bio-synthetic natural gas (bio-SNG) is one of the most feasible substitutes of natural gas and therefore the aim of the study was to compare environmental impacts of those energy sources.

Comparison of life cycle environmental impact of natural gas and bio-SNG was carried out using GEMIS (Global Emission Model for Integrated Systems) database. Both energy sources were compared on the basis of life cycle CO₂ emissions, cumulated energy and material requirement, land use and employment effects.

Results show that by replacing natural gas with bio-SNG greenhouse gases could be reduced and employment increased. However, cumulated energy, material and land requirement is larger when bio-SNG is used instead of natural gas.

Key words: Alternative energy, Bio-SNG, Brick industry, Natural gas

Introduction

One of the most specialized steps in the manufacture of brick is firing (Venta, 1998) during which the bricks obtain all the necessary properties. Different life cycle assessment studies show that the firing is the most energy intensive of the brick manufacturing processes, most of the energy is used in this production stage (Rose et al., 1978; Moedinger, 2005; Koroneos & Dompros, 2007; Machado et al., 2011; Skele et al., 2011; Oti & Kinuthia, 2012). Furthermore, most of the reported emissions from clay brick production are attributed to the energy used for firing kilns (Oti & Kinuthia, 2012). It is estimated that air dried brick has 33% less CO₂ equivalents per brick than a traditional kiln fired brick (MacMillan, 2010).

Usually brick kilns are fired with natural gas, although propane, oil, sawdust, coal or combinations of these fuels can also be used (Venta, 1998; Moedinger, 2005). There are many factors affecting the energy consumption in the clay brick manufacturing process. Kiln fuel usage depends on the firing temperature and duration of firing, the type and condition of the kiln, its efficiency, mode of operation (continuous or periodical), type of finished product, and type of and carbon content of the raw materials (Venta, 1998; Machado et al., 2011).

However, through innovative development it has been shown possible for these traditional sources to be successfully replaced by renewable alternatives (Moedinger, 2005). Gomes & Hossain (2003) indicate that replacement of the technologies (especially if the coal-based technologies would be replaced by natural gas-based technologies) will result in significant reductions in greenhouse gas emission. Similarly natural gas replacement by bio-SNG would also reduce CO₂ emissions (Repele et al., 2012). The brick fired with renewable fuels features the least energy content of all building products available on the market today (Moedinger, 2005).

Therefore, research and comparison of alternative energy sources is necessary and essential. In this paper bio-SNG is analyzed and compared with natural gas from environmental

aspect as potential alternative energy source (a term used to refer to any energy source other than fossil fuels) for brick industry.

Materials and methods

The study is based on one year operation data obtained from brick factory in Latvia. Characteristics of the factory are following: production capacity is 135,000 tonnes of ceramic building materials; oven capacity is 160,000 m³; annual consumption of natural gas is 7,644 thousand m³; electricity consumption is 4,824 MWh; raw material (clay) consumption is 146,000 tons; annual emissions to air: carbon dioxide – 14.292 tons, carbon oxide – 89.5 tons, nitrogen oxides – 25.7 tons, sulphur dioxide – 5.9 tons, solids – 3.9 tons ('A' category permit, 2012).

Functional unit is 1 tonne of ceramic building materials (bricks).

Comparison of life cycle environmental impact of natural gas and bio-SNG was carried out using GEMIS (Global Emission Model for Integrated Systems) v.4.8 database. GEMIS was first released in 1989, and is continuously updated and extended since then (Fritsche & Stetz, 2013). For processes and scenarios GEMIS is used to calculate life cycle impacts, i.e., considering all processes from resource extraction (including primary energy and raw materials) to final material or energy use. Included are also auxiliary energy and material use, materials for construction of energy supply, material and transport systems, as well as direct and indirect employment effects (Fritsche & Stetz, 2013).

GEMIS contains data on direct air emissions (SO₂, NO_x, CO, NH₃ etc.), greenhouse gas emissions (CO₂, CH₄, N₂O), as well as solid wastes, liquid effluents and land use. Emission standards are also included and thus it provides an opportunity to assess whether the combustion process comply with national and international emission standards, and filter the database for suitable processes.

Two scenarios were analyzed in this paper: brick factory consumes only natural gas or only bio-SNG. These both energy sources were compared on the basis of such environmental indicators as global warming (CO₂ emissions), resources (cumulated material and cumulated energy requirement, land use) and employment effects.

Results and discussion

The following process data were used from the GEMIS database:

- natural gas (based on lower heating value – LHV) and supplied from 'gas-mix-FI-2010' i.e. 90% of natural gas is imported from Russia and 10% from Norway; mixed in Finland;
- bio-SNG from wood chips and wood waste processed for gas-pipeline (LHV) supplied from 'pipeline\bio-SNG-wood-forest-DE-2030' i.e. biogas processed in Germany, reference year 2030.

Since GEMIS database does not contain data on natural gas imported in Latvia, life cycle data on natural gas mix consumed in Finland was used in this study, because natural gas in both Latvia and Finland is imported from Russia. For comparison, data on production of bio-SNG in Germany was used. Process chains for both energy resources are shown in Fig. 1.

The following environmental impacts were evaluated (Table 1):

- greenhouse gases: CO₂ equivalent and separately CO₂ emissions – important indicators that describe environmental impact of fuel conversion;
- cumulated energy requirement: shows how much energy is embedded in 1GJ of fuel energy;

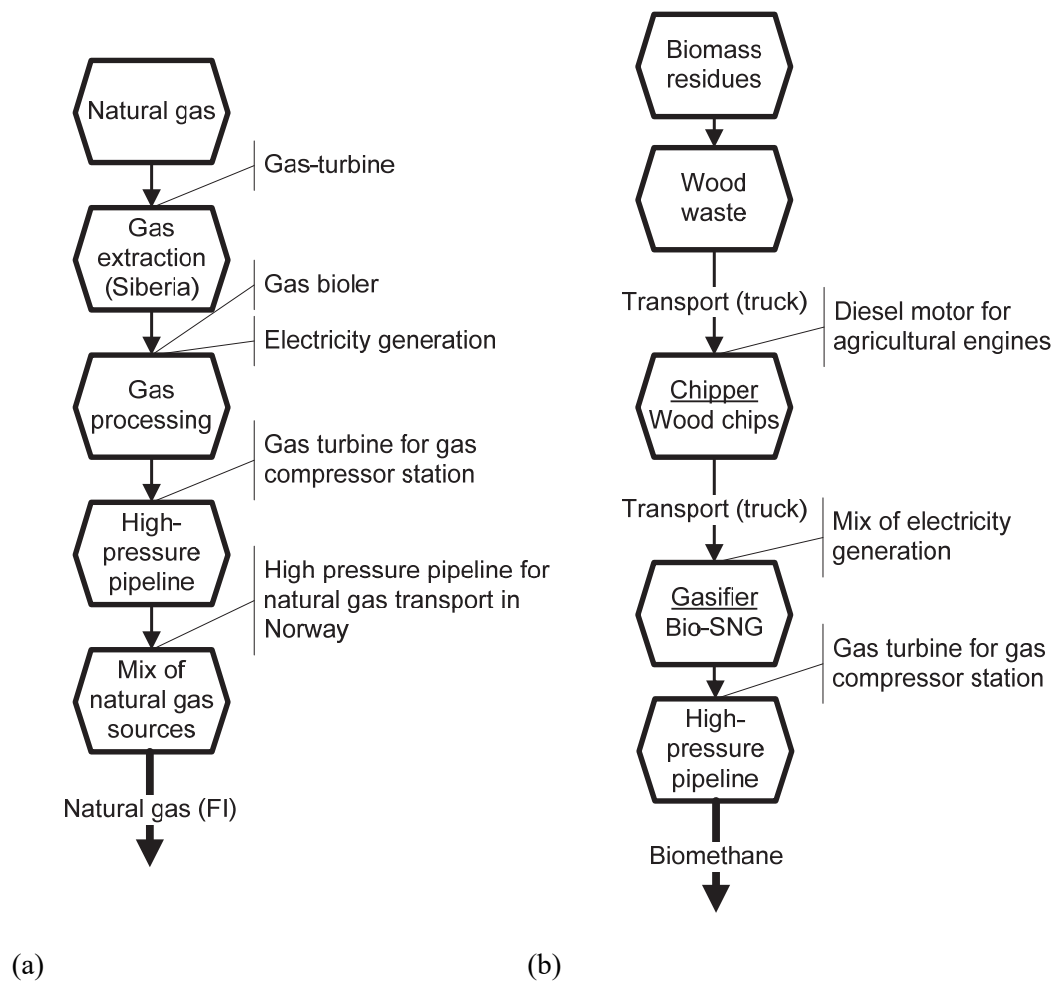


Fig. 1. Process chain of (a) natural gas and (b) bio-SNG (GEMIS, 2011)

- cumulated material requirement: includes the total consumption of materials throughout product (energy source in this case) life cycle;
- land use: factor that describes how much land is needed to produce a certain amount of energy;
- total employment effects: effects that each energy source has on employment levels.

Table 1 summarizes the environmental impacts caused by the production of 1 tonne of ceramic building materials at the brick factory in Latvia.

Within GEMIS it is possible to convert emissions of greenhouse gases (GHG) by using their global warming potentials (GWP) into the equivalent quantity of CO₂, so that the emissions of different greenhouse gases can be summed up into the total CO₂ equivalent. All GWP in GEMIS are mass-based, i.e. they give the relative greenhouse effect of 1 kg CO₂. Cumulated energy requirement (CER) is a measure for the total amount of energy resources (primary energies) needed to deliver a product or a service. Cumulated material requirement (CMR) is a quantitative measure of the total amount of raw materials needed to deliver a product or a service. In the calculation for CMR in the category 'other' secondary resources (wastes, residues with the potential for material re-use) are shown. The term 'land use' means area affected by processes. But the annual land use is calculated, i.e. the life-time of process is not included. GEMIS also allows fast computation of the direct and indirect job-creating effects as well as the sum of both portions possible. The direct effects are given by jobs in energy systems and their upstream processes and are stored in the GEMIS database as part of the process

information. The indirect effects are calculated from investment, operations and maintenance costs using country-specific input-output tables (Fritsche & Schmidt, 2008).

Table 1

The results of the environmental impacts per one tonne of ceramic building materials produced at the brick factory of Latvia

	Natural gas	Bio-SNG
Greenhouse gases [kg]:		
– CO ₂ equivalent	33.92	7.71
– CO ₂	17.47	7.31
Cumulated energy requirement [GJ], int. al:	2.34	3.06
– non-renewable	2.34	0.10
– renewable	0	2.97
Cumulated material requirement [kg], int. al:	10.28	39.73
– non-renewable	1.48	9.36
– renewable	8.57	29.82
– other	0.24	0.55
Land use [m ²]	0.01	0.56
Total employment effects [persons]	607(10 ⁻⁹)	989(10 ⁻⁷)

When choosing fuels, all the criteria that characterize the fuel and all environmental impacts must be carefully considered as each energy source has pros and cons. Scenario analysis was carried out for the replacement of natural gas with bio-SNG.

Fig. 2 shows the comparison of environmental impacts due to substitution of natural gas by bio-SNG assuming that scenario ‘100% natural gas’ is reference scenario with zero values.

From an environmental point of view one of the most important criteria is emissions of greenhouse gases, and natural gas is the worst alternative in this respect. Compared with bio-SNG, natural gas generates 23% more CO₂ equivalents and 42% more CO₂ emissions. Hence, replacement of natural gas with bio-SNG is fully justified from global warming perspective.

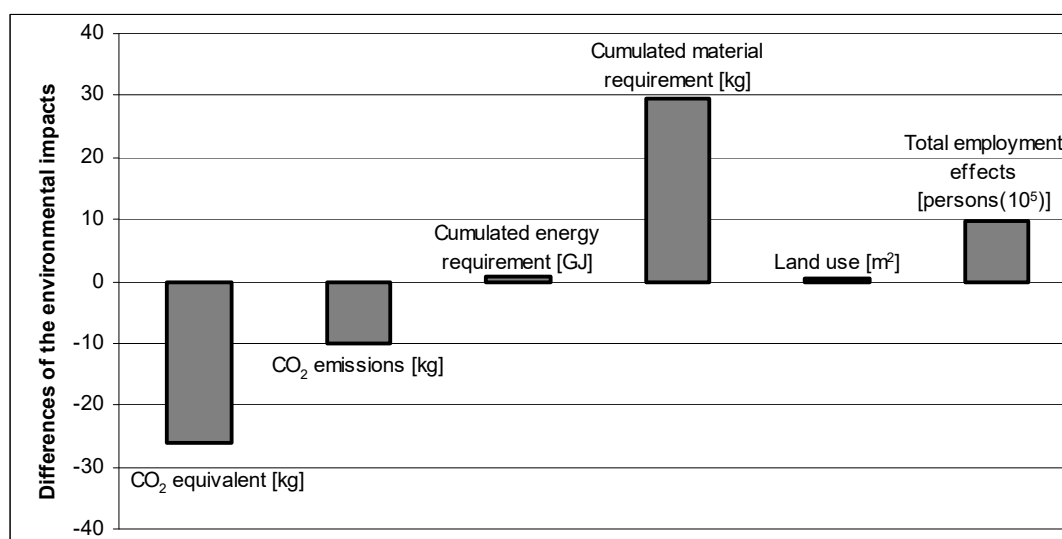


Fig. 2 Results of scenario analysis when natural gas is replaced with bio-SNG. Y-axis shows comparison of environmental impacts against ‘100% natural gas’ scenario which is taken with values zero.

The total cumulated energy requirement throughout whole life cycle in case of natural gas is by 24% less than for bio-SNG. However, it should be taken into account that bio-SNG alternative contains mainly renewable energy (i.e. 97%) contrary to natural gas which is the non-renewable energy source.

Regarding the total life cycle cumulated requirement of materials, bio-SNG appears worse than natural gas by 74% because more non-renewable materials are needed for production and installation of equipment. In the case of natural gas, share of non-renewable materials in the total CMR is 14% and renewable – 83%, but in the case of bio-SNG the share is respectively 24% and 75%.

In the case of bio-SNG approximately 60 times bigger land area is affected by all processes to provide certain amount of energy, than in the case of natural gas.

Total employment effect in the case of bio-SNG is approximately 163 times bigger than in the case of natural gas. It can be considered as a positive indicator, especially in the circumstances of the economic crisis and high unemployment.

Conclusions

Results of this research show that when choosing energy sources for industrial production, the criteria based on the life cycle cumulated material and energy consumption, and CO₂ emissions for characterization of environmental impacts can be used.

It can be concluded that bio-SNG, when used in brick industry, has advantage over natural gas from prospective of global warming potential, cumulated energy consumption and employment, but disadvantage in terms of cumulated material consumption and land area required.

When considering replacement of natural gas with an alternative energy sources, a manufacturer, apart from environmental impacts, also should be aware of the required technological changes. Therefore, substitution of natural gas with bio-SNG could be considered as convenient solution because almost no technological changes are required.

Further studies are necessary to examine the possibility to substitute natural gas with other alternative energy resources, e.g. bio-ethanol, bio-diesel, biomass, and to compare their environmental impacts also taking an advantage of other databases and evaluation methods, in order to find the most suitable solution.

References

- ‘A’ Category permit Nr.JE12IA0004 2012. Jelgava Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional Development, Jelgava, 30 pp. (in Latvian).
- Fritsche, U.R. & Schmidt, K. 2008. *Global Emission Model of Integrated Systems (GEMIS) manual*. Öko-Institut (Institute for Applied Ecology), Darmstadt, 167 pp.
- Fritsche, U.R. & Stetz, T. 2013. About GEMIS, International Institute for Sustainability Analysis and Strategy, Darmstadt. Website. URL <http://www.iinas.org/gemis.html>. [24/01.2013.]
- GEMIS 2011. Version 4.8. International Institute for Sustainability Analysis and Strategy, Darmstadt. Website. URL <http://www.iinas.org/gemis-download-en.html> [24/01.2013.]
- Gomes E. & Hossain I. 2003. Transition from traditional brick manufacturing to more sustainable practices. *Energy Sustain Dev.* **7**(2), 66–76.
- Koroneos C. & Dompros A. 2007. Environmental assessment of brick production in Greece. *Build Environ.* **42**(5), 2114–2123.
- Machado I.L., Martirena J.F.H., Herrera I.M., Quiroz S., Lamela M.J.R. & Gonzalez R.L. 2011. Improving energy efficiency on production of clay ceramic bricks using lignocellulosic-densified-material based biofuel. *Revista Ingeniería de Construcción.* **26**(2), 208–223.
- MacMillan G. 2010. *Report on Life Cycle Assessment for Geobrick*. Bealiba, Victoria, Australia, 38 pp.

- Moedinger F. 2005. Sustainable clay brick production – A Case study. In: *The 2005 World Sustainable Building Conference*. SB05, Tokyo, pp. 4085–4092.
- Oti J.E. & Kinuthia J.M. 2012. Stabilised unfired clay bricks for environmental and sustainable use. *Appl Clay Sci.* **58**, 52–59.
- Repele M., Dudko M., Rusanova J. & Bazbauers G. 2012. Alternative Energy for Brick Industry. In: *Riga Technical University 53rd International Scientific Conference: Dedicated to the 150th Anniversary and the 1st Congress of World Engineers and Riga Polytechnic Institute*. RTU Alumni: Digest, Riga, Latvia, pp. 140–140.
- Rose K.S.B., West H.W.H., Ford R.W., Walley C.N. 1978. *Building brick industry. Energy conservation and utilisation in the building brick industry*. Department of Energy and Department of Industry, London, UK, 100 pp.
- Skele A., Repele M. & Bazbauers G. 2011. Characterization of Environmental Impact of Building Materials for the Purpose of Ecodesign. In: *Scientific Journal of RTU. 13. series., Environmental and Climate Technologies. Vol.6*. RTU, Riga, Latvia, pp. 106–111.
- Venta G.J. 1998. *Life Cycle analysis of brick and mortar products*. The Athena, Sustainable Materials Institute, Ottawa, Canada, 114 pp.

Repele M., Paturska A., Valters K., Bazbauers G. Life cycle assessment of bio-methane supply system based on natural gas infrastructure. *Agronomy Research*, 2014, Vol.12, No.3, pp.999-1006. ISSN 1406-894X. (indeksēta SCOPUS)

Life cycle assessment of bio-methane supply system based on natural gas infrastructure

M. Repele, A. Paturska, K. Valters and G. Bazbauers

Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Kronvalda Boulevard 1, Riga, LV1010, Latvia; e-mail: mara.repele@rtu.lv

Abstract

Many sites for biogas production in Latvia currently do not have sufficient heat load to provide power production in co-generation mode. The alternative to relatively inefficient power production could be production of bio-methane which is known as one of the most important renewable option for gas supplies. After removal of contaminants bio-methane is of quality of natural gas and can be delivered to power plants and industry using the natural gas supply infrastructure. For analysis of environmental benefit of using bio-methane the environmental impact of the proposed solution has to be assessed. The aim of the study is to make life cycle assessment of the system for bio-methane supply to industrial plant via the natural gas grid. The analysed system includes bio-methane production and transport to the natural gas pipeline including the infrastructure. Functional unit was 1 MWh of bio-methane energy injected into the natural gas transmission pipeline. Life-cycle model was created and analysed with software 'SimaPro'. *ReCiPe* and *Eco-Indicator '99* were used as characterization methods to analyse the life-cycle environmental impacts. Results show the influence and contribution level expressed in mid-point categories as well as in a single-score indicator. The largest impact is created by use of fossil energy sources in production of bio-methane. The results can be used to design renewable energy supply systems and for the comparison of alternatives.

Key words: bio-methane, life cycle assessment, natural gas, renewable energy

Introduction

Many sites for biogas production in Latvia currently do not have sufficient heat load to provide power production in combined heat and power generation mode. The alternative to relatively inefficient power-only production could be production of bio-methane which is known as one of the most important renewable option for gas supplies. After removal of contaminants bio-methane is of quality of natural gas and can be delivered to combined heat and power plants in energy utilities and industry via the natural gas infrastructure. Thus, bio-methane could serve as one of the most feasible replacement of fossil fuel for firing industrial furnaces.

The focus of the study is to find a substitute of natural gas for brick manufacturing industry which is important economic branch in Latvia. As it is known from previous studies, brick firing is the most energy intensive of the brick manufacturing processes (Rose et al., 1978; Moedinger, 2005; Koroneos & Dompros, 2007; Machado et al., 2011; Skele et al., 2011; Oti & Kinuthia, 2012; Repele et al., 2013) and natural gas is used as a firing fuel in Latvia. Also propane, oil, sawdust, coal or combinations of these fuels can be used for this purpose (Venta, 1998; Moedinger, 2005). Nonetheless, due to innovative development these traditional sources can be successfully replaced by renewable alternatives (Moedinger, 2005) and will result in significant reductions in greenhouse gas emission (Gomes & Hossain, 2003; Repele et al., 2012). One of the most viable renewable substitute of natural gas is bio-methane (Adelt et al., 2011) which can substitute natural gas after quality upgrading (EBTP, 2014). Thus, advantages of the well-developed natural gas infrastructure can be utilised. Due to sufficiently high average heating value ($21 \text{ MJ (m}^3\text{)}^{-1}$ with 60% methane) biogas can also be directly used as fuel in

burning processes (Ellersdorfer & Weiß, 2014). However, use of bio-methane as a substitute of natural gas allows introducing renewable energy sources in industry to much larger extent.

Therefore, research to ascertain environmental impact caused by bio-methane production and injection in natural gas grid is necessary. The aim of this study is to make life cycle assessment of the system for bio-methane production and supply to industrial plant via the natural gas grid. The results can be used to compare alternative energy solutions for the industry.

Materials and methods

The aim of the study was to make LCA of the system for bio-methane supply to industrial plant via the existing natural gas grid. Geographic information system program ‘*ArcGis*’ with *ArcMap* and *ArcCatalog* (ArcGis, 2010) was used to map the bio-methane production plants and transmission natural gas pipelines in order to estimate length of pipelines for connection of the facilities to the existing natural gas transmission grid. 42 point and line object files were created to represent bio-methane stations and to calculate distances for connections, respectively. The map was created on grounds of the data reported in different sources and previous studies (Ministry of Economics I & II, 2013; Cinis, 2013; Dzene et al., 2013). Seven biogas plants were chosen for this study – the nearest to the brick factory located in Ozolnieki district, Latvia and having relatively large annual production volume of biogas relative to the length of connection to the natural gas grid. The study was based on the data reported in the polluting activities permits issued to the bio-methane production plants in Latvia (‘A’ category permits No1–No7, 2011–2013). Since the database for country specific processes is not available, LCA software (SimaPro, 2013) with *EcoInvent* (v2.2) database was used to model and analyse environmental impacts caused by bio-methane production and transportation from the bio-methane production facility to the natural gas transmission pipeline via the connecting pipe. For this study only system processes that are most relevant to Latvian conditions were selected from the database:

- For bio-methane production process “Methane, 96%, from biogas, at purification” was used. Included electricity consumption and emissions represent the raw gas compression, H₂S removal, gas conditioning and methane enrichment of biogas. Infrastructure expenditures are included employing generic data for facilities of a chemical plant as a first approximation. Bio-waste production is not included. A plant using the described technology is in operation in Switzerland.
- For bio-methane transportation “Transport, natural gas, pipeline, long distance” process was chosen. This dataset describes the energy consumption and the emissions linked to the transport of 1 ton-km average natural gas in Europe. The data for emissions and for energy requirements is based on German data.
- “Pipeline, natural gas, low pressure distribution network” process was selected to describe the infrastructure needed for bio-methane transportation. This dataset describes the Swiss low (<0.1 bar) pressure distribution network: life time 40 years and annual transport is 30 TJ/km/a. Data is based on Swiss data.

The analysed system includes bio-waste collection and transport to the plant, bio-methane production and transport to the natural gas pipeline including the infrastructure (Fig. 1). Based on the information about the considered biogas production facilities and connection pipelines, life cycle assessment (LCA) is done for the functional unit of 1 MWh of bio-methane energy.

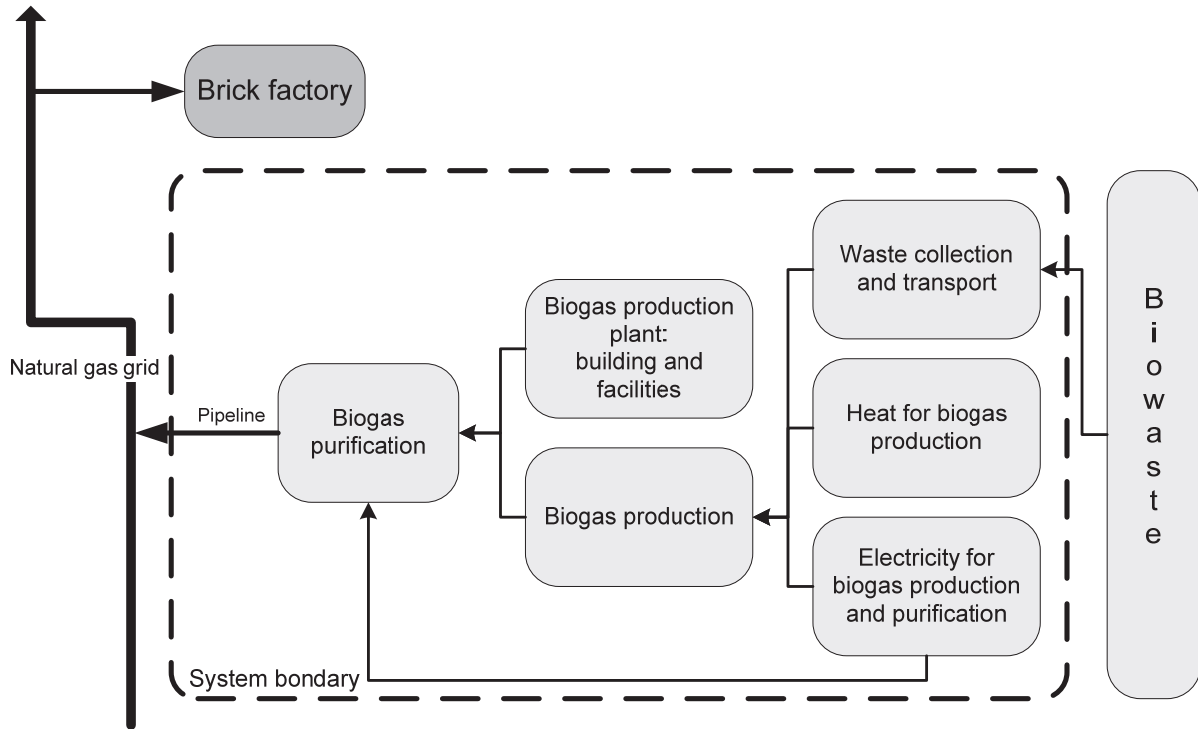


Figure 1 Processes considered within the system boundary.

Environmental characterization was done at midpoint impact category level and by calculating the single score impact indicator. To make the study results comparable with previous studies and make the results applicable for ecodesign purpose the following two impact assessment methodologies were used:

- *ReCiPe* which is the most recent and harmonised indicator approach available in life cycle impact assessment and comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level (SimaPro Database Manual, 2013);
- *Eco-indicator'99* which is one of the most widely used impact assessment methods in LCA, which also allows the environmental load of a product to be expressed in a single score (SimaPro Database Manual, 2013).

For the study *ReCiPe* Endpoint (Europe *ReCiPe* HA) (Goedkoop et al., 2013) and *Eco-indicator'99* (Europe EI 99 HA) methodologies (Goedkoop & Spriensma, 2001) were selected. 'H' refers to the weighting set belonging to the 'hierarchist perspective'. 'A' refers to the average weighting set and is recommended by the developers of both methods. 'Hierarchist perspective' was chosen because it is often considered to be the default model (SimaPro Database Manual, 2013) and described (Marceau & Vangeem, 2002; De Schryver, 2010) as the one which takes a long-term look at all substances if there is consensus regarding their effect.

Only those impact categories which had at least 3% of the total environmental impact were chosen for further analysis. Hence, the five impact categories of the *ReCiPe* and *EcoIndicator'99* methods were considered.

Tables 1, 2 summarises characteristics of the selected bio-methane plants. Bio-methane plants which were chosen for analysis are marked with numbers '1' to '7'. The plants use combination of different bio-waste to produce bio-methane (Table 1). Amount of produced biogas and upgraded bio-methane varies throughout plants due to the different sizes of the plants, i.e. installed electrical capacities, amounts and contents of input and other factors (Table 2).

Table 1. Type of bio-waste used at the selected bio-methane plants

Plant	No1	No2	No3	No4	No5	No6	No7
Manure	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Silage, plants and/or residues	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Corn	✓	✓	✓	✓	–	✓	✓
Grain and/or grain flour	✓	✓	✓	✓	✓	–	✓
Whey	✓	–	–	✓	–	✓	✓
Animal by-products	✓	–	–	✓	–	✓	✓

Table 2. Data for the selected bio-methane plants

Plant	No1	No2	No3	No4	No5	No6	No7
Bio-waste input [10 ³ t y ⁻¹]	54.50	54.50	13.07	16.50	21.40	40.00	24.90
Installed electrical capacity [MW]	1.95	2.00	0.50	0.50	0.60	1.00	1.00
Potential bio-methane yield [GWh y ⁻¹]	45.26	41.23	42.46	14.67	12.32	70.58	20.66
Distance to the natural gas grid [km]	0.8	4.6	6.5	6.6	12.1	12.7	18.9

Data required for the study were obtained from the biogas station pollution permits ('A' category permits No1–No7, 2011–2013), previous studies (Cinis, 2013). Further calculations of the best scenario for injecting upgraded biogas into the natural gas pipeline were carried out by taking into account the bio-methane production capacity of the plants and distances from the plants to the natural gas transmission grid estimated with the program *ArcGis* (ArcGis, 2010).

Results and discussion

According to the calculations using *EcoInvent* (v2.2) database (SimaPro, 2013) results of environmental impact of 1 MWh energy from the biomethane plant No1 including infrastructure varies from 9.92 Pt MWh⁻¹ when assessed using *ReCiPe* method (and 6.29 Pt MWh⁻¹ when using the *EcoIndicator*'99 method) to 10.38 Pt MWh⁻¹ (6.86 Pt MWh⁻¹) for the plant No7 respectively (Table 3). For comparison, environmental impact of 1 MWh of natural gas energy is 15.3 Pt MWh⁻¹ when *ReCiPe* method is used for analysis (and 17.6 Pt MWh⁻¹ obtained with *EcoIndicator*'99 method).

The share of the environmental impact of the infrastructure and transport of the gas, which includes energy consumption and the emissions linked to the transport, in the total impact is rather insignificant in the case when bio-methane plant is located close to the natural gas grid and increases with the distance from it. For example, in the case of the plant No1

Table 3. The results of the environmental impacts per one megawatt-hour of energy produced at the selected bio-methane plants in Latvia

Plant	No1	No2	No3	No4	No5	No6	No7
Environmental impact, Pt MWh ⁻¹							
ReCiPe	9.92	10.02	10.07	10.07	10.21	10.22	10.38
EcoIndicator'99	6.29	6.41	6.47	6.47	6.64	6.66	6.86

which is the closest to the natural gas pipeline the share of the infrastructure and transport is 0.21% (0.4%) of the total environmental impact. But for the most distant plant, i.e. No7, the share is 4.63% (8.73%). It was found in the study, that infrastructure and transport can represent more than 10% (or even more than 15% depending on the evaluation method) of the total environmental impact for the complete bio-methane generation and injection if the distance between the bio-methane production plant and the natural gas grid is increased up to 30–40 km. Even if this percentage could be lower or higher depending on the distance from the natural gas grid, our opinion is that the gas supply infrastructure is still rather important element and should be taken into account if new energy supply systems are designed and considered, which seems to contradict with the opinion in Patterson et al (2011). Whereby, in order to reduce the potential environmental impact, efforts should be made to find the best location for a new bio-methane plant, also taking into account the distance to the existing gas transmission network as well as the location of resources for biogas production.

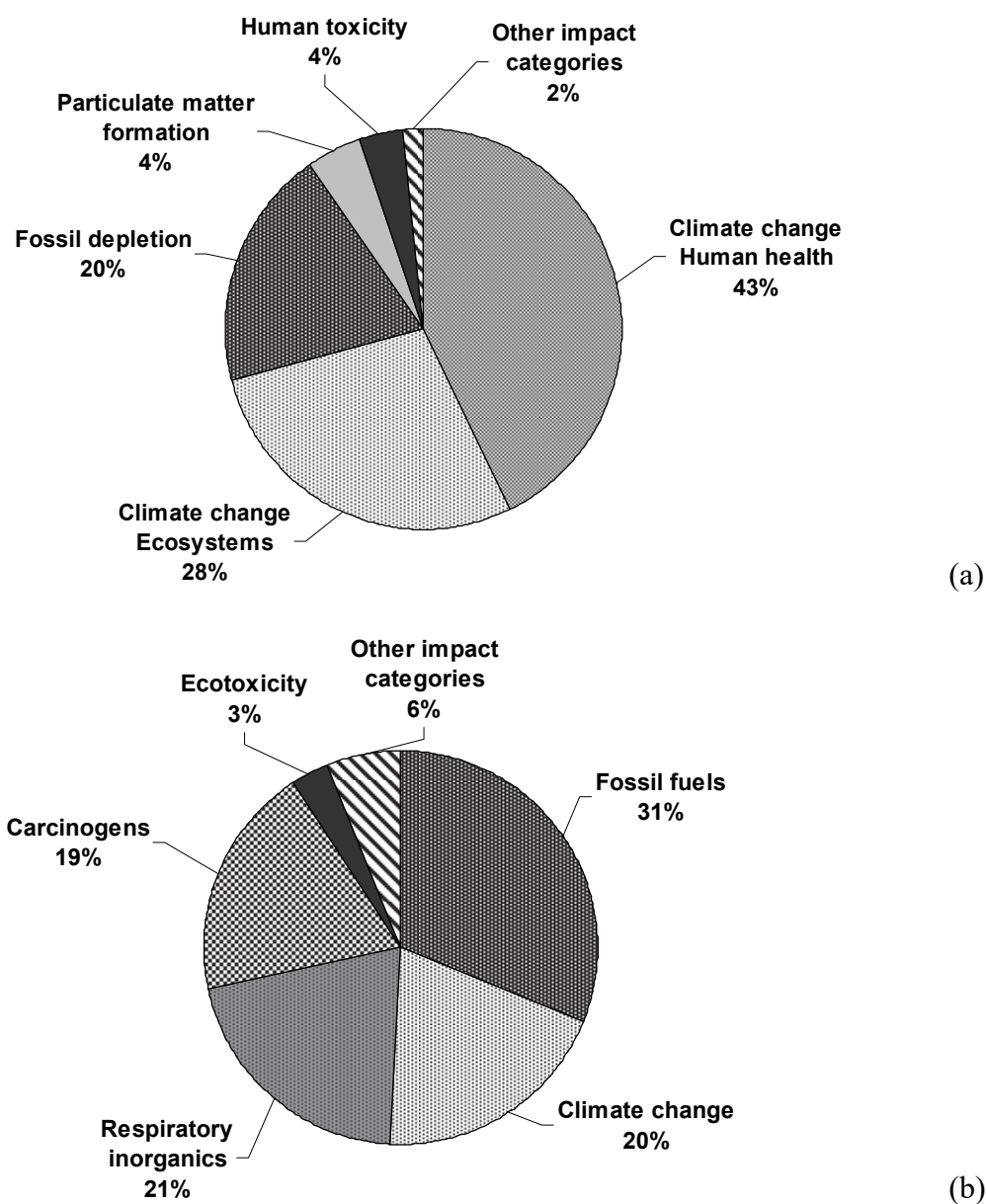


Figure 2. Environmental impact by impact category of 1 MWh of bio-methane produced at the plant No7 (*ReCiPe* method (a); *EcoIndicator '99* method (b))

When using the *ReCiPe* method the greatest environmental impact occurs in the following impact categories (Fig. 2): climate change (human health and ecosystem), fossil depletion, particulate matter formation and human toxicity. Analysis with the *EcoIndicator*'99 method shows that the largest impact is caused in the categories fossil fuels, climate change, respiratory inorganics, carcinogens and ecotoxicity. It may mean that the energy use for production and transportation of bio-methane is the largest impact factor.

With the increasing distance of the bio-methane production plant from the grid, impact increases most in the category 'human toxicity' (by ~16%), 'particulate matter formation' (~9%) and 'fossil depletion' (~8%), but slightly (~2%) in the categories 'climate change (human health and ecosystem)' when analysis is carried out with the *ReCiPe* method. If the *EcoIndicator*'99 method is used, environmental impact mostly increases in such categories as 'carcinogens' (~16%), 'respiratory inorganics' and 'ecotoxicity' (both by ~11%) and 'fossil fuels' (~8%), but slightly increases (~3%) in the category 'climate change'. Whichever method is used, the environmental impact increases remarkably in the categories that do not have a large overall impact. These categories are related to the land use: *ReCiPe* categories 'natural land transformation' (~40%) and 'agricultural and urban land occupation' (~34–39%) and *EcoIndicator*'99 category 'land use' (~28%).

Conclusions

Results of this study show that although the share of the environmental impact from the infrastructure which connects distributed bio-methane production facilities to the natural gas pipeline infrastructure is rather insignificant in the case when the plant is located in close proximity to the natural gas grid, nevertheless the impact increases with the distance and in overall can represent more than 10% of the total environmental impact. It can be concluded, that even if the percentage of environmental impact of bio-methane injection infrastructure is lower in case of smaller distance from the grid, it is still rather important element and should be taken into account when new energy supply systems are considered.

Results also indicate that even though the environmental impact of the gas injection infrastructure increases with distance of the bio-methane plant from the natural gas grid, the bio-methane still could be considered as environmentally better alternative than the natural gas.

Further studies are necessary to evaluate also economic aspects of the development of bio-methane system as a renewable energy substitute for the natural gas supply system.

Acknowledgments

We are grateful to Esri (Envirotech Ltd – distributor in Latvia) for the permission to use 'ArcGis' software and to PRé Consultants bv for allowance to use Faculty version of the 'SimaPro' software.

References

1. 'A' Category permit of Agro Iecava SIA Nr. JE 11 IB 0048 2011. Jelgava Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional Development, Jelgava, 33 pp. (in Latvian). [viewed 3 March 2014] Available from: www.vpvb.gov.lv/lv/piesarnojums/a-b-atlaujas/?download=2675
2. 'A' Category permit of Bio Ziedi SIA Nr. JE 11 IB 0016 2011. Jelgava Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional Development, Jelgava, 32 pp. (in Latvian). [viewed 3 March 2014] Available from: www.vpvb.gov.lv/lv/piesarnojums/a-b-atlaujas/?download=2059
3. 'A' Category permit of Agro Lestene SIA VE13IB0009 2013. Ventspils Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional

- Development, Ventspils, 35 pp. (in Latvian). [viewed 3 March 2014] Available from: www.vpvb.gov.lv/lv/piesarnojums/a-b-atlaujas/?download=4349
4. 'A' Category permit of Zemgaļi JR SIA Nr. JE12IB0027 2012. Jelgava Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional Development, Jelgava, 39 pp. (in Latvian). [viewed 3 March 2014] Available from: www.vpvb.gov.lv/lv/piesarnojums/a-b-atlaujas/?download=3603
 5. 'A' Category permit of Bio Auri SIA Nr. JE 11 IB 0034 2011. Jelgava Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional Development, Jelgava, 31 pp. (in Latvian). [viewed 3 March 2014] Available from: www.vpvb.gov.lv/lv/piesarnojums/a-b-atlaujas/?download=2544
 6. 'A' Category permit of MC Bio SIA Nr. JE 11 IB 0018 2011. Jelgava Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional Development, Jelgava, 31 pp. (in Latvian). [viewed 3 March 2014] Available from: www.vpvb.gov.lv/lv/piesarnojums/a-b-atlaujas/?download=2104
 7. 'A' Category permit of RZS ENERGO SIA Nr. JE 12 IB 0001 2012. Jelgava Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional Development, Jelgava, 33 pp. (in Latvian). [viewed 3 March 2014] Available from: www.vpvb.gov.lv/lv/piesarnojums/a-b-atlaujas/?download=2732
 - I. Ministry of Economics of the Republic of Latvia 2013. Entrepreneurs under the Cabinet of Ministers regulations No.198 of 24 February 2009 'On the generation of electricity from renewable energy resources, and pricing arrangements' received the right to sell the electricity generated under the mandatory procurement, Riga, Latvia. (in Latvian).
 - II. Ministry of Economics of the Republic of Latvia 2013. Issued decisions - administrative provisions of biogas plants, Riga, Latvia, pp.5. (in Latvian).
- Adelt, M., Wolf, D. & Vogel, A. 2011. LCA of biomethane. *J. Nat. Gas Sci. Eng.* **3**(5), 646–650.
- ArcGis 2010. Version 10. Esri, Redlands, USA.
- Cinis, A. 2013. *Database development for biogas plants in Latvia and analysis of efficiency*. BSc thesis. Riga Technical University, Latvia, 54 pp.
- De Schryver, A. M. 2010. *Value choices in life cycle impact assessment*. PhD thesis. Radboud University Nijmegen, 197 pp.
- Dzene, I. & Slotiņa, L. 2013. Efficient Heat Use from Biogas CHP Plants. Case studies from Biogas Plants in Latvia. In: *Scientific Journal of RTU. Environmental and climate technologies Vol.6*. RTU, Riga, Latvia, pp. 45-48.
- EBTP 2014. About Biomethane, European Biofuels Technology Platform. Website. [viewed 28 January 2014] Available from: <http://www.biofuelstp.eu/index.html>
- Ellersdorfer, M. & Weiß, C. 2014. Integration of biogas plants in the building materials industry. *Renew. Energy* **61**, 125–131.
- Goedkoop, M. & Spriensma, R. 2001. *The eco-indicator99: A damage oriented method for life cycle impact assessment*. Amersfoort, The Netherlands, 142 pp.
- Goedkoop, M., Heijungs, R., Huijbregts, M., De Schryver, A. M., Struijs, J. & Van Zelm, R. 2013. *ReCiPe 2008. A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level*. Report I, Characterisation. Den Haag, The Netherlands, 133 pp.
- Gomes, E. & Hossain, I. 2003. Transition from traditional brick manufacturing to more sustainable practices. *Energy Sustain Dev.* **7**(2), 66–76.
- Koroneos, C. & Dompros, A. 2007. Environmental assessment of brick production in Greece. *Build Environ.* **42**(5), 2114–2123.
- Machado, I.L., Martirena, J.F.H., Herrera, I.M., Quiroz, S., Lamela, M.J.R. & Gonzalez, R.L. 2011. Improving energy efficiency on production of clay ceramic bricks using lignocellulosic-densified-material based biofuel. *Revista Ingeniería de Construcción.* **26**(2), 208–223.
- Marceau, M. L. & Van Geem, M. G. 2002. *Life Cycle Assessment of an Insulating Concrete Form House Compared to a Wood Frame House*. R&D Serial No. 2571, Portland Cement Association, Skokie, Illinois, USA, 165 pp.
- Moedinger, F. 2005. Sustainable clay brick production – A Case study. In: *The 2005 World Sustainable Building Conference*. SB05, Tokyo, pp. 4085–4092.

- Oti, J.E. & Kinuthia, J.M. 2012. Stabilised unfired clay bricks for environmental and sustainable use. *Appl Clay Sci.* **58**, 52–59.
- Patterson, T., Esteves, S., Dinsdale, R. & Guwy, A. 2011. Life cycle assessment of biogas infrastructure options on a regional scale. *Bioresour. Technol.* **102**, 7313–7323.
- Repele, M., Dudko, M., Rusanova, J. & Bazbauers, G. 2012. Alternative Energy for Brick Industry. In: *Riga Technical University 53rd International Scientific Conference: Dedicated to the 150th Anniversary and the 1st Congress of World Engineers and Riga Polytechnic Institute*. RTU Alumni: Digest, Riga, Latvia, pp. 140–140.
- Repele, M., Dudko, M., Valters, K., Bazbauers, G. 2013. Environmental aspects of substituting bio-synthetic natural gas for natural gas in the brick industry. *Agron. Res.* **11**(2), 367–372.
- Rose, K.S.B., West, H.W.H., Ford, R.W. & Walley, C.N. 1978. *Building brick industry. Energy conservation and utilisation in the building brick industry*. Department of Energy and Department of Industry, London, UK, 100 pp.
- SimaPro 2013. Version 8.0.0 Faculty version. PRé Consultants bv., Amersfoort, The Netherlands.
- SimaPro Database Manual 2013. Methods Library. PRé Consultants bv., Amersfoort, The Netherlands, 59 pp.
- Skele, A., Repele, M. & Bazbauers, G. 2011. Characterization of Environmental Impact of Building Materials for the Purpose of Ecodesign. In: *Scientific Journal of RTU. 13. series., Environmental and Climate Technologies. Vol.6*. RTU, Riga, Latvia, pp. 106–111.
- Venta, G.J. 1998. *Life Cycle analysis of brick and mortar products*. The Athena, Sustainable Materials Institute, Ottawa, Canada, 114 pp.

Repele M., Bazbauers G. Life cycle assessment of renewable energy alternatives for replacement of natural gas in building material industry. Energy Procedia, 2015, Vol.72, pp. 127-134. ISSN 1876-6102 (indeksēta Web of Science un SCOPUS)

The International Scientific Conference on Environmental and Climate Technologies –
CONNECT 2014

Life cycle assessment of renewable energy alternatives for replacement of natural gas in building material industry

Mara Repele^{a2}, Gatis Bazbauers^a

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

Abstract

Due to environmental and geopolitical reasons the need for substitution of fossil fuels with renewable alternatives in industry is augmenting. The main objective was to assess environmental impacts of “cradle-to-gate” brick production stages and to evaluate the effect of fuel substitution and variation of electricity mix on the impact. Scenarios with natural gas, bio-methane, first and second generation bio-fuels used as the fuels in industrial furnace were studied. Scenarios were analyzed using “ReCiPe” and “EcoIndicator’99” impact assessment methods. Results show that environmental impact can be reduced by circa 50% when natural gas is substituted with bio-methane or second generation bio-fuel.

© 2015 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

Selection and/or peer-review under responsibility of ICAE

Keywords: Bio-methane; Brick production; Building industry; Cradle-to-gate; Eco-design; Life cycle assessment; Renewable energy; Sustainable construction; System innovation

1. Introduction

Production sector of ceramic construction materials is energy-intensive due to operation of high-temperature kilns for long periods [1], [2]. Due to the energy consumption of machinery, the manufacturing stage of these materials contributes significantly to global warming by emissions of greenhouse gases (GHG). Construction sector consumes approximately 40 % of raw materials used globally every year [3] and bricks are among major materials used for building construction [4]. Substantial amounts of energy are needed to fire bricks and tiles as well as melt, shape, and harden ceramics. Although production phase of construction materials has large environmental impact, the materials have a long life-time and reduce energy consumption of buildings. Therefore, life cycle assessment data are needed for comparison of various alternatives for selection of construction materials.

Various studies have been conducted to optimize kilns and plants [5]–[7], to study the effects of additives on fuel consumption and on mechanical-physical properties of bricks [8]–[10], to develop sustainable construction materials via waste recycling [11], [12], and to assess life cycle of buildings or building construction systems [13], [14]. Notwithstanding, less attention seems to be paid to evaluation of environmental impact caused by the production of certain types of construction materials, or to rate changes of environmental impact caused by the substitution of fuel.

* Corresponding author. Tel.: (+371) 67517739; fax: (+371) 67089908.

E-mail address: mara.repele@rtu.lv.

As to the first, only a few studies are published which show evaluation of the environmental impact of ceramic building materials. The study of environmental assessment of brick production in Greece [4] used the method *EcoIndicator*'95 to quantify the impact. This method is a predecessor of the *EcoIndicator*'99 method. But currently even more recently developed methods such as the *ReCiPe* [15], which is used to evaluate environmental aspects of brick production in Latvia in the present study, are available.

There are studies related to energy efficiency improvements or use of renewable energy sources [16], [17] for reduction of GHG emissions per unit of production. However, it is expected that the energy “embodied” in the construction materials will become more critical in future as the energy efficiency of buildings will increase. In the Reference Document on best available technologies (BAT) in the Ceramic Manufacturing Industry (issued by the European Commission) it is mentioned that mostly natural gas, liquefied petroleum gas and extra light fuel oil are used for brick firing at present time. Other energy sources, e.g. liquefied natural gas, biogas, biomass, electricity, heavy fuel oil and solid fuels (e.g. coal, petroleum coke) are used in burners of furnaces [1]. In the Reference Document it is declared that environmental benefits could be achieved by switching from heavy fuel oils or solid fuels to natural gas (also liquefied petroleum gas and liquefied natural gas). It is also noted that renewable energy sources could play a role as energy sources for burners, but there still exist information gaps – lack of emission and consumption data [1].

Studies based on life cycle inventory data [18], [19] show that if bio-methane is substituted for natural gas, GHG emissions can be reduced by nearly 80%. It can be claimed that substitution of fuels in this type of industry can give more substantial environmental benefits than gradual improvements of equipment efficiencies. Recently Ellersdorfer and Weiß have described integration of biogas plants in the cement industry from the energy and economical point of view [17]. However, more detailed study based on life cycle assessment and considering other alternatives, e.g. bio-fuels is needed. Therefore, in this research three different renewable energy sources, i.e. bio-methane, as well as 1st and 2nd generation bio-fuels, for the use in Latvian ceramic brick industry are compared on the basis of environmental impact.

The research questions for this study are the following: how large are environmental impacts created by processes of brick production in Latvia and how these impacts change if energy sources used for the production, i.e. fuel for heat supply and electricity mix, are varied? The main goal of this study was to characterize environmental impacts of brick production stages (“cradle-to-gate”) at midpoint and endpoint impact category level (1), to evaluate the effect of fuel substitution and variation of electricity mix on the environmental impact (2). The results were primarily targeted for the purpose of ecodesign applied to the building sector as well as to reduction of environmental impact of brick production industry. Results of the study are important for building design and construction material industry as well as planning of future energy supply systems. Bricks manufactured in Latvia are exported to many countries therefore the results are relevant for wider region. This study continues the previous research [18]–[20] where environmental impact of building materials for the purpose of ecodesign were characterized, environmental aspects of substitution of the natural gas by bio-synthetic natural gas were analyzed, and life cycle assessment of biomethane supply system was carried out, by considering more fuel alternatives for brick firing and using LCA methodology with two impact assessment methods.

2. Materials and methods

Life cycle assessment (LCA) methodology was used to characterize “cradle-to-gate” environmental impact of bricks produced in Latvia. LCA is one of the most important tools for ecodesign, and it covers multitude of environmental aspects [21]–[23]. LCA in this study is made following the procedures set by ISO standards 14 040 and 14 044 [24], [25].

The study aims to assess the changes of the environmental impacts when natural gas which is currently used in brick firing furnace, is replaced by bio-methane and liquid bio-fuels. The influence of electricity supply mix on environmental impacts was studied as well.

2.1. Functional unit and system boundary

One ton of brick was chosen as a functional unit and the reference flow for the purpose of the present study. The system investigated, including the main inputs and outputs, is shown in the Fig. 1. Construction of the plant was not evaluated in the study.

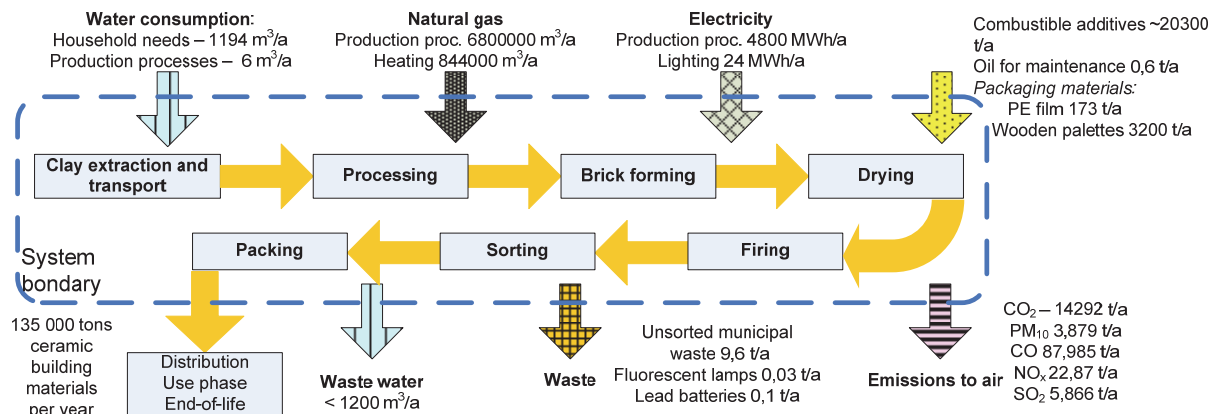


Fig. 1. Schematic presentation of the system boundary and the main inputs and outputs Life cycle impact assessment methodology and types of impacts

The LCA software “SimaPro 8.0.0” [26] was used to model and analyze environmental impacts caused during a product’s life-cycle. EcoInvent (v2.2), European Life Cycle Database (ELCD v2.0) and U.S. Life Cycle Inventory (USLCI) database were used. Only system processes from the databases were selected for this study.

Environmental characterization of “cradle-to-gate” brick production was done both at midpoint impact category level and by calculating the single score indicator. To make the study results comparable with recent studies performed worldwide and applicable for ecodesign purpose in cases where Latvian produced ceramic materials are involved, the following two impact assessment methodologies were used:

- *ReCiPe* which is the most recent and harmonized indicator approach available in life cycle impact assessment and is an improvement on *CML 2000* and *EcoIndicator’99*. *ReCiPe* comprises harmonized category indicators at the midpoint and the endpoint level;
- *EcoIndicator’99* is one of the most widely used impact assessment methods in LCA and the first endpoint impact assessment method, which allowed the environmental load of a product to be expressed in a single score. *EcoIndicator’99* method was used in this study since during the recent years many other studies were based on this method and therefore the results of this study can be compared with the results of other researchers.

Both methods have been created for three different cultural perspectives: Egalitarian, Hierarchist and Individualist to consider the potential damage from a particular substance [26]. Only the Hierarchist perspective is selected for the study. Hierarchist perspective is described [27]–[29] as the one which takes a long-term look at all substances if there is consensus regarding their effect. Hierarchist perspective coincides with the view that time perspective is balanced and impacts can be avoided with proper management. Hierarchist is often considered to be the default model and was also chosen for this study. Therefore, for the study *ReCiPe* Endpoint (Europe *ReCiPe* H/A) [29] and *EcoIndicator’99* (Europe EI 99 H/A) methodologies

[30] were selected. "H" refers to the weighting set belonging to the hierarchist perspective. "A" refers to the average weighting set and is recommended by the developers of both methods.

Only those impact categories which had at least 5% of the total environmental impact were chosen for further analysis and are shown in the results. Hence, the following six impact categories of the *ReCiPe* method were considered: (1) fossil depletion, (2&3) climate change (human health and ecosystem), (4) particulate matter formation, (5) agricultural land occupation and (6) terrestrial ecotoxicity. Similarly five impact categories were considered for *EcoIndicator'99* method: (1) fossil fuels, (2) respiratory inorganics, (3) climate change, (4) carcinogens and (5) land use. "Cradle-to-gate" LCA was performed and the system boundary include clay extraction and processing, shaping, drying and firing of bricks, and packaging. The aim of the study was not comparison of the results obtained by *ReCiPe* and *EcoIndicator'99* methods but results, despite the differences and sensitivity in the methods allow to arrive at similar conclusions regarding the choice of scenarios.

2.2. Types and source of data

The study was based on one year operational data obtained from the site visits to brick factory and data reported in the polluting activities permit issued to the company [31]. The main inventory results are presented in Fig.1.

Life cycle impact of production depends on electricity sources which in turn depend on power market conditions. Therefore, the assessment was started by setting up two electricity supply mixes which are referred to as "A" and "B" in order to find out the influence of electricity market conditions on environmental impact of the brick production. If during winter electricity prices in "NordPool Spot" market are relatively high, domestic natural gas-fired cogeneration plants are competitive and produce circa 40% of gross annual power consumption (scenario "A"). Another 40% of the gross annual power consumption is supplied by local hydropower plants and remaining 20% are imported. However, if the market electricity prices are low, district heat is produced by heat-only boilers and share of cogeneration plants reduces to 20% while share of the imported electricity increases to 30% (scenario "B"). The remaining electricity is supplied by hydropower plants.

Since the large share of imported electricity in Latvia is supplied from Estonia, it was assumed that 90% of the electricity import comes from Estonia and 10% from the Nordic countries. Oil shale is the main fuel for power production in Estonia and around 90% of the electricity is produced in oil shale - fired Narva condensing power plants [32]. For the purpose of life cycle impact assessment, lignite was used instead of oil shale and hydropower was used as the electricity production source in the Nordic countries. It is reasonable to assume that for conditions of low electricity market price (scenario "B") large share of the gross annual power consumption is supplied by hydropower since the low power price is characteristic for the periods with the increased hydropower production.

In order to analyze life cycle impact of production depending on fuel, four different fuel scenarios, referred to as "N", "M", "F1" and "F2", were created. The scenario "N" refers to the existing situation where natural gas is used for firing furnaces. The scenario "M" refers to using bio-methane instead of natural gas. Life cycle impact when 1st generation and 2nd generation bio-fuels are used for the production was assessed in the scenarios "F1" and "F2" respectively. Construction of the bio-fuel plants was not included in the study.

Bio-methane as a renewable substitute for natural gas was selected for the study. Bio-methane can be produced locally by the anaerobic digestion of organic waste (such as plant material, animal manure, sewage, organic waste, etc.). Bio-methane is considered as one of the most viable renewable substitute of natural gas [33] since after removal of contaminants, the bio-methane can be used as the natural gas utilizing advantages of the well-developed natural gas infrastructure. Biogas, due to sufficiently high average heating value (21 MJ/m³ with 60%

methane), can also be directly used as a fuel in burning processes [17] but, because biogas cannot be injected into the natural gas grid, it cannot be considered as a direct substitute for the natural gas if not upgraded to the quality of the natural gas.

Rape methyl ester was chosen as the 1st generation bio-fuel for the scenario “F1” and vegetable oil from waste cooking oil was chosen as the 2nd generation bio-fuel for the scenario “F2”. Data for life cycle impact assessment of these fuels were taken from the *SimaPro* database. Lower heating value for the both bio-fuels was assumed to be 37.27 MJ/kg for calculations of the necessary amount of fuels.

Natural gas is used mainly in the firing stage and circa 11% are used for heating needs. Hence, all the natural gas consumption as well as emissions to air is limited to this stage only. Clay processing stage has the largest electricity consumption therefore it is assumed that in this stage 40% of all electrical energy is used. 25% of electricity is consumed in both drying and firing stages, but 5% of the electricity is used in the forming and packing stages.

3. Results and discussion

Results of environmental impact of the electricity mix obtained with *ReCiPe* method for scenarios “A” and “B” are 13.8 mPt/MJ and 13 mPt/MJ respectively. Study with *Ecoindicator’99* method gave larger difference, i.e. 12.4 mPt/MJ and 10 mPt/MJ respectively. Result of the scenario “A” and the result available in ELCD database [26] for Latvian medium voltage electricity mix agree very well. When electricity scenario “B” is used instead of “A” environmental impact per functional unit, expressed as a single score, reduces by only 0.6% for *ReCiPe* (or by 2.2% for the *Ecoindicator’99* method). Since variation of electricity mix insignificantly impact the resulting total impact, only the electricity mix of scenario “A” was used for further analysis.

Table 1. Environmental impacts related to the production processes per functional unit obtained with *ReCiPe* method*

Scenario	N	M	F1	F2
Fuel (%)	81 (76)	64 (52)	90 (94)	57 (63)
Electricity (%)	11 (12)	20 (24)	6 (3)	24 (18)
Clay extraction (%)	2 (4)	4 (8)	1 (1)	5 (6)
Additives (%)	2 (3)	4 (5)	1 (1)	5 (5)
Packaging (%)	4 (5)	8 (11)	2 (1)	9 (8)

*The results obtained with the *EcoIndicator’99* method are indicated in brackets

Assessment of environmental impacts of production of 1 ton of ceramic building materials with *ReCiPe* method shows that the largest share of the environmental impact for all scenarios is associated with the consumption of firing fuel and electricity. Impacts created by clay extraction, added sawdust (combustible additive) and packaging materials (polyethylene film and wooden pallets) have minor and similar impact (Table 1: the results obtained with the *EcoIndicator’99* method are indicated in brackets).

When natural gas is replaced with bio-methane (scenario “M”), total environmental impact is reduced by 46% by the *ReCiPe* method (Fig. 2a) and by 51% if the *EcoIndicator’99* method is used for assessment (Fig. 2b). If 2nd generation bio-fuel is used instead of natural gas (scenario “F2”), impact is reduced by 55% and 35% respectively. In contrast, the use of the 1st generation bio-fuel (scenario “F1”) would greatly increase environmental impact for both methods, i.e. by 93% and 321% respectively. The increase of environmental impact may be associated mainly with cultivation of rapeseeds requiring use of land and fertilizers.

Comparing results for scenario “N” with the total environmental impact calculated for brick production process from the EcoInvent (v2.2) database, it can be concluded that ceramic building material production in Latvia, using natural gas as a firing fuel, causes by ~18% less environmental impact when the *ReCiPe* method is used, and by ~10% less if the *EcoIndicator’99* method is used. This difference may arise due to discrepancies in fuel consumption input. As we know bricks, suitable for different purposes, differ in the composition and quality of the raw materials, weight and size of the bricks, and other factors. Thus, the duration of the firing and temperature, and fuel consumption may vary.

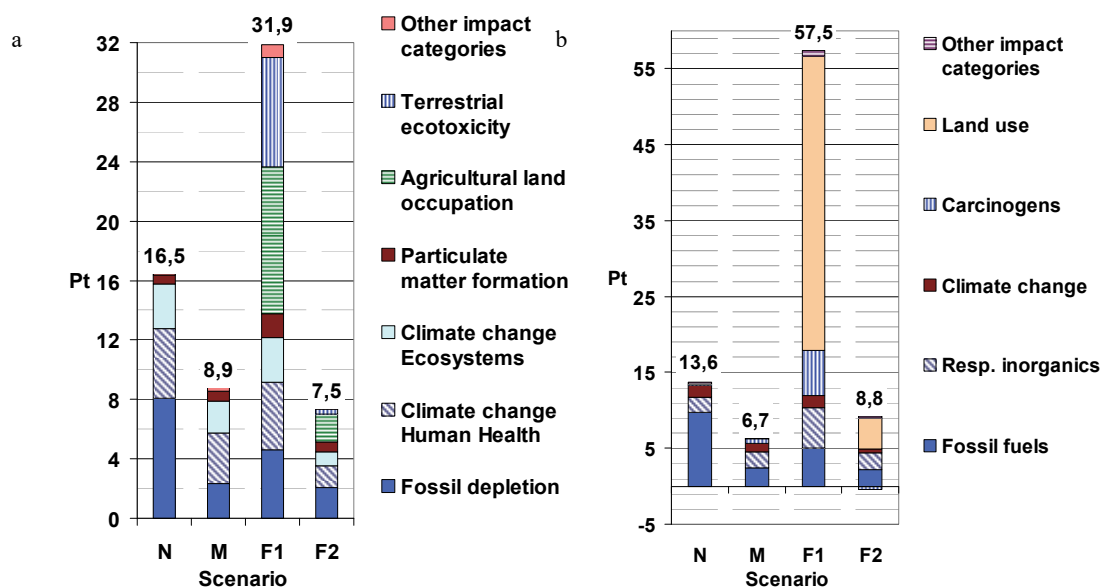


Fig. 2. Cumulated single score results of environmental impact per functional unit obtained using (a) *ReCiPe* and (b) *EcoIndicator’99* impact assessment method for the considered alternatives of the firing fuel. “N” – natural gas; “M” – bio-methane; “F1” – 1st generation bio-fuel; “F2” – 2nd generation bio-fuel

Due to use of natural gas most affected impact categories for the scenario “N” are fossil depletion and climate change when *ReCiPe* method is used (Fig. 2a) and fossil fuel category with *EcoIndicator’99* method (Fig. 2b). For the scenario “M” the greatest impact is in the same categories as for the scenario “N”, i.e. fossil depletion and climate change for *ReCiPe* and in the categories fossil fuel and respiratory inorganics if *EcoIndicator’99* method is used. These impacts are associated mainly with the usage of fossil fuel for biogas production and purification.

Results of the scenario “F1” differ from the results of the two preceding scenarios in that the major impact occurs in categories related to the agricultural land occupation and terrestrial ecotoxicity (31% and 23% of the total impact respectively) with *ReCiPe* (Fig. 2a) and land use (67% of the total impact) with *Ecoindicator’99* (Fig. 2b). These impact categories can be related to the soil cultivation, sowing, weed control, fertilization, pest and pathogen control, harvest and drying of the grains necessary for the production of 1st generation bio-fuel.

In the scenario “F2” the greatest impact occurs in two categories – fossil depletion and agricultural land occupation (27% and 25% of the total impact) with *ReCiPe* (Fig. 2a) and similarly as in scenario “F1” in land use category (46% of the total impact) with *Ecoindicator’99* (Fig. 2b). Environmental impact in those categories could arise from the consumption of fossil fuel for the esterification process of the vegetable oil to methyl ester and glycerin, as well as for farming processes to obtain grains necessary for the production of vegetable oil.

Koroneos and Dompros using *EcoIndicator’95* method calculated that the impact indicator of the 1 ton of brick production in Greece is 0.35 Pt if pet-coke is used for firing [4]. When

EcoIndicator'95 method was used in this study for the purpose of comparison of the results, the obtained cumulated single score indicator for the 1 ton of bricks was 0.15 Pt if natural gas or 2nd generation bio-fuel is used; 0.29 Pt if bio-methane is used; and 0.54 Pt if the 1st generation bio-fuel is used.

4. Conclusions

The total single score results indicate that the most substantial decrease of environmental impact of brick production may be achieved if natural gas is substituted by bio-methane for firing of the bricks. It is important to consider that this option would not require technical changes of furnace burners. The second best alternative from environmental point of view would be use of the 2nd generation bio-fuel. However, technical adjustments for firing of the fuel may be required. Use of the 1st generation bio-fuel would have the greatest impact on the environment by far exceeding the scenario where natural gas is used as the firing fuel. The vast impact in this case may be related to the land use, all of the agricultural activities, including also fertilization. Variation of electricity mix due to power market conditions does not have a significant effect on the total environmental impact for the studied electricity supply system: environmental impact per functional unit reduces by only 0.6% if *ReCiPe* (or by 2.2% if *Ecoindicator'99*) method is used.

Supply of bio-methane to industry could be done via the existing natural gas supply infrastructure. Technical, environmental and economic criteria of alternatives for development of bio-methane supply system which is based on the natural gas grid need to be studied to find out optimal solutions.

References

- [1] "Reference Document on Best Available Techniques in the Ceramic Manufacturing Industry," 2007.
- [2] C. Agrafiotis and T. Tsoutsos, "Energy saving technologies in the European ceramic sector: a systematic review," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 21, pp. 1231–1249, 2001.
- [3] S. Kubba, *Green construction project management and cost oversight*, 1st ed. Oxford: Elsevier Inc., 2010, p. 550.
- [4] C. Koroneos and A. Dompros, "Environmental assessment of brick production in Greece," *Build. Environ.*, vol. 42, no. 5, pp. 2114–2123, May 2007.
- [5] H. Z. Abou-Ziyan, "Convective heat transfer from different brick arrangements in tunnel kilns," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 24, no. 2–3, pp. 171–191, Feb. 2004.
- [6] S. Kaya, K. Küçükada, and E. Mançuhan, "Model-based optimization of heat recovery in the cooling zone of a tunnel kiln," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 28, no. 5–6, pp. 633–641, Apr. 2008.
- [7] S. Kaya, E. Mançuhan, and K. Küçükada, "Modelling and optimization of the firing zone of a tunnel kiln to predict the optimal feed locations and mass fluxes of the fuel and secondary air," *Appl. Energy*, vol. 86, no. 3, pp. 325–332, Mar. 2009.
- [8] G. Cultrone, E. Sebastián, K. Elert, M. J. de la Torre, O. Cazalla, and C. Rodríguez-Navarro, "Influence of mineralogy and firing temperature on the porosity of bricks," *J. Eur. Ceram. Soc.*, vol. 24, no. 3, pp. 547–564, Mar. 2004.
- [9] İ. B. Topçu and B. Işıkdag, "Manufacture of high heat conductivity resistant clay bricks containing perlite," *Build. Environ.*, vol. 42, no. 10, pp. 3540–3546, Oct. 2007.
- [10] B. Chemani and H. Chemani, "Effect of Adding Sawdust on Mechanical- Physical Properties of Ceramic Bricks to Obtain Lightweight Building Material," *World Acad. Sci. Eng. Technol.*, vol. 71, pp. 1655–1659, 2012.
- [11] Y. Chen, Y. Zhang, T. Chen, Y. Zhao, and S. Bao, "Preparation of eco-friendly construction bricks from hematite tailings," *Constr. Build. Mater.*, vol. 25, no. 4, pp. 2107–2111, Apr. 2011.

- [12] S. P. Raut, R. V. Ralegaonkar, and S. a. Mandavgane, "Development of sustainable construction material using industrial and agricultural solid waste: A review of waste-create bricks," *Constr. Build. Mater.*, vol. 25, no. 10, pp. 4037–4042, Oct. 2011.
- [13] R. M. Cuéllar-Franca and A. Azapagic, "Environmental impacts of the UK residential sector: Life cycle assessment of houses," *Build. Environ.*, vol. 54, pp. 86–99, Aug. 2012.
- [14] B. Rossi, A.-F. Marique, and S. Reiter, "Life-cycle assessment of residential buildings in three different European locations, case study," *Build. Environ.*, vol. 51, pp. 402–407, May 2012.
- [15] "SimaPro Database Manual. Methods library," 2013.
- [16] ECORYS, "FWC Sector Competitiveness Studies N°B1/ENTR/06/054 – Sustainable Competitiveness of the Construction Sector. Final report," Rotterdam, 2011.
- [17] M. Ellersdorfer and C. Weiß, "Integration of biogas plants in the building materials industry," *Renew. Energy*, vol. 61, pp. 125–131, Nov. 2014.
- [18] A. Skele, M. Repele, G. Bazbauers, E. Systems, and R. Technical, "Characterization of Environmental Impact of Building Materials for Purpose of Ecodesign," in *Scientific Journal of RTU*, 2011, vol. 6, pp. 106–111.
- [19] M. Repele, M. Dudko, J. Rusanova, K. Valters, and G. Bazbauers, "Environmental aspects of substituting bio-synthetic natural gas for natural gas in the brick industry," *Agron. Res.*, vol. 11, no. 2, pp. 367–372, 2013.
- [20] M. Repele, A. Paturska, K. Valters, and G. Bazbauers, "Life cycle assessment of bio-methane supply system based on natural gas infrastructure," *Agron. Res.*, vol. 12, no. 3, pp. 999–1006, 2014.
- [21] R. Nowosielski, M. Spilka, and A. Kania, "Methodology and tools of ecodesign," *J. Achiev. Mater. Manuf. Eng.*, vol. 23, no. 1, pp. 91–94, 2007.
- [22] M. Buyle, J. Braet, and A. Audenaert, "Life cycle assessment in the construction sector: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 26, pp. 379–388, Oct. 2013.
- [23] M. Garaizar and K. Schischke, "Update of EcoDesign Tools and Methodologies," Berlin, 2009.
- [24] *ISO 14040 Environmental management -- Life cycle assessment -- Principles and framework*. 2006.
- [25] *ISO 14044 Environmental management -- Life cycle assessment -- Requirements and guidelines*. 2006.
- [26] "SimaPro 8.0.0 (Faculty version)." PRé Consultants bv.
- [27] M. L. Marceau and M. G. Vangeem, "Life Cycle Assessment of an Insulating Concrete Form House Compared to a Wood Frame House," 2002.
- [28] A. M. De Schryver, "Value choices in life cycle impact assessment," Radboud University, 2011.
- [29] M. Goedkoop, R. Heijungs, M. Huijbregts, A. M. De Schryver, J. Struijs, and R. van Zelm, "ReCiPe 2008. Report I: Characterisation," 2009.
- [30] M. Goedkoop and R. Spriensma, "The eco-indicator99: A damage oriented method for life cycle impact assessment," Amersfoort, 2001.
- [31] "Permit Nr.JE12IA0004 for the Performance of Polluting Activities Category A (in Latvian)," Jelgava, 2012.
- [32] K. Plamus, a Ots, T. Pihu, and D. Neshumayev, "Firing Estonian Oil Shale in Cfb Boilers – Ash Balance and Behaviour of Carbonate Minerals," *Oil Shale*, vol. 28, no. 1, p. 58, 2011.
- [33] M. Adelt, D. Wolf, and A. Vogel, "LCA of biomethane," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 3, no. 5, pp. 646–650, Oct. 2011.

Paturska A., **Repele M.**, Bazbauers G. Economic assessment of biomethane supply system based on natural gas infrastructure. Energy Procedia, 2015, Vol.72, pp. 71-78. ISSN 1876-6102 (indeksēta Web of Science un SCOPUS)



The International Scientific Conference on Environmental and Climate Technologies –
CONNECT 2014

Economic assessment of biomethane supply system based on natural gas infrastructure

Anna Paturska*, Mara Repele, Gatis Bazbauers

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

Abstract

Upgraded biogas injected into a natural gas grid may provide considerable increase of renewable energy share within the natural gas-fired systems. The goal of the study is to determine the costs of biomethane produced in distributed biogas plants and injected into the natural gas grid. The analyzed system includes biogas upgrading and transport to the natural gas pipeline including the infrastructure. The total costs of biomethane production for 3 different scenarios and 5 biogas upgrading methods are determined. The results show that under the most favourable scenario the injected biomethane is approximately 19% more expensive than the natural gas.

© 2015 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

Keywords: biomethane supply; economic assessment; natural gas; renewable energy; sustainable energy systems

1. Introduction

Upgraded biogas (biomethane), unlike wind energy is a well manageable energy source which can be stored, distributed and used in the same way as natural gas. Therefore it is one of the most viable renewable substitutes for natural gas [1]. In recent years, biogas production has gained essential importance [2]. Biogas, produced in distributed units, upgraded to the quality of natural gas and injected into the natural gas grid may provide considerable opportunities for increase of renewable energy sources (RES) within the natural gas-fired systems [3]. In this way, it can abate the emissions of greenhouse gases (GHG), and thus contribute to sustainable energy supply [4]. It can also be a tool that may be used to alleviate the problems of global warming, energy security and waste management [5, 6]. Usage of RES is important for reduction of energy dependency on imported resources and it is also a part of the European Union's (EU) common objective and therefore observed by Latvia [7]. Latvia has committed that by 2020 the share of RES in the final energy consumption will be increased to 40% [8] and production of biomethane can help to achieve this target.

Biogas can be used on-site, in combined heat and power (CHP) units or upgraded to biomethane and used as a vehicle fuel or for the generation of power [9], [10]. When using biogas on-site for electricity-only applications (e.g. if there is insufficient local heat demand) only 30-35% of the gas energy is utilized. But if the biogas is transported via natural gas pipeline system and used in an efficient CHP or even efficient and modern domestic boiler, more than

* Corresponding author. Tel.: (+371) 26193201.
E-mail address: anna.paturska@rtu.lv.

90% of the energy could be utilized [4]. Biomethane injection also enables renewable heat to be delivered into the district heating grid [4]. Since over 70% of dwellings and apartment houses in Riga [11] and other Latvian cities are connected to the district heating network, injection of biomethane into the gas grid gives the biogas producer access to a much larger market than if the biogas is sold and used locally [4]. While in Europe the number of manufacturers of biogas upgrading plants increases every year [2] there are no biogas upgrading stations in Latvia yet. Biomethane (either pure or in blend with natural gas) is used as a fuel for vehicles in 12 European countries. It is also used for heating purposes either directly or blended to natural gas [3].

Under current market conditions, biomethane cannot compete with natural gas in sales price yet [3], [7], [8]. And hereby studies are carried out to compare biogas upgrading technologies [4], [11], [12], as well as to find the most cost-effective and technically suitable way, considering also environmental benefits, for biogas and/or biomethane utilization [13]–[17], including grid injection and distribution [5], [6], [18], [19], or integration biogas plants in the industry [20], [21]. Research on the technical and economic potential of biomethane production and injection into the natural gas grid is also carried out in Latvia [22]–[24].

The aim of this study was to determine the production costs of biomethane produced in distributed generation units via five methods of the biogas upgrading and injected into the natural gas grid using Latvia's conditions as the case study.

2. Materials and methods

The geographic information system program "ArcGis" with the "ArcMap" and the "ArcCatalog" [25] was used to map all Latvia's biomethane production plants and natural gas transmission pipelines and estimate the distances from the plants to the natural gas transmission grid. 42 point and line object files were created to represent biogas stations in Latvia and to calculate distances for connections. The map was created on grounds of the data reported in different sources and previous studies [9], [26]–[28]. Three biogas stations were selected for technical and economic analysis with the aim to determine an optimal biomethane production and injection solution (Fig. 1).

The choice of the biogas plants and locations was based on the following criteria:

- the plants should be located in a sufficient distance from natural gas transmission pipelines;
- the plants must be sufficiently dispersed and not located a few kilometers away from each other;
- the plants should be located in the same region.

In this study, five commercially available biogas upgrading technologies were used for cost calculations – (1) water scrubbing, (2) amine scrubbing, (3) membrane separation, (4) physical scrubbing with organic solvents and (5) pressure swing adsorption [29]. To find the most cost-effective biomethane production method, three different scenarios for the selected biogas plants were considered:

- Scenario 1: each biogas plant has an upgrading facility and biomethane is produced at each individual biogas plant and delivered to the natural gas grid.
- Scenario 2: biogas from each plant is delivered to the large upgrading plant for biomethane production and subsequent injection into the natural gas transmission line.
- Scenario 3: instead of distributed biogas production, raw materials from the farms are delivered to a single joint biogas and biomethane production facility.

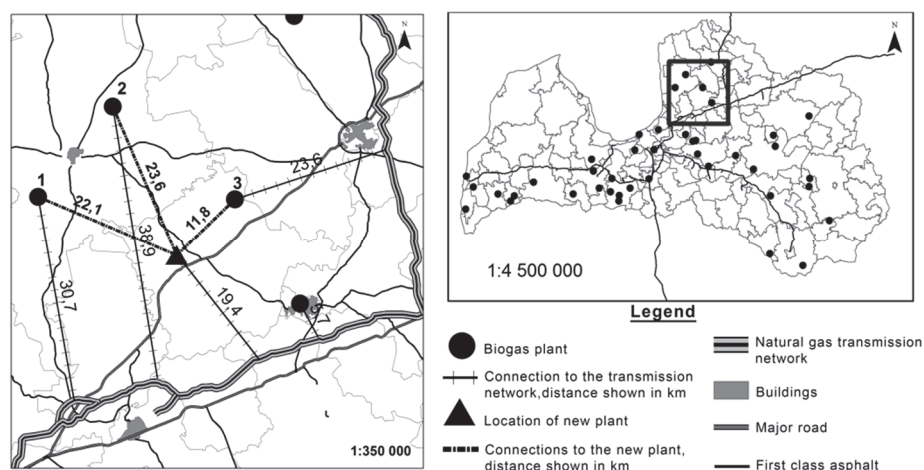


Figure 1 Biogas plants chosen for technical and economic assessment

In Scenario 2 the total input of biogas flow from all three biogas plants in the methane extraction facility is 1280 m³/h for the amine scrubbing method and 1345 m³/h for other methods. In the 2nd scenario, the biogas upgrading costs are lower than in the 1st scenario due to the lower specific total investment in the upgrading facility. In Scenario 3 biomethane extraction costs are the same as in the 2nd scenario, but biogas production costs and the gas transportation costs are different. In the 3rd scenario raw materials are transported using the existing road infrastructure.

The study was based on the data available for the selected biogas plants, i.e. the amount and composition of the produced biogas reported in the polluting activity permits issued to each biogas production plant in Latvia [30]-[32]. Based on the data on the composition of biogas, it was assumed that 0.62 m³ methane can be gained from 1 m³ of the biogas on average. The total costs of biomethane production depend on the investment in connection gas pipelines and biogas upgrading facilities as well as operating costs of the upgrading facility. The operating costs include water, electricity, heat and biogas production costs. Capital costs were calculated for the economic lifetime of 10 and 20 years. Based on information of the natural gas supplier [33], it was assumed that gas pipeline construction costs are 55 EUR/m. Considering, that it may be impossible to construct the pipeline connection with the shortest distance determined by the “ArcGis” ruler, a correction factor of 1.1 was used to increase the length of the pipeline connection. To calculate the investment costs for all biogas upgrading methods, data on the specific investment depending on biogas input flowrate in m³/h was used (Table 1) [29].

Table 1. Upgraded biogas input flowrate of the biogas plants

Plant	Size-biogas input flowrate	
	for the amine scrubbing method	for the other four biogas upgrading methods
No.1	937 m ³ /h	984 m ³ /h
No.2	213 m ³ /h	224 m ³ /h
No.3	130 m ³ /h	137 m ³ /h

The corresponding biogas input flowrates of the analyzed plants were taken from their “A” category pollution permits. A heat is required for biogas production and for the amine scrubbing upgrading method and it was assumed that the on-site biogas-fired boiler is used for the heat supply. Thus, the amount of the biogas available for biomethane production in the amine scrubbing method is reduced by the amount required for the heat production.

Table 2. Specific investment of biogas upgrading technologies

Biogas upgrading method	Biogas input flow rate, m ³ /h					Equation for calculation of the specific investment ³	“R squared”
	250	500	700	1000	1400		
Water scrubbing, EUR/(m ³ /h)	5000	2000	1000	1000	1000	$y = 980693x^{-0.991}$	0.86
Amine scrubbing, EUR/(m ³ /h)	5400	3000	2357	2000	1607	$y = 239254x^{-0.696}$	0.99
Membrane separation, EUR/(m ³ /h)	4400	2900	2286	2000	1786	$y = 81046x^{-0.534}$	0.98
Physical scrubbing, EUR/(m ³ /h)	5000	2000	1000	1000	1000	$y = 980693x^{-0.991}$	0.86
Pressure swing adsorption, EUR/(m ³ /h)	-	3000	2200	1750	1500	$y = 185034x^{-0.67}$	0.98

The lower heating value of biogas was assumed to be 6 MWh per 1,000 m³ [34] and it was calculated that circa 3% of the total amount of biogas produced at the each station is required for the heat production. Based on the data [29], the functions for calculation of the specific (per m³/h of the biogas input flowrate) investment in biogas upgrading infrastructure were derived (Table 2).

For the plants where the biogas input flowrates were outside the range of validity of the equations shown in Table 2, the specific investment was calculated using the data for the reference plant.

The operating costs of the biogas upgrading facilities were calculated using the data shown in Table 3.

The electricity tariff applied in the calculations of electricity costs was 0.151 EUR/kWh [35]. The water price of 1.24 EUR/m³ was used for the calculations of the water costs [36]. Heat costs are calculated considering the capital, operation and maintenance costs of the biogas boiler [37], as well as biogas and biomethane production parameters [29].

Table 3. Resources required for the biogas upgrading methods [3]

	water scrubbing	amine scrubbing	membrane separation	physical scrubbing	pressure swing adsorption
Water consumption, m ³ /m ³ of biogas	22(10 ⁻⁵)	3(10 ⁻⁵)	-	-	-
Electricity consumption, kWh/m ³ of biogas	0.265	0.1	0.22	0.25	0.23
Thermal energy consumption, kWh/m ³ of biogas	-	0.55	-	-	-

The total costs of the biogas in 1 MWh of biomethane in the 3rd scenario (Table 4) is lower than in the other two scenarios, since single joint biogas production plant is used instead of the three separate biogas plants which have smaller biogas production volume each. The operating

³ x - biogas input flowrate (m³/h); y - specific investment cost (EUR/(m³/h)). Note: the equations are valid within the range of biogas input flowrate from 250 to 1400 m³/h (500-1400 m³/h for the “pressure swing adsorption method”).

costs for 10 and 20 year economic lifetime differ due to the difference in the capital costs of heat production.

Table 4. Biogas production parameters and the total cost of the biogas in 1 MWh of the biomethane for all 3 scenarios

Parameter	Scenario		Unit
	1 & 2	3	
Investment:			
raw biogas flow of: 4 million m ³ /year	6.84		MEUR
12 million m ³ /year		15	
Capital costs (10 years)	51	36	EUR/MWh
Capital costs (20 years)	37	26	EUR/MWh
Electric power equipment capacity	18	36	kW
Equipment heat capacity	148	677	kW
Operating costs (10 years)	30614 (1.4)	70939 (1.1)	EUR (EUR/MWh)
Operating costs (20 years)	28238 (1.3)	69500 (1.0)	EUR (EUR/MWh)
Raw material costs	7	7	EUR/MWh
Total costs (10 years)	59	44	EUR/MWh
Total costs (20 years)	45	34	EUR/MWh

To ascertain the costs of raw material transportation from the location of each farm to the biogas production and upgrading plant in the 3rd scenario, the distances were determined using a road map [38] and the location coordinates which were entered into the "ArcGis" software. The distance from the plants No.1 to No. 3 to the biogas production and upgrading plant is 29, 35 and 13 km, respectively. Data for the calculations of the transportation costs (amounts of raw materials) were obtained from the "A" category permits [30] - [32] and from the study funded by the European Commission (the costs per ton-km) regarding the costs of the public transport as a function of distance traveled [39]. Because the data of transportation costs in the Baltic countries were not available, the transportation costs were calculated using the costs value given for the Eastern Union heavy vehicle (0.07 EUR/ton-km) [39].

3. Results and discussion

The total cost of biomethane per 1 MWh in the 1st scenario is quite similar for all upgrading methods with the difference of about 3 % (Fig. 2). All five discussed biogas upgrading methods are commercially available [13]. As studied in [5], the economic performance is sensitive to such factors as the biogas yield and the biomass (raw material) costs, but pipeline costs, electricity price and biomass transportation costs are of minor influence. The total cost in the 2nd scenario (Fig. 2) is by circa 2% to 4% lower (depending on the type of treatment method) than in the 1st scenario. The greatest share of the total costs of biomethane (72% to 77% – depending on the biogas upgrading method) is taken by the biogas production costs (Fig. 2), and that is true for all other scenarios. The total cost in the 3rd scenario (Fig. 2) is by circa 22% to 27% lower (depending on the type of treatment method and on the economic life time) than in the 2nd scenario. Therefore, it can be concluded that the 3rd scenario has the lowest costs (Fig. 2) although it may be most difficult to implement for the existing biogas plants. However, it could be a feasible option for the new plants. For the existing biogas plants the 2nd scenario could be the preferred solution. It can also be concluded that the cheapest biogas upgrading methods are amine scrubbing and physical scrubbing with organic solvents (Fig. 2). In 2012, the water scrubber was the most popular upgrading technology, followed by the pressure swing adsorption and chemical adsorption.

The price of natural gas, which is 39 EUR/MWh, is by about 54% lower than the total costs of the delivered biomethane in the 1st scenario if the economic lifetime used in the calculations

is 10 years and by about 40% lower if the economic life time is 20 years, and if the most favorable upgrading method is chosen (Fig. 2). The price of natural gas is by about 52% lower than costs of the biomethane in the 2nd scenario for 10 year economic life time and by about 36% lower for the economic life time of 20 years (Fig. 2).

In the 3rd scenario, the price of natural gas is by about 34% lower than the total cost of injected biomethane for a 10 year economic life time and by 16% lower for the economic life time of 20 years (Fig. 2). In research presenting results of 2012 [40] it is shown that in the scenarios that included biogas upgrading to biomethane for the injection into the gas network, only the scenario with coupled small-scale CHP unit covering internal heat requirements could reduce the overall impact on fossil fuel degradation, compared to electricity generation alone.

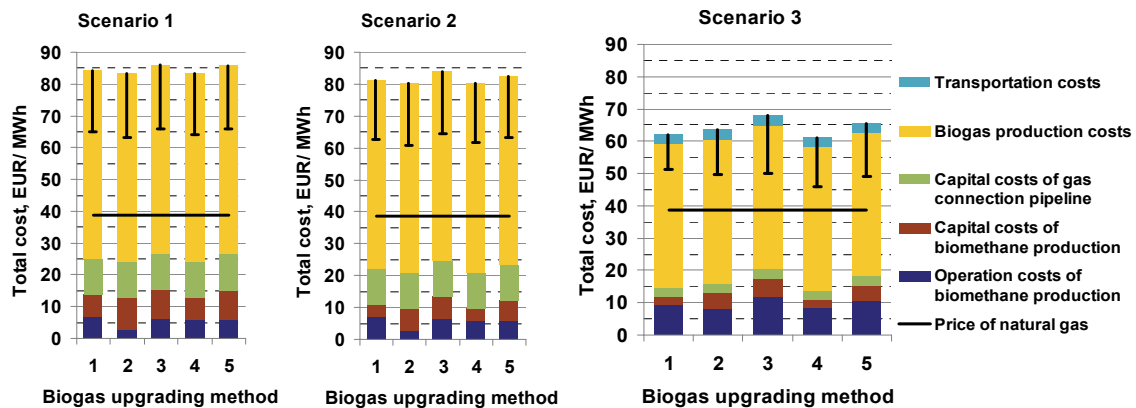


Figure 2 Comparison of the total cost of biomethane for all scenarios and all five biogas upgrading methods for 10 and 20 years of economic life time. Reduction of the capital costs calculated for 20 year economic lifetime is marked with $\perp$. Biogas upgrading methods: 1 - water scrubbing, 2 - amine scrubbing, 3 - membrane separation, 4 - physical scrubbing with organic solvents, 5 - pressure swing adsorption

Currently, the legislation of Latvia does not provide conditions for biomethane injection into the natural gas network. In conditions of no financial support for biomethane production it is not economically feasible. However, it is necessary to consider energy policy supporting the injection of biomethane into the natural gas grid. Although biomethane injection currently is not regulated at the European level, some countries, such as Germany, in 2012 have introduced legislation regulating biomethane grid injection [41]. In the initial stage, when the first biomethane generation plants were constructed in Germany, such legislation did not exist in the country. The first innovative stations were set up by the agreement between the main stakeholders, such as the operator of the biogas plant, the natural gas network operator and the authorities [41].

4. Conclusions

Results of the study show that the total cost of the biomethane produced and delivered to the natural gas grid is circa 46 EUR/MWh when the most favorable upgrading method and 20 year economic lifetime is used in calculations. Therefore, under current conditions, biomethane production would need financial support to make the costs compatible with the price of natural gas, and the minimum subsidy is about 22 EUR/MWh if the existing biogas plants decide to construct joint biogas upgrading facility. The amount of subsidy for larger joint biogas production and upgrading facilities could be reduced to as low as about 7 EUR/MWh. Results of this study also show that if the biogas producers could co-operate in constructing larger joint biogas production and upgrading facilities (Scenario 3), this would be the most economically attractive solution. This option most likely could be feasible for new plants in the future. For

the existing biogas plants, the option to consider would be to construct joint biogas upgrading facilities as stipulated in Scenario 2.

Acknowledgements

We are grateful to Esri (Envirotech Ltd – distributor in Latvia) for the permission to use “ArcGis” software.

References

- [1] Adelt M., Wolf D., and Vogel A.. LCA of biomethane. *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 3, no. 5, pp. 646–650, Oct. 2011.
- [2] Hahn H., Krautkremer B., Hartmann K., Washendorf M.. Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 29, pp. 383–393, Jan. 2014.
- [3] Kovacs. Proposal for a European Biomethane Roadmap, Brussels, 2013.
- [4] Ryckebosch E., Drouillon M., Vervaeren H. Techniques for transformation of biogas to biomethane, *Biomass and Bioenergy*, vol. 35, no. 5, pp. 1633–1645, May 2011.
- [5] Weidenaar T. D.. Designing the biomethane supply chain through automated synthesis. PhD thesis University of Twente, 2014.
- [6] Patterson T., Esteves S., Dinsdale R., etc. Life cycle assessment of biogas infrastructure options on a regional scale. *Bioresour. Technol.*, vol. 102, no. 15, pp. 7313–23, Aug. 2011.
- [7] Strauch S., Krassowski J., Singhal A. Biomethane Guide for Decision Makers – Policy guide on biogas injection into the natural gas grid,” Oberhausen, 2013.
- [8] EBA. Biogas production in Europe. Biogas Report. 2013.
- [9] Dzene I., Slotiņa L. Efficient Heat Use from Biogas CHP Plants. Case studies from Biogas Plants in Latvia. *Scientific Journal of RTU. Environmental and climate technologies*, Vol.6. RTU, Riga, Latvia, pp. 45-48., 2013.
- [10] Grīnvalde, S., Dzene, I. Use of Biomethane in Latvian Transport Sector. In: *Environmental and Climate Technologies: Abstract Book*, Latvia, Riga, 14-16 October, 2013. Riga: RTU Izdevniecība, 2013, pp.16-16. ISBN 9789934830280.
- [11] Starr K., Gabarrell X., Villalba G. etc. Life cycle assessment of biogas upgrading technologies. *Waste Manag.*, vol. 32, no. 5, pp. 991–9, May 2012.
- [12] Molino, M. Migliori, Y. Ding, B. Bikson, G. Giordano, and G. Braccio. Biogas upgrading via membrane process: Modelling of pilot plant scale and the end uses for the grid injection. *Fuel*, vol. 107, pp. 585–592, May 2013.
- [13] Van Foreest F.. Perspectives for biogas in Europe. 2012.
- [14] Börjesson M. Ahlgren E. O. Cost-effective biogas utilisation – A modelling assessment of gas infrastructural options in a regional energy system. *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 212–226, Dec. 2012.
- [15] Igliński, Buczkowski R., Iglińska A. etc. Agricultural biogas plants in Poland: Investment process, economical and environmental aspects, biogas potential, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 7, pp. 4890–4900, Sep. 2012.
- [16] Budzianowski W. M.. Sustainable biogas energy in Poland: Prospects and challenges. *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 1, pp. 342–349, Jan. 2012.
- [17] Patterson T., Esteves S., Dinsdale R. etc. Life cycle assessment of biohydrogen and biomethane production and utilisation as a vehicle fuel. *Bioresour. Technol.*, vol. 131, pp. 235–45, Mar. 2013.
- [18] Weidenaar T., Bekkering E., Becker J. M. J. etc. Finding robust investments for the Dutch gas distribution infrastructure in 2050 by a scenario study. In *PROCEEDINGS OF ECOS 2013 - THE 26TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON EFFICIENCY, COST, OPTIMIZATION, SIMULATION AND ENVIRONMENTAL IMPACT OF ENERGY SYSTEMS*, 2013.
- [19] Höhn J., Lehtonen E., Rasi S., and Rintala J.. A Geographical Information System (GIS) based methodology for determination of potential biomasses and sites for biogas plants in southern Finland. *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 1–10, Jan. 2014.
- [20] Ellersdorfer M. and Weiß C. Integration of biogas plants in the building materials industry. *Renew. Energy*, vol. 61, pp. 125–131, Nov. 2014.
- [21] Martin M., Svensson N., Fonseca J., Eklund M. Quantifying the environmental performance of integrated bioethanol and biogas production. *Renew. Energy*, vol. 61, pp. 109–116, Jan. 2014.
- [22] Repele M., Paturska A., Valters K., Bazbauers G. Life cycle assessment of bio-methane supply system based on natural gas infrastructure. *Agron. Res.*, vol. 12, no. 3, pp. 999–1006, 2014.
- [23] Seile G. Comparison of different biogas use pathways for Latvia: biogas use in CHP vs. biogas upgrading. Riga Technical University, 2014.
- [24] Paturska A. Feasibility of biomethane supply system based on natural gas supply infrastructure. MgSc thesis. Riga Technical University, Latvia, 74 pp, 2014.
- [25] ArcGis, Version 10. Esri, Redlands, USA, 2010.

- [26] Ministry of Economics of the Republic of Latvia 2013. Entrepreneurs under the Cabinet of Ministers regulations No.198 of 24 February 2009 'On the generation of electricity from renewable energy resources, and pricing arrangements' received the right to sell the electricity generated under the mandatory procurement, Riga, Latvia. (in Latvian).
- [27] Ministry of Economics of the Republic of Latvia 2013. Issued decisions - administrative provisions of biogas plants, Riga, Latvia, pp.5. (in Latvian).
- [28] Cinis A., "Database development for biogas plants in Latvia and analysis of efficiency". BSc thesis. Riga Technical University, Latvia, 54 pp., 2013.
- [29] Bauer F., Hulteberg C., Persson T., Tamm D., "Biogas upgrading – Review of commercial technologies", SGC Rapport 2013:270, 83.pp, 2013.
- [30] 'A' Category permit of "Grow energy" SIA Nr. VA12IB0016, 2012. Valmiera Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional Development, Valmiera, 48 pp. (in Latvian). [viewed: <http://www.vpvp.gov.lv/lv/piesarnojums>, March 3, 2014]
- [31] 'A' Category permit of "JAUNDZELVES", Zaigas Treimanis ZS Nr.VA11IB0034, 2011. Valmiera Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional Development, Valmiera, 30. pp. (in Latvian). [viewed: <http://www.vpvp.gov.lv/lv/piesarnojums/>, March 3, 2014]
- [32] 'A' Category permit of "Ziemeļvidzemes atkritumu apsaimniekošanas organizācija" SIA Nr. VA09IA0003, 2009. Valmiera Regional Environmental Board, State Environmental Service, Ministry of Environmental Protection and Regional Development, Valmiera, 35 pp. (in Latvian). [viewed: <http://www.vpvp.gov.lv/lv/piesarnojums/>, March 3, 2014]
- [33] Latvian Gas AS "Latvijas Gāze" homepage [viewed: <http://www.lg.lv/?id=151>, January 10, 2014]
- [34] Blumberga D., Dzene I., "Biogāze. Rokasgrāmata, " for project Biogas for Eastern Europe, 2010.
- [35] A/S "Latvenergo" homepage [viewed: http://www.latvenergo.lv/lat/klientiem/elektroenerģijas_tarifi/, January 8, 2014]
- [36] SIA "Rīgas ūdens" homepage [viewed: <https://www.rigasudens.lv/pakalpojumi/tarifi-uncenas/>, January 8, 2014]
- [37] Energynet.dk, "Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion Technology data for energy plants," 2012.
- [38] Road length [viewed: <https://www.google.com/maps/preview>, March 13, 2014]
- [39] Schade W., Doll C., Maibach M. etc. Analysis of operating cost in the EU and the US. Annex 1 to Final Report of COMPETE Analysis of the contribution of transport policies to the competitiveness of the EU economy and comparison with the United States. Funded by European Commission – DG TREN. Karlsruhe, Germany, 2006.
- [40] Poeschl M., Ward S., and Owende P. Environmental impacts of biogas deployment–Part II: life cycle assessment of multiple production and utilization pathways. *J. Clean. Prod.*, vol. 24, pp. 184–201, Mar. 2012.
- [41] Rutz D., Güntert D., The most important aspects for the administrative sector employees to take into account, evaluating biogas projects (in Latvian): Būtiskākie aspekti, kas jāņem vērā administratīvā sektora darbiniekiem, vērtējot biogāzes projektus). Germany, Minhe: BiogasIn, WIP Renewable Energies Sylvensteinstr, 2012.

Repele M., Ramanis M., Bazbauers G. Biomethane supply support policy: system dynamics approach. Energy Procedia 2016, Vol.95, pp. 393-400. ISSN 1876-6102 (indeksēta Web of Science un SCOPUS)

International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies – CONECT 2015”

Biomethane supply support policy: system dynamics approach

Mara Repele^a, Mikus Ramanis^a, Gatis Bazbauers^a

^a*Riga Technical University, Institute of Energy Systems and Environment, Azenes 12/1, Riga, LV1048, Latvia*

Abstract

Support for renewable energy currently is revised in many countries due to perception that the economic burden caused by the support exceeds the permissible limit. Decreased or suspended support creates instability of renewable energy production. There is a lack of research related to design of the sustainable renewable energy support policy which considers the structure of the support policy system in detail leading to successful implementation of the support. The aim of the study was to create the model which helps to devise biomethane supply support policy providing controllable and stable growth of the biomethane production over time avoiding relapsed “overshoots and oscillations” in the system. Due to dynamic and complex character of energy supply system policy decisions, the system dynamics was used as the method. The results show that the main parameters which have an impact on stability of the support policy are feedbacks linking the total biomethane support payments, the granted permits, the perceived limit of the support, willingness to invest in the production assets as well as time delays of the action resulting from the feedbacks. The results show that biomethane production can reach up to 610 GWh with the support of 66 EUR per MWh in 2030 without exceeding the perceived support limit and avoiding fluctuations in the system. The developed method-model can be used by the researchers and energy policy developers to study the dynamics of investments into biomethane supply systems and the resulting biomethane production volumes depending both on the sizes of the subsidies provided for the biomethane as well as the structure of the support system.

© 2015 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

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

Keywords: biomethane; energy dependency; energy strategy; renewable energy support policy; system dynamics

1. Introduction

The most significant local energy resources in Latvia are wood biomass and hydro energy. In 2012 up to one third of the total primary energy consumption were provided by the local energy resources (int. al. 1.1% by biogas). The rest of the part of the energy resources were imported from different states of the Baltic region, the European Union (EU) and also from the third countries, including Russia [1]. Although the share of renewable energy sources (RES) in Latvia in the final energy consumption is quite high (35.8%), Latvia is still heavily dependent on

* Corresponding author. Tel.: (+371) 67517739; fax: (+371) 67089908.

E-mail address: mara.repele@rtu.lv

natural gas supplies from Russia [2,3] providing 26.7% of the total primary energy consumption [1].

Nomenclature

CHP	combined heat and power plants
CLD	Causal loop diagram
FIP	feed-in premium
FIT	feed-in tariff
LHV	lower heating value
MPC	mandatory procurement component
RES	renewable energy sources

Latvia has set a goal to increase the RES proportion in the gross final energy consumption by up to 40% and 50% in 2020 and 2030 accordingly, and to reduce energy import from current third country suppliers by 50% comparing with 2011. [4]. Several problems will have to be addressed in Latvia's energy policy in the future, i.e. – (1) requirements for biogas injection into the natural gas transmission system have not been established [4]; (2) and no requirements for the gas quality have been defined; (3) withal current national support schemes create an additional burden on the end users.

According to the report of the European Biogas Association the most common way to support RES in the EU was FIT [5]. And along with Switzerland, Italy and Greece, Latvia was one of the EU states where biogas cogeneration plants received the highest support for the produced electricity – 251 EUR/MWh for plants with the electric capacity up to 80 kW with efficient CHP production [5]. FIT and the state-determined mandatory procurement system in Latvia was very successful in promoting RES, especially in the small hydro power sector, where the production increased from 2.5 to 30 GWh in the period from 1996 till 2001 [6] and also in the biogas sector. Yet, it should be noted that the technology cost for production of the energy from RES is expected to decrease with time and expansion of the technology. Therefore, it is planned to refuse from the FIT in Latvia as it has proved to be suitable for a short term incentive only [4]. Waiver of FIT is also in line with the EC guidelines where the EU member states are encouraged to replace the FIT with feed-in premium (FIP) to the market price. That is, States are suggested to create and initiate support mechanisms developed according to the market-based principles [7]. In four EU states, i.e. in the Netherlands, Denmark, Estonia and Finland FIP system is implemented to support producers of electricity from RES [5].

The number of biogas plants in Latvia grew slowly since 2004. To a certain extent this was urged by the EU and global trends to shift to RES, to some extent also in the context of the Kyoto Protocol, as well as the fact that EU funds supporting such projects became available (Latvia joined EU in 2004). It should be noted that several ministries are related with RES issues in Latvia. Each of them develops their own guidelines, rules and regulations and besides ministries have a weak mutual communication. Wherewithal, but mainly due to the notable financial support that became available (e.g. EU-Program for Agriculture is available in Latvia – it covers about 40% of investments costs) and also due to the regulatory changes in 2007, the willingness to invest in biogas CHP's increased rapidly and it created a situation that all the quotas within mandatory procurement scheme were withdrawn in a very short time. Since 2008, installed net electric capacities of power plants using RES (including biogas plants) have rapidly increased. Until 2006 just a few biogas plants were in operation, five years later there were already 27 biogas plants, ten more plants started to operate in 2012 [5] and 56 biogas plants sold the produced electricity in accordance with the mandatory procurement in 2014 [8].

Since the FIT in Latvia is bounded to the price of the natural gas, which has rapidly risen, also the overall electricity price has increased. That led to a strong dissatisfaction in the industrial sector. The government decided to take measures to stabilize the situation. In 2011 the quotas (the granting right to sell the produced electricity as the amount of electricity to be mandatorily procured and the right to receive a guaranteed fee for the electric capacity installed in a power plant) was suspended and this decision most likely will remain in force until 2017. Hard to understand, unclear and unstable RES-related legislation led to the situation that the willingness to invest decreased rapidly and the development of the RES energy sector in Latvia in recent years has come to a standstill. Also a number of problems were identified and number of conclusions was drawn. The main of them: there is a need to change the pricing formula; selection of the quota acquirer should be carried by the price offered; and a well-defined control mechanism should be initiated. For the latter suggestion, in the case of a new biogas plant the electricity production had to begin within 24 months of issuance of the license (the quota was valid for 2 years).

Upgraded biogas (biomethane) is a well manageable energy source. It can be injected directly into the natural gas grid, stored, distributed and used in the same way as natural gas and it does not depend on seasonality. Therefore, biomethane is known as one of the most important renewable substitute for natural gas. But the main barrier for biomethane injection is the costs of the biogas production, upgrading and creation of the infrastructure. In addition, there is no legal framework for the biomethane grid injection in Latvia.

As a tool for energy systems conceptualizing, system dynamics (SD) approach is successfully used to address various energy policy issues both worldwide and in Latvia. For instance, structural validity of a SD model to assess the energy policy of Pakistan was carried out by [9]; SD approach in combination with the quality function deployment was used to create the energy security management model in developing economies, with the Korean gas sector as an example [10]; to understand the dynamics of electricity generation capacity in Canada [11] as well as to assess the role of renewable energy policies in energy dependency in Finland [12] and to analyze the dynamics of the biomethane production chain [13]. SD modeling was also applied for renewable energy and CO₂ emissions in Ecuador [14] and to parse how China might achieve its 2020 emissions target [15]. The SD approach also has been used in several studies of the Latvian energy issues before: on wood energy market development [16] and to promote the use of wood fuel in the Latvian district heating system [17], as well as to design the future biodiesel policy and consumption patterns [18].

2. Methods

The aim of the study was to create the model which helps to devise biomethane production support policy providing controllable and stable growth of the biomethane production over time avoiding relapsed “overshoots and oscillations” in the system. Due to dynamic and complex character of energy supply system policy decisions, the basically interdisciplinary SD [19–21] approach was used.

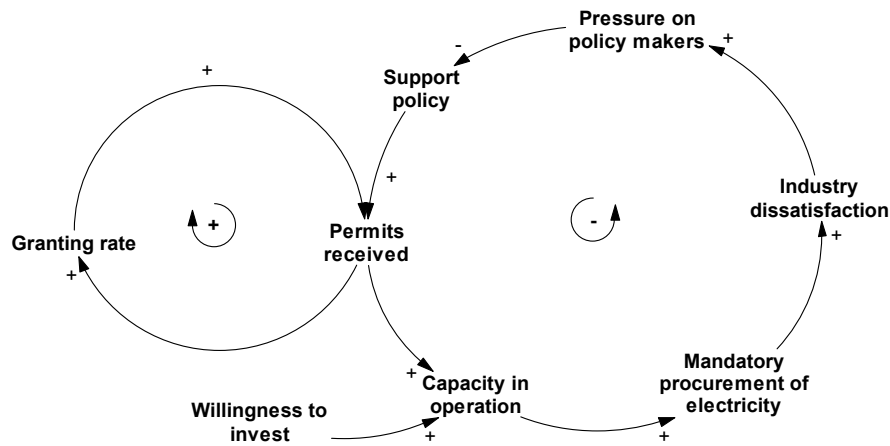


Fig. 1. Causal loop diagram (CLD) defined in a research to assess the biogas CHP support system.

The scope of the model includes the parts representing a policy for granting biomethane production permits and dynamics of construction of the physical assets for the biomethane production. These parts are modeled as co-flows and stocks of permits and physical biomethane production assets. The model was validated using the data about historic dynamics of increase of the capacity of the biogas cogeneration plants in Latvia. The historical data were gathered from the registers of the Ministry of Economics and Central Statistical Bureau of Latvia [2].

Due to the number of factors which have an effect on energy policy, as well as the complexity of such system, SD approach was used to review the consequences of policies and scenarios. Fig. 1 shows the main elements and the feedback loops which explain the existing structure of biogas CHP support system and the problems it created.

According to Fig. 1 and 2, it is a typical S-shaped growth system. Support policy positively affects number of permits received (+). This in turn increases a granting rate and plant capacity in operation, and also sequentially capacity in operation is increased by the willingness to invest. The capacity in operation increases mandatory procurement of electricity that causes industry dissatisfaction and creates pressure on policy makers and hence causes negative effect on support policy (-). The problem from the policy point of view was such that policy makers started to react only when pressure of industry reached a certain level, and the reaction was sudden termination of permit granting.

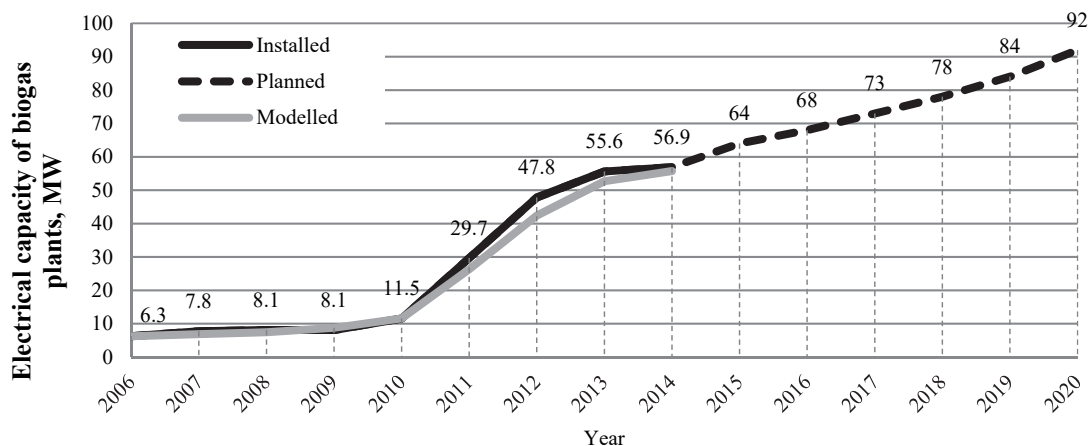


Fig. 2. Comparison of the actual (till 2014), simulated and planned [22] total installed electric capacities of biogas CHP plants.

Using the structure, which is presented by the above CLD, a SD model is constructed to develop biomethane supply support policy. According to the Latvia's national action plan for promoting renewable energy, Latvia should have the total installed electric capacity of biogas plants equal to 92 MW by 2020 [22]. Fig. 2 illustrates historical pace and future trend required to achieve this goal, and if it is chosen to continue support of the electricity produced by the biogas CHP plants.

The SD model, which represents the historical growth of the total installed electric capacity of biogas CHP plants was created and verified with the historic data about dynamics of increase of the capacity of the biogas cogeneration plants in Latvia. The verified model, after some modifications of the structure (additional auxiliary parameters were introduced and they are described further), was used to develop future scenarios for biomethane support policy.

Bio-methane support policy is modeled almost the same as the existing biogas CHP support system (Fig. 3). The structure of the model includes the parts representing a policy for granting biomethane production permits and dynamics of construction of the physical assets for the biomethane production. These parts are modeled as co-flows and stocks of permits and physical biomethane production assets (Fig. 4).

The SD model was developed using the Powersim Studio 8 software platform, and the simulation period was selected to be 2017-2030.

There are three stocks with the respective flows – (1) permits received and granting and cancellation rate of permits, as well as the flow of annual permits leading to investment; (2) capacity under construction and (3) capacity in operation with capacity order rate, commissioning and de-commissioning rate.

The 'Granting rate' in the model of biomethane support policy is influenced by two newly introduced delayed parameters: 'Granting rate of de-commissioned permits' and 'Effect of the fraction on the granting rate'. The latter is the main instrument of the support policy, i.e. the pre-determined relation between the ratio of actual and limit (set by policymakers) values of the support and annually granted permits of biomethane production capacity. The 'Cancellation rate' represents the permits which are cancelled if not realized during the two year period. It is assumed that willingness to invest will rapidly increase for the first 3 years since 2017 when the trust to the support policy will re-establish, and then will remain stable at the level of 75%. Willingness to invest determines the number of permits leading to investment, i.e. 'Capacity order rate'. The 'Commissioning rate' is designated by the average construction time (18 months) of the plant and by the 'Capacity under construction'. The 'De-commissioning rate' is determined by the period of support (10 years) and 'Capacity in operation'.

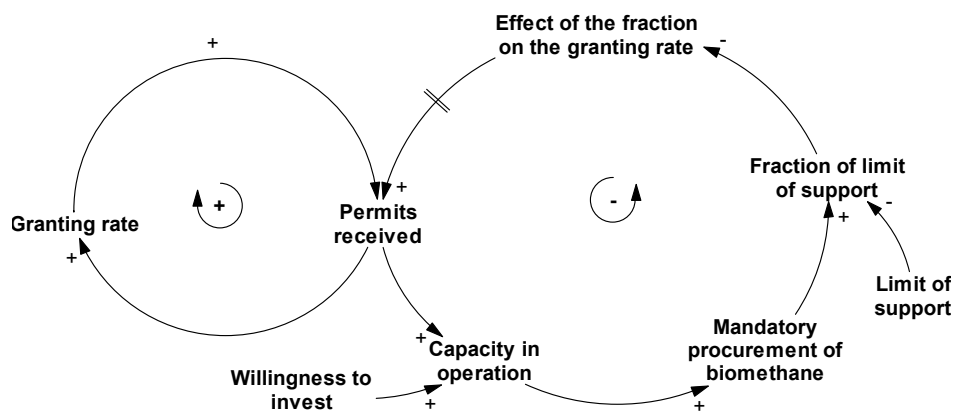


Fig. 3. Causal loop diagram representing the structure of the biomethane support policy.

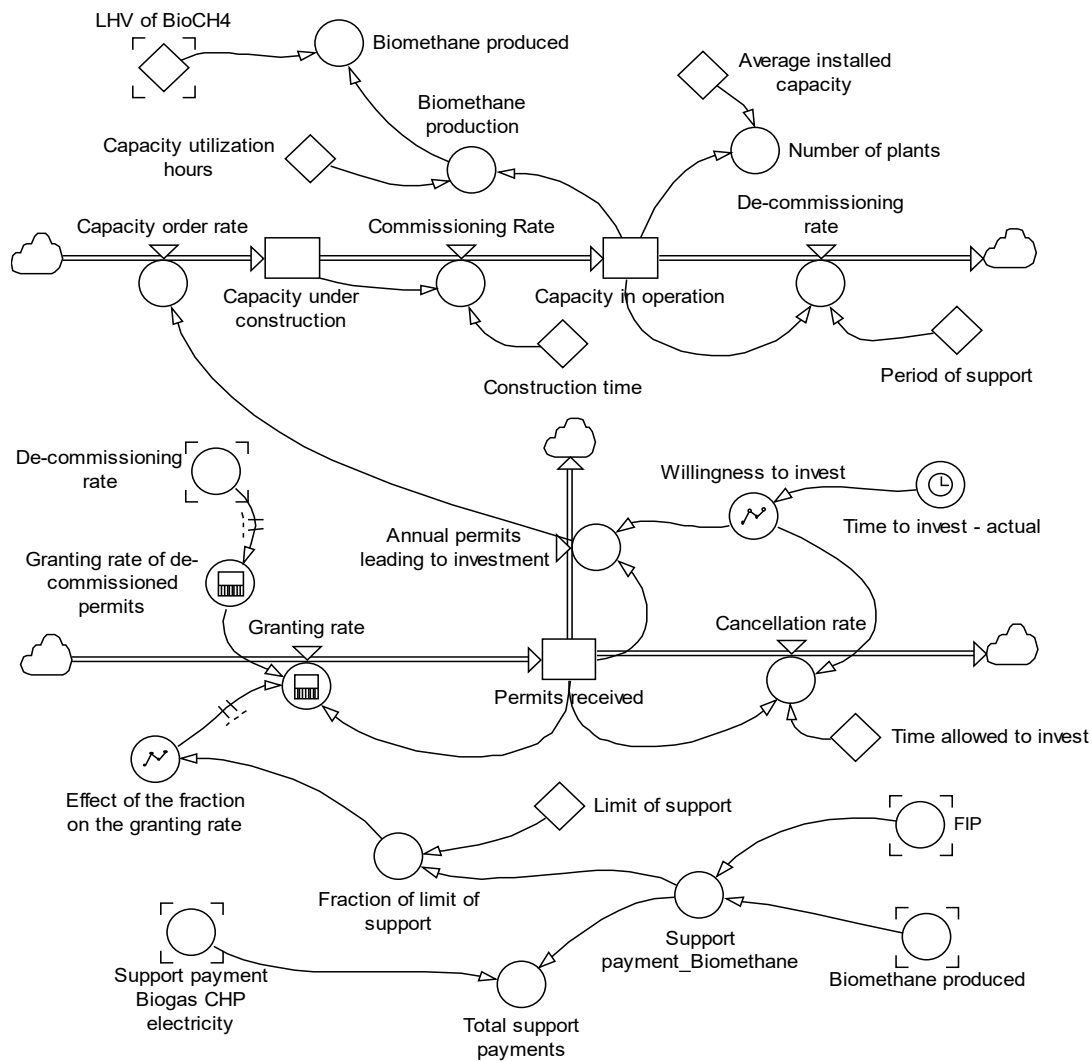


Fig. 4. The system dynamics model of biomethane supply support policy.

Model also takes into account installed electric capacity of the existing biogas CHP plants, electricity produced from biogas CHP plants and wherewithal also support payments – FIT for biogas CHP electricity (an average FIT paid during the last years is 136 EUR per MWh). Spatial lay-out of the biogas production and upgrading infrastructure was not considered in the study, but construction of gas pipelines in average distance of 16 km (for one plant) for injection into the natural gas grid was included in the investments. Limit of support is set at 40 million EUR per year, which was the average payment during last years to support electricity produced at the biogas CHP plants.

Due to lack of heat loads for the existing biogas CHP plants, biomethane production instead of electricity production may be supported in future. Therefore, two different support policies were considered and simulated using the model:

- Feed-In Tariff (FIT) – the constant previously calculated tariff which is quoted in the long-term contract between biomethane producer and government
- Feed-In Premium (FIP) – more market-oriented FIT design when a premium payment on top of natural gas market price is paid. It is assumed that the fixed revenue is guaranteed and premium varies as a function of natural gas market price. Both, FIT and FIP are affected by decreasing specific investment in the biomethane production facilities due to learning effect.

3. Results and discussion

At present, the amount, which is paid as a support for electricity produced at biogas CHP plants, is about 36 million EUR. Results show that if the constant FIT is initiated, for the first three years, while the biomethane industry is in the development stage, amount of support to be paid would decrease along with the reduction of the amount of electricity produced from biogas (Fig. 5a). However, in the coming three years, due to development of the sector, the support limit (i.e. 40 million EUR per year) would be achieved and an overshoot would be caused for both the support payment for biomethane and the total support payment and it would remain high (Fig. 5a). Besides, the support would be sufficient to produce approximately 375 GWh per year in the end of 2030 (Fig. 5b). According to estimates, the most rapid development of the biomethane sector would begin in the third year (it is assumed that two years are necessary for plant construction) and would cease in tenth years. The volume of produced biomethane would even start to decline at the end of 12th year (Fig. 5b).

On the contrary, if FIP support policy would be initiated, biomethane industry would develop a little bit slower initially, but support payment for biomethane would not exceed the limit (Fig. 6a). In the case of the FIP support policy, the payable amount of support would decrease for the first four years, but then it would gradually increase, reaching the limit during the next eight years (Fig. 6a). Moreover, with the FIP support policy 610 GWh of biomethane could be produced annually at the end of 2030 (Fig. 6b). Like in the case of FIT support policy, the amount of biomethane produced would start increase in the 3rd year. But unlike the FIT incentive, development of the biomethane sector would not stop or reduce in the coming ten-eleven years in the case of FIT (Fig. 6b). On the contrary, in total nearly, by 8,000 GWh more of biomethane would be produced with FIP than with FIT support policy. It is calculated that the FIP payment for one MWh of biomethane would decrease by 19 EUR during the period from 2017 to 2030 and the FIP in 2030 would be 66 EUR per MWh of biomethane.

Analyzing amount of the total support payment that have been disbursed to 2030, it can be concluded that according to the FIT support policy amount to be paid for the produced biomethane would be 1,223 million EUR higher that would be paid with the FIP support policy. This difference is explained by the different policy approaches. FIT could be defined as a constant previously calculated tariff which is paid for a long period (for example 10 years), but policymakers can also design it decreasing over time. Whereas, FIP is a market-oriented tariff with a premium payment on top of the natural gas market price. Therefore, when the natural gas prices rise, then the payable FIP amount decreases. In addition, the payable FIP amount also is influenced and decreased due to the learning effect when specific investment in the biomethane production facilities decreases. Regardless of the chosen policy, the share of the support for electricity from biogas CHP in the total support gradually declines, because the support period for the existing biogas CHP plants ends.

According to the Proposal for a European Biomethane Roadmap [23], two years ago biomethane was produced in 14 European countries and the biomethane sector is evolving quite rapidly [5]. In 11 European states mostly (100% of cases in the Netherlands and United Kingdom and ~98% of cases in Germany [24]) biomethane is fed into local natural gas grids. These facts agree with assumptions about development of biomethane sector in Latvia and scenario that also in Latvia biomethane would be injected into the natural gas grid. It is clear that under the current market conditions, biomethane production should be supported to compete with natural gas sales price. The report's [23] authors admit that biomethane production rate would increase, if support mechanism for biomethane grid injection were introduced to make the production economically comparable with the price of electricity produced at biogas CHP plants. Currently France and United Kingdom have introduced FIT for

biomethane injection into the natural gas grid [23]. In France FIT is dependent on the capacity of biomethane plant and the type of feedstock used.

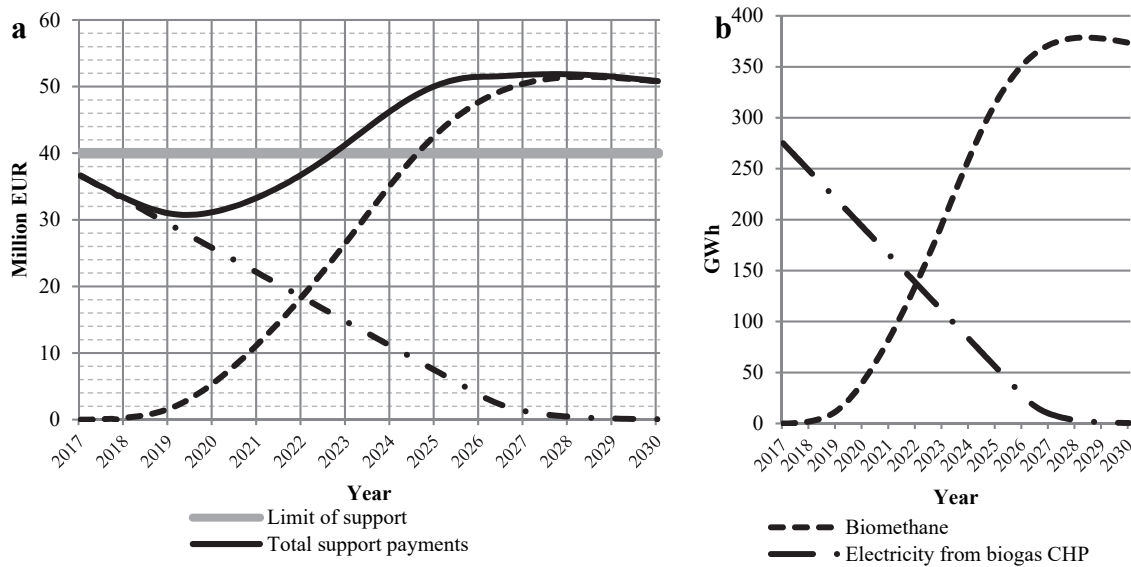


Fig. 5. (a) The costs of FIT support policy; (b) Biomethane and biogas CHP produced electricity.

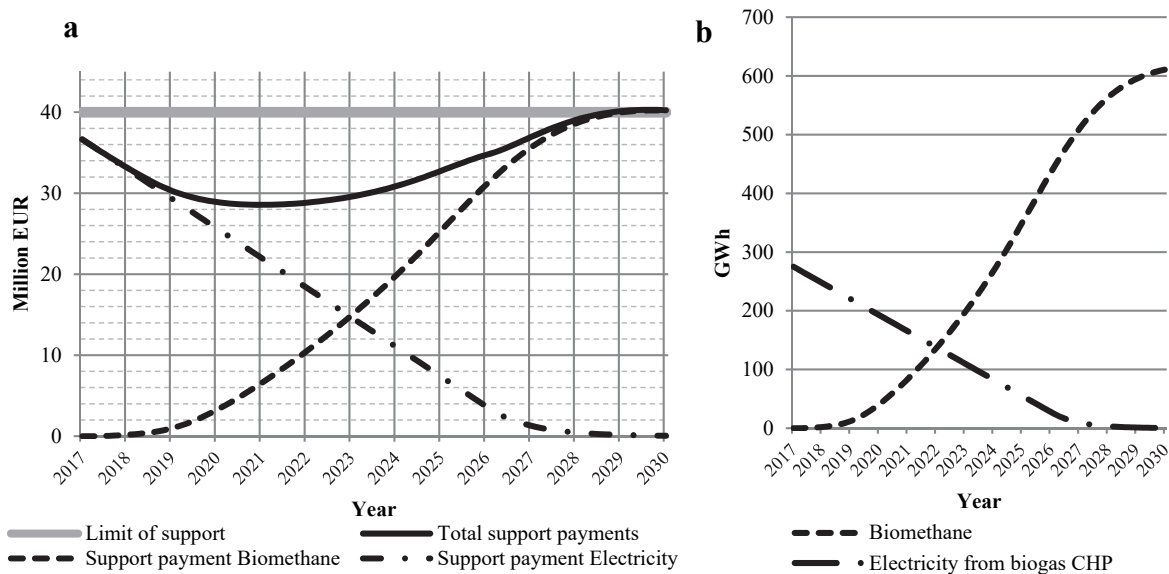


Fig. 6. (a) The costs of FIP support policy; (b) Biomethane and biogas CHP produced electricity.

And besides preference is given to smaller size units processing organic waste materials [23]. In other EU countries different incentives are introduced, such as ‘technology bonus’ for generating renewable electricity (in Germany and Austria), tax reliefs (in Sweden) and other [5,23]. Nonetheless, the European Commission suggests replacing FIT with incentives to make producers to respond to market developments [25] and these recommendations are in line with conclusions of this research. There is no need to carry out comparison of the amount of payable support in different countries, since labor costs, feedstock and natural gas prices etc. differ in each country which affects the FIP amount.

Although the FIP support policy seems to provide more controllable and stable growth of the biomethane production over time, further research and calculations of investment support

policy should be carried out. As well as sensitivity of different parameters in the system of support policy such as time delays of the action resulting from the feedbacks, time allowed to invest, as well as changes in the limit (annual growth of the support limit, for example) or period of support (15 years instead of 10 years) should be considered. It also would be important to assess the changes caused in the system if capacity of biogas plants would be adjusted to ensure economic feasibility of the plant.

References

- [1] Guidelines for Energy Sector Development for 2014-2020. Project. Ministry of Economics, Riga, Latvia: 2014.
- [2] Latvian energy in figures. Ministry of Economics, Riga, Latvia: 2013.
- [3] Smith LO, Donat L, Velten EK, Matthias D, Upatniece I. Assessment of climate change policies in the context of the European Semester. Country Report: Latvia. Berlin, Germany: 2014.
- [4] Informative Report: Long-Term Energy Strategy of Latvia 2030 - Competitive Energy for the Society. Ministry of Economics, Riga, Latvia: 2013.
- [5] European Biogas Association. Biogas production in Europe. Biogas Report. 2013.
- [6] EREC. Renewable Energy Policy Review: Latvia. 2009.
- [7] EU. Guidelines on State Aid for Environmental Protection and Energy 2014-2020. EU: 2014.
- [8] About the Mandatory Procurement 2014.
- [9] Qudrat-Ullah H, Seong BS. How to do structural validity of a system dynamics type simulation model: The case of an energy policy model. *Energy Policy* 2010;38:2216–24.
- [10] Shin J, Shin W-S, Lee C. An energy security management model using quality function deployment and system dynamics. *Energy Policy* 2013;54:72–86.
- [11] Qudrat-Ullah H. Understanding the dynamics of electricity generation capacity in Canada: A system dynamics approach. *Energy* 2013;59:285–94.
- [12] Aslani A, Helo P, Naaranoja M. Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach. *Appl Energy* 2014;113:758–65.
- [13] Eker S, van Daalen E. A model-based analysis of biomethane production in the Netherlands and the effectiveness of the subsidization policy under uncertainty. *Energy Policy* 2015;82:178–96.
- [14] Robalino-López a., Mena-Nieto a., García-Ramos JE. System dynamics modeling for renewable energy and CO2 emissions: A case study of Ecuador. *Energy Sustain Dev* 2014;20:11–20.
- [15] Liu X, Mao G, Ren J, Li RYM, Guo J, Zhang L. How might China achieve its 2020 emissions target? A scenario analysis of energy consumption and CO2 emissions using the system dynamics model. *J Clean Prod* 2015.
- [16] Romagnoli F, Dzene I, Barisa A, Blumberga D, Blumberga A, Davidsen P, et al. The Use of System Dynamics Approach for Assessing the Impacts of Policy Measures and Strategies on Wood Energy Market Development in Latvia. *Proc. 3rd Int. Symp. Energy from Biomass Waste*, Venice, Italy: 2010, p. 14–26.
- [17] Romagnoli F, Barisa A, Dzene I, Blumberga A, Blumberga D. Implementation of different policy strategies promoting the use of wood fuel in the Latvian district heating system: Impact evaluation through a system dynamic model. *Energy* 2014;76:210–22.
- [18] Barisa A, Romagnoli F, Blumberga A, Blumberga D. Future biodiesel policy designs and consumption patterns in Latvia: a system dynamics model. *J Clean Prod* 2015;88:71–82.
- [19] Anderson V, Johnson L. *Systems Thinking Basics: From Concepts to Causal Loops*. Waltham, USA: Pegasus Communications; 1997.
- [20] Ford A. *Modeling the Environment. An Introduction to System Dynamics Modeling of Environmental Systems*. Washington, DC, USA: Island Press; 1999.
- [21] Sterman J. *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*. The McGraw-Hill Companies, Inc.; 2000.
- [22] Republic of Latvia National Renewable Energy Action Plan for implementing Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repeal. Ministry of Economics, Riga, Latvia: 2009.

- [23] Kovacs A. Proposal for a European Biomethane Roadmap. Brussels: 2013.
- [24] Strauch S, Krassowski J, Singhal A. Biomethane Guide for Decision Makers – Policy guide on biogas injection into the natural gas grid. Oberhausen: 2013.
- [25] European Commission. European Commission guidance for the design of renewables support schemes, SWD(2013)439 2013.

Repele M., Udrene L., Bazbauers G. Support mechanisms for biomethane production and supply. *Energy Procedia* (*in print*) (indeksēta Web of Science un SCOPUS)



Informative note

Riga, 28 December 2016

Dear Author!

With this letter we are pleased to inform you that your paper:

Support Mechanisms for Biomethane Production and Supply. Mara Repele, Lina Udrene, Gatis Bazbauers

is accepted for publishing in the international journal "Energy Procedia" (ISSN: 1876-6102) with further submission to indexing in Thomson Reuters Web of Science data base.

In the name of the Editorial Board of the international conference of Environmental and Climate Technologies – CONECT

Dr.chem. Sarma Valtere
Guest Editor of the "Energy Procedia" special issue
of the International conference of Environmental and Climate Technologies – CONECT 2016

International Scientific Conference “Environmental and Climate Technologies”, CONECT
2016, 12-14 October 2016, Riga, Latvia

Support mechanisms for biomethane production and supply

Mara Repele^{a5}, Lina Udrene^a, Gatis Bazbauers^a

^a*Riga Technical University, Institute of Energy Systems and Environment, Azenes 12/1, Riga, LV1048, Latvia*

Abstract

Biomethane can be produced from biogas by upgrading it to the quality of natural gas. This way it is possible to obtain a renewable substitute to the natural gas which may be injected into the natural gas grid and used in the existing technologies without need for replacement. Biogas, after purification, can be diverted from distributed biogas-fired power plants which often are relatively inefficient due to lack of sufficient heat loads to large district heating systems with efficient cogeneration possibilities.

The research question of this study was: what is a level of support required to production of biomethane to put it in price parity with the natural gas, and how should a support policy for biomethane supply chain designed to make it sustainable over time?

The methodology used was system dynamics modeling with data obtained from public authorities, biogas industry and scientific publications. The studied time horizon is 2017-2030 and the model is tested for the case of Latvia.

The novelty of the approach is more detailed modeling of support policy by including issue of support allowances and physical construction of biomethane production capacities. The aim of the model is to provide policy makers with the tool which allows organizing support in well controlled manner over sufficiently long time period considering economic and technical constraints.

The results show that the average level of support required to biomethane as a feed-in-premium payment on top of the unit production costs is circa 68 EUR/MWh under the most favorable scenario. The analysis suggests that the period of support should be extended from the present 10 years to 15 years or more to decrease the required average feed-in-premium payment.

© 2016 The Authors. Published by Elsevier Ltd.

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

Keywords: biomethane; renewable energy support mechanism; system dynamics

1. Introduction

Given the current market price of natural gas and biomethane production costs, as it was stated in the study made before [1], the biomethane production should be supported to compete with fossil fuel sales prices and the FIP (i.e. market-oriented tariff with a premium payment on top of the natural gas market price) support policy seems to provide a controllable and stable growth of the biomethane production over time. Besides, introduction of the FIP support mechanism is in line with the EC guidelines where EU member states are encouraged to introduce support incentives developed according to the market-based principles [2]. Interest on the possibility of biomethane production and injection into a natural gas grid, increasing

* Corresponding author. Tel.: (+371) 67517739; fax: (+371) 67089908
E-mail address: mara.repele@rtu.lv

interest of policy makers, as well as representatives of the gas industry in UK, Netherlands, Germany and other European countries. In Austria 11 biomethane plants are operating (8 of them are connected to the natural gas network), in Denmark – 3 (1 of them injects biomethane into the grid), in Finland – 5 (2), France – 4 (2), in Germany – 154 (118), Luxembourg – 3 (3), Sweden – 54 (11), Switzerland – 17 (15), the Netherlands – 23 (19), UK – 50 (50) [3–6]. Latvia also has a well-developed natural gas infrastructure which could be used for transportation of biomethane to end users. Since biomethane energy unit production costs cannot compete with natural gas unit price, countries are using a variety of support mechanisms. Mostly support is provided via feed-in tariffs (FIT), investment subsidies, quota systems or tax relief. In Sweden, biogas is used mainly in the transport sector, and in this respect the country is the leader in Europe [7]. Sweden has introduced different investment programmes for municipalities and farms, and support mechanisms are with focus on vehicle fuel applications [3, 8]. Since 1930, Germany has been able to introduce favorable conditions and achieve rapid development of the biomethane production and grid injection sector [9]. It was achieved through different support mechanisms, such as sharing of investment costs for grid connections, facilitated biomethane transport, re-financing programmes, tax reductions and FIT plus bonuses if biogas is upgraded [3]. In Germany, technology specific FIT is guaranteed for 20 years [10] and time allowed to realize gas grid access is set to 18 month [11]. While in the Netherlands scheme provides 12 year long support and producer has to bear all costs associated with the connection to the grid [3, 7, 12].

The German biomethane market was modeled and analyzed with a system dynamics (SD) [13–15] approach by implementing varying FIT price mechanism and emission trading scheme [16]. Authors of this research admit the absence of system dynamics model that analyzes the effects of energy and climate policies to the sectors of power, heat and mobility integrated into single model [16]. For their part Dutch researchers analyzed with SD approach biomethane production and effectiveness of the support mechanism under uncertainty [17]. The model of this study investigates interaction between such factors as demand and capacity installation, as well as resource availability, and it also studies several financial and technical uncertainties, as well as behavioral uncertainties of producers and consumers. The goal of this study was to model a structure of biomethane support policy in more detail, i.e. by considering two parallel flows – allocation of permits for receiving the support and actual commissioning and de-commissioning of the production capacities.

2. Methods

The aim of the study was to develop system dynamics model which facilitates design of stable biomethane production and supply support policy, and test the model for Latvia's case by defining the most appropriate support mechanism for the biomethane production and supply. Since interdisciplinary SD [13–15] approach, as a tool for energy systems conceptualizing, is recognized approach to address various energy policy issues both worldwide [16–22] and in Latvia [23–26] (as it was described previously [1]), it was also used to create basis of the support mechanism and analyze different scenarios in this study. The SD model was developed using the Powersim Studio 8 software platform, and the simulation period was selected to be 2017–2030. Fig. 1 shows the main elements and the feedback loops which explain structure of the biomethane support system. On the basis of this structure, a SD model is constructed to develop biomethane supply support mechanism (Fig.2).

There are four main stocks with the respective flows in the SD model (Fig. 1, 2) – (1) permits granted (affected by three flows - granting and cancellation rate of permits, as well as the flow of annual permits leading to investment); (2) capacity under construction, as well as (3) capacity in operation with and (4) without subsidies (i.e. capacities which continue production after end

of the support period) affected by the capacity order rate, commissioning and de-commissioning rates, suspension of subsidies and production without subsidies.

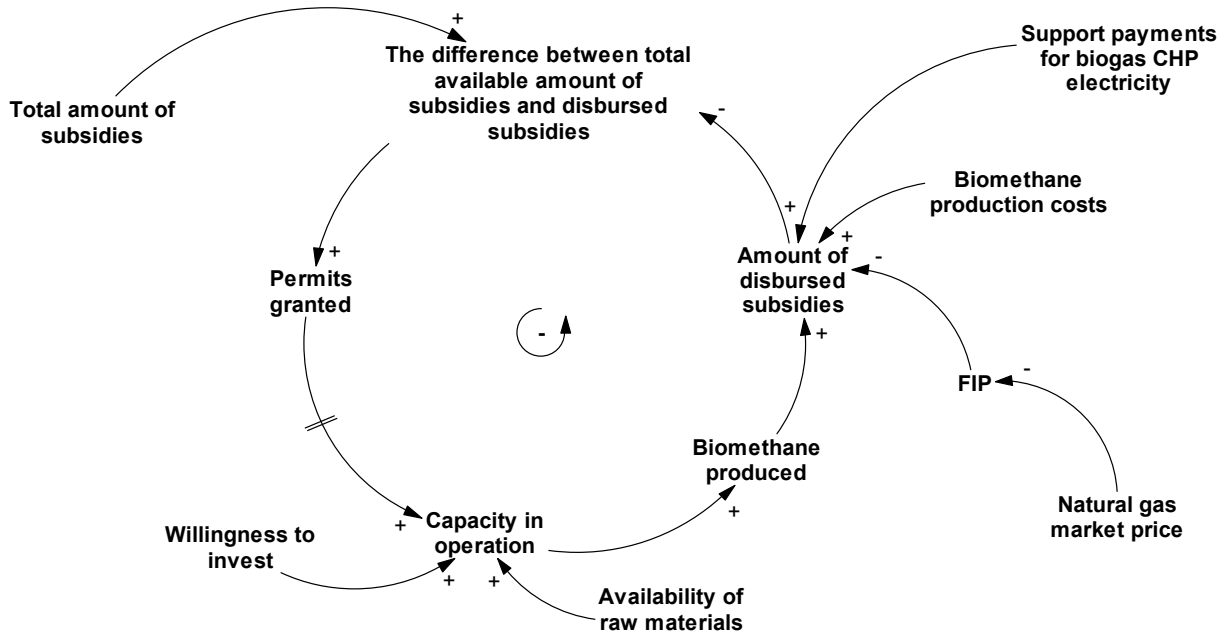


Fig. 1. Causal loop diagram representing the structure of the biomethane support mechanism.

The stock ‘Permits granted’ consists of one incoming flow and two outgoing flows (Fig. 2):

$$PG(t) = \int_{t_0}^t [GR(s) - CR(s) - API(s)] ds + PG(t_0) \quad (1)$$

where PG – permits granted, m^3/h ;
 GR – granting rate, $m^3/h/year$;
 CR – cancellation rate, $m^3/h/year$;
 API – annual permits leading to investment, $m^3/h/year$.

The flow ‘Cancellation rate’ shows those permits which are canceled if investment is not realized within the time allowed (Fig. 2):

$$CR = MIN(PG; DELAYPPL(GR \times (1 - WI); API; 0)) \quad (2)$$

where $DELAYPPL$ – “conveyor belt” function;
 WI – Willingness to invest.

In turn, the stock ‘Capacity in operation with subsidies’ is influenced by one incoming and one outgoing flow (Fig. 2):

$$COwS(t) = \int_{t_0}^t [ComR(s) - CSS(s)] ds + COwS(t_0) \quad (3)$$

where $COwS$ – capacity in operation with subsidies, MW;
 $ComR$ – commissioning rate, $m^3/h/year$;
 CSS – capacity suspension of subsidies, MW/year.

$$CSS = MIN(CowS; DELAYPPL(ComR; PS; 0)) \quad (4)$$

where PS – period of support, year.

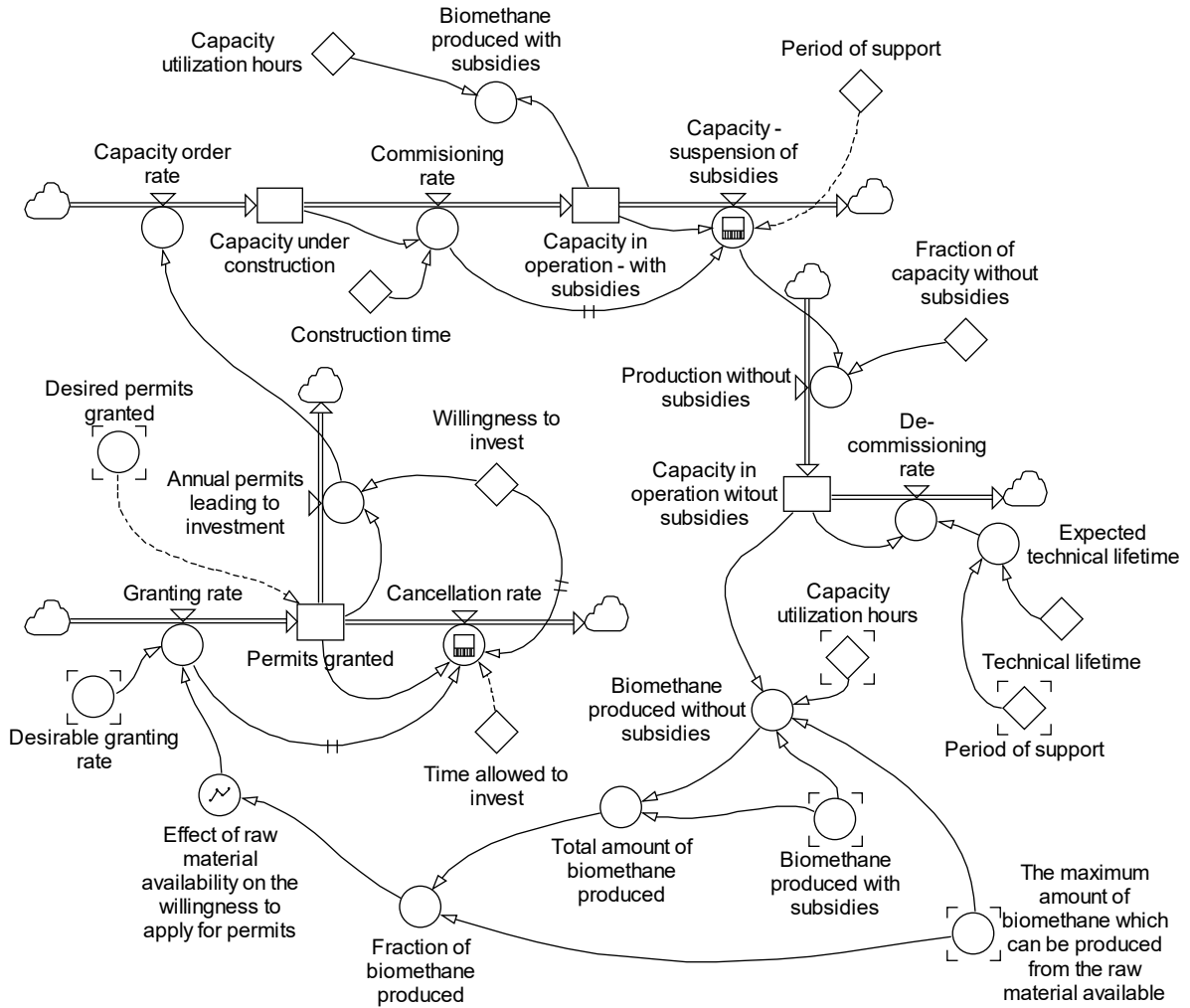


Fig. 2. Stock and flow diagram of biomethane production and supply support mechanism

The model considers also the present support payments made for biogas CHP produced electricity. As these payments decline due to suspension of the support periods granted to the biogas CHP, the amount of total annual subsidies which can be allocated to biomethane production increases, considering the limited total annual amount of subsidies which can be paid to the biogas sector. This leads to the increased rate of growth of the permits granted (Fig. 1) initially. Since the structure of the support mechanism forms a balancing loop (Fig. 1), the permits granted and resulting amount of disbursed subsidies gradually approaches the total amount of subsidies which is set by policy makers. This is a desired behaviour of the support system. It has to be noted that availability of raw materials (Fig. 1, 2) is also considered in the model since it affects a willingness to apply for permits. As more biomethane is produced (accounting also for the capacities which continue to operation without permits), the maximum amount of the biomethane which can be produced from the available raw material is gradually approached. As the maximum amount is approached, less and less applications for permits are received. It is also considered that the biomethane production costs are affected by the technology learning effect and the natural gas market price has a tendency to increase, resulting in gradual decrease of the required FIP payment.

The flow granting rate is determined by the auxiliary desirable granting rate (Fig. 2) which is calculated in a separate model based on the total amount of subsidies which policy makers decide to allocate for the support of biomethane, and considering capacity which is already in operation, the capacity which are under construction and also the capacity which is expected to suspend, as well as permits that are already granted and the expected willingness to invest.

3. Results and discussion

In order to determine how the amount of the biomethane produced and the total amount of support payments, as well as the average support payment per 1 MWh of biomethane is affected by the time allowed to start an investment, duration of the support period and the maximum amount of annual subsidies, eight support mechanism scenarios were defined and analyzed. The following criteria were chosen for selection of the most appropriate conditions for the support mechanism:

- the maximum amount of biomethane produced;
- the minimum total amount of subsidies;
- and the minimum average amount of subsidies per 1 MWh of biomethane.

Table 1. Support mechanism scenarios and results.

Scenario	0	1	2	3	4	5	6	7
Time allowed to start investments (years)	2	2	2	2	3	3	3	3
Period of support (years)	10	10	15	15	10	10	15	15
The total available maximum amount of subsidies (MEUR per year)	40	40+(*)	40	40+	40	40+	40	40+
Results								
Amount of biomethane produced in 2030 (GWh per year)	499.3	587.2	630.1	740.1	498.9	586.9	629.9	740.0
Total production of biomethane in the whole period (GWh)	2845	3269	3436	3945	2854	3278	3447	3958
Amount of subsidies in 2030 (MEUR per year)	38.03	44.68	41.05	48.05	38.02	44.68	41.07	48.07
Total amount of subsidies in the whole period (MEUR)	231.69	265.70	236.23	270.56	232.51	266.67	237.09	271.57
Average amount of subsidies per 1 MWh of biomethane (EUR/MWh)	81.43	81.28	68.76	68.58	81.47	81.31	68.79	68.61

(*) - The total available maximum amount of subsidies is increasing annually

The base scenario (scenario 0 in Table 1) assumes that (1) the time allowed to start the investments (i.e. the allowed period of time to initiate construction of plant) is 2 years, and (2) the period in which entrepreneur is eligible for subsidies, is 10 years (these two time periods are determined by the existing laws and regulations [27, 28], and (3) the total available amount of subsidies is 40 million Euros per year. Changing and combining these three parameters, other seven scenarios have been developed. The following parameter ranges were analyzed (Table 1):

- Time allowed to start investments: 2 and 3 years. Scenarios with 1 and 4 years to start construction of plant were not assessed, because 1 year is too short period to settle the necessary documentation, while 4-year period is too long and would make monitoring of projects more difficult.
- Period of support: 10 and 15 years. If the period is shorter than 10 years, it does not cause a sense of stability and confidence in the policy, and increases capital costs per unit of biomethane. Sequentially it means that in short term the necessary FIP is considerably higher. While 20-year support period corresponds to the technical lifetime of equipment, which may pose a risk that the equipment would not serve all the support period.

- The total available maximum amount of subsidies is fixed or increasing annually, if the country's economic situation is suitable.

Results of calculations show that scenario 3 and 7 would ensure the highest output of biomethane in 2030, and sequentially the greatest total production of biomethane in the whole period (Table 1). If scenarios are evaluated by the minimum total amount of subsidies paid to producers, then the most appropriate support mechanism scenarios should be the scenario 0 and 4. The lowest amount of subsidies for these scenarios is caused by shorter support period with duration of 10 years instead of 15 years or longer period. Although in case of scenario 2 and 6 the support period is defined for 15 years, the amount of subsidies paid to producers is only by about 2% higher than in case of the scenario 0 and 4. This relatively small difference, resulting from increase of the support period from 10 to 15 years, can be explained by the fact that the longer support period decreases the average support payment per 1MWh of biomethane.

From the scenario results, it can be concluded that the time allowed to start investment - 2 or 3 years – has no significant effect on either amount of biomethane produced or the amount of subsidies paid, and not on the average amount of subsidies per 1MWh of biomethane. Those parameters are influenced more by the duration of the period of support and the total available maximum annual amount of subsidies. It can be concluded that with increased support period, greater amounts of biomethane production and lower average amount of subsidies per 1 MWh of biomethane can be achieved. If the duration of the support period is increased from 10 to 15 years, the average amount of subsidies per 1 MWh of biomethane is reduced by 16%, and at the same time, cumulative amount of biomethane produced is increased by 21%, regardless of whether the total available maximum annual amount of subsidies is fixed or increases annually. In turn, if the duration of support period is increased from 15 to 20 years, these changes are observed, but to a lesser extent - the average amount of subsidies per 1 MWh of biomethane decreases by 8%, and cumulative amount of biomethane produced increases by 9%. In addition, from the entrepreneurs (potential investors and producers of biomethane) point of view, a longer support period creates a greater sense of stability and increases the willingness to invest, and thus promotes development of the biomethane sector. This is consistent with the findings of the Dutch study that greater importance is long-term support, rather than higher amount of subsidies [17].

4. Conclusions

Results of the modeling show that the preferred support mechanism scenario would be as follows: time allowed to start investment – 2 years; support period – at least 15 years or more; with the fixed or, if it is possible, with annually increasing total available maximum annual amount of subsidies (i.e. scenario 2 or 3 in Table 1).

Although the proposed support mechanism (based on the feed-in premium policy) for biomethane production and supply seems reliable and satisfactory, further research on the type of support mechanism and comparison between feed-in-premium support and investment subsidies would be needed.

References

- [1] Repele M, Ramanis M, Bazbauers G. Biomethane supply support policy: system dynamics approach. *Energy Procedia* 2016.
- [2] EU, Guidelines on State Aid for Environmental Protection and Energy 2014-2020. 2014;26: 1., p. 55.
- [3] Strauch S, Krassowski J, Singhal A. Biomethane Guide for Decision Makers – Policy guide on biogas injection into the natural gas grid. Oberhausen 2013.
- [4] European Biogas Association. Biogas production in Europe. *Biogas Report*. 2013.
- [5] European Biogas Association. *Biogas report* 2014. Brussels, 2015.

- [6] Baldwin J. UK Biomethane Market Update. IEA Bioenergy Conference 2015.
- [7] Van Forest F. Perspectives for biogas in Europe. 2012.
- [8] Ekman M. Biomethane in Sweden: Governmental Incentives and Market Trends. Global Biomethane Congress 2012.
- [9] Baumann M, Tretter H. Biogas networks. WG7.Public CA-RES report. Austria 2013.
- [10] Urban W. Experiences and future perspectives of biomethane in Germany from a regulatory perspective. 2013.
- [11] Edel M. Biomethane framework conditions in Germany. 2015.
- [12] Spijker E. Biogas and biomethane in the Netherlands and Germany. 2014.
- [13] Anderson V, Johnson L. Systems Thinking Basics: From Concepts to Causal Loops. Waltham: Pegasus Communications; 1997.
- [14] Ford A. Modeling the Environment. An Introduction to System Dynamics Modeling of Environmental Systems. Washington, DC: Island Press; 1999.
- [15] Sterman J. Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World. The McGraw-Hill Companies, Inc.; 2000.
- [16] Horschig T, Szarka N. The German biomethane market – A policy evaluation approach using System Dynamics. Conference Proceedings of the 33rd System Dynamics Conference; 2015.
- [17] Eker S, Van Daalen E. A model-based analysis of biomethane production in the Netherlands and the effectiveness of the subsidization policy under uncertainty. *Energy Policy* 2015;82:178–196.
- [18] Qudrat-Ullah H, Seong B S. How to do structural validity of a system dynamics type simulation model: The case of an energy policy model. *Energy Policy* 2010;38:5:2216–2224.
- [19] Qudrat-Ullah H. Understanding the dynamics of electricity generation capacity in Canada: A system dynamics approach. *Energy* 2013;59:285–294.
- [20] Aslani A, Helo P, Naaranoja M. Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach. *Appl. Energy* 2014;113:758–765.
- [21] Horschig T, Billig E, Thrän D. Model-based estimation of market potential for Bio-SNG in the German biomethane market until 2030 within a system dynamics approach. *Agron. Res.* 2016;14:3:754–767.
- [22] Eker S, Van Daalen C. Analyzing the Dynamics of the Bio-methane Production Chain and the Effectiveness of Subsidization Schemes under Uncertainty. 32nd International Conference of the System Dynamics Society 2014;1–36.
- [23] Romagnoli F, Dzene I, Barisa A, Blumberga D, Blumberga A, Davidsen P, Moxnes E. The Use of System Dynamics Approach for Assessing the Impacts of Policy Measures and Strategies on Wood Energy Market Development in Latvia. Proceedings of the 3rd International Symposium on Energy from Biomass and Waste 2010;14–26.
- [24] Romagnoli F, Barisa A, Dzene I, Blumberga A, Blumberga D. Implementation of different policy strategies promoting the use of wood fuel in the Latvian district heating system: Impact evaluation through a system dynamic model. *Energy* 2014;76:210–222.
- [25] Barisa A, Romagnoli F, Blumberga A, Blumberga D. Future biodiesel policy designs and consumption patterns in Latvia: a system dynamics model. *J. Clean. Prod* 2015;88:71–82.
- [26] Blumberga A, Timma L, Blumberga D. System dynamic model for the accumulation of renewable electricity using power-to-Gas and power-to-liquid concepts. *Environ. Clim. Technol* 2015;16:1:54–68.
- [27] Cabinet Regulation No. 221 Regulations Regarding Electricity Production and Price Determination upon Production of Electricity in Cogeneration. 2009.
- [28] Cabinet Regulation No. 883 Regulations Regarding Permits for Increasing Electricity Production Capacities or the Introduction of New Production Equipment. 2009.

**Biometāna ražošanas un piegādes atbalsta mehānisma sistēmdinamikas modeļa
aprēķinu formulas**

$$\text{Ar atbalstu saražotais biometāns, [GWh/gads]} = \text{'Darbībā esošās jaudas ar atbalstu'} * \text{'Uztādītās jaudas izmantošanas stundu skaits'} / 1000 \ll \text{MWh/GWh} \gg \quad (8.1.)$$

$$\text{Atbalsta maksimālā apjoma daļa biometānam, [gads}^{-1}] = \text{'Atbalsta maksājumi biometāna ražošanai'} / \text{Atbalsta maksimālais apjoms biometānam} \quad (8.2.)$$

$$\text{Atbalsta maksājumu pieaugums, [MEUR/gads/gads]} = \text{'VAA biometānam'} / 1000000 \ll \text{EUR/MEUR} \gg * \text{'Jaudu nodošana ekspluatācijā'} * \text{'Uztādītās jaudas izmantošanas stundu skaits'} \quad (8.3.)$$

$$\text{Atbalsta maksājumu samazinājums, [MEUR/gads/gads]} = \text{MIN}(\text{'Atbalsta maksājumi biometāna ražošanai'}; \text{DELAYPPL}(\text{'Atbalsta maksājumu pieaugums'}; \text{'Atbalsta periods'}; 0 \ll \text{MEUR} \gg)) \quad (8.4.)$$

$$\text{Atbalsta maksimālais apjoms biometānam, [MEUR]} = \text{'Kopējā atbalsta maksimālais apjoms'} - \text{'Atbalsts biogāzes CHP saražotajai elektroenerģijai'} \quad (8.5.)$$

$$\text{Atbalsts biogāzes CHP saražotajai elektroenerģijai, [MEUR/gads]} = \text{'Biogāzes CHP saražotais elektroenerģijas apjoms'} * \text{'FIT elektroenerģijai no biogāzes'} * \text{Korekcija} / 1000000 \ll \text{EUR/MEUR} \gg * 1000 \ll \text{MWh/GWh} \gg \quad (8.6.)$$

$$\text{Atkritumu apjoms, [t]} = \text{Atkritumi} * \text{Iedzīvotāji} \quad (8.7.)$$

$$\text{Atlikušais tehniskais kalpošanas ilgums, [gads]} = \text{'Tehniskais kalpošanas ilgums'} - \text{'Atbalsta periods'} \quad (8.8.)$$

$$\text{Atļauju anulēšana, [MW/gads]} = \text{MIN}(\text{'Piešķirtās atļaujas'}; \text{DELAYPPL}(\text{'Atļauju piešķiršana'} * (1 - \text{'Vēlme investēt'}); \text{'Investīcijām atļautais laiks'}; 0 \ll \text{MW/gads} \gg)) \quad (8.9.)$$

$$\text{Atļauju piešķiršana, [MW/gads]} = \text{ROUND}(\text{'Vēlamā atļauju piešķiršana'} * \text{'Resursu pieejamības ietekme uz vēlmi izņemt atļaujas'}; 0,001 \ll \text{MW} \gg) \quad (8.10.)$$

$$\begin{aligned} \text{Bez atbalsta saražotais biometāns, [GWh/gads]} = & \text{IF}((\text{'Darbībā esošās jaudas bez atbalsta'} * \text{'Uztādītās jaudas izmantošanas stundu skaits'} / 1000 \ll \text{MWh/GWh} \gg) + \text{'Ar atbalstu saražotais biometāns'}) < \text{'Maksimāli iegūstamais biometāna enerģijas apjoms'}; \\ & \text{'Darbībā esošās jaudas bez atbalsta'} * \text{'Uztādītās jaudas izmantošanas stundu skaits'} / 1000 \ll \text{MWh/GWh} \gg; \\ & \text{'Darbībā esošās jaudas bez atbalsta'} * \text{'Uztādītās jaudas izmantošanas stundu skaits'} / 1000 \ll \text{MWh/GWh} \gg - (\text{'Darbībā esošās jaudas bez atbalsta'} * \text{'Uztādītās jaudas izmantošanas stundu skaits'} / 1000 \ll \text{MWh/GWh} \gg) + \text{'Ar atbalstu saražotais biometāns'} - \text{'Maksimāli iegūstamais biometāna enerģijas apjoms'}) \end{aligned} \quad (8.11.)$$

$$\text{Biogāze, [m}^3/\text{t]} = \text{'Biogāze no skābbarības'} + \text{'Biogāze no kūtsmēsliem'} \quad (8.12.)$$

- Biogāze - MWh no tonnas, $[MWh/t] = ('Biogāzes\ zemākais\ sadegšanas\ siltums'/1000 <<m^3/km^3>>)*Biogāze$ (8.13.)
- Biogāze attīrīšanai, $[m^3/gads] = 'Biogāzes\ ražošana - pilna\ slodze'*(1-'Gāzes\ zudumi')*(1-'Gāze\ siltuma\ ražošanai')$ (8.14.)
- Biogāze no aitām un kazām, $[m^3/gads] = 'Biogāzes\ apjoms\ no\ aitas\ un\ kazas'*'Aitu\ un\ kazu\ skaits'$ (8.15.)
- Biogāze no atkritumiem, $[m^3/gads] = 'Atkritumu\ apjoms'*'Biogāzes\ apjoms\ no\ atkritumiem'$ (8.16.)
- Biogāze no cūkkopības, $[m^3/gads] = 'Biogāzes\ apjoms\ no\ cūkas'*'Cūku\ skaits'$ (8.17.)
- Biogāze no kukurūzas skābbarības, $[m^3/gads] = 'Biogāzes\ apjoms\ no\ kukurūzas\ skābbarības'*'Iegūtā\ kukurūzas\ skābbarība'$ (8.18.)
- Biogāze no kūtsmēsliem, $[m^3/t] = 'Biogāzes\ iznākums\ no\ kūtsmēsliem'*'Kūtsmēsļu\ saturs'$ (8.19.)
- Biogāze no liellopiem, $[m^3/gads] = 'Biogāzes\ apjoms\ no\ liellopa'*'Liellopu\ skaits'$ (8.20.)
- Biogāze no skābbarības, $[m^3/t] = 'Biogāzes\ iznākums\ no\ skābbarības'*'Skābbarības\ saturs'$ (8.21.)
- Biogāze no vistkopības, $[m^3/gads] = 'Biogāzes\ apjoms\ no\ vistas'*'Vistu\ skaits'$ (8.22.)
- Biogāze no zaļbarības un skābbarības, $[m^3/gads] = 'Biogāzes\ apjoms\ no\ zāles\ skābbarības'\ *'Iegūtā\ zaļbarība\ un\ skābbarība'$ (8.23.)
- Biogāzes CHP saražotais elektroenerģijas apjoms, $[GWh/gads] = 'Biogāzes\ CHP'*'CHP\ darba\ stundas'/1<<h*MWe/MWh>>/1000<<MWh/GWh>>$ (8.24.)
- Biogāzes piegāde, $[MWh/gads] = ('Biogāze\ attīrīšanai'/1000<<m^3/km^3>>)*'Biogāzes\ zemākais\ sadegšanas\ siltums'$ (8.25.)
- Biogāzes ražošana - pilna slodze, $[m^3/gads] = 'Uzstādītās\ jaudas\ izmantošanas\ stundu\ skaits'*'Vidējā\ uzstādītā\ jauda'$ (8.26.)
- Biometāna ražošanas izmaksas, $[EUR/gads] = 'Kapitālizmaksas - biometāns' + 'Ekspluatācijas\ izmaksas - biometāns'$ (8.27.)
- Biometāna ražošanas jauda, $[m^3/h] = 'Saražotais\ biometāna\ apjoms\ gadā'/ 'Uzstādītās\ jaudas\ izmantošanas\ stundu\ skaits'$ (8.28.)
- Biometāns no aitikopības un kazkopības, $[m^3/gads] = 'Biogāze\ no\ aitām\ un\ kazām'*'Metāna\ koncentrācija - liellopi'$ (8.29.)

- Biometāns no atkritumiem, [m³/gads] = 'Biogāze no atkritumiem'*'Metāna koncentrācija - atkritumi' (8.30.)
- Biometāns no cūkkopības, [m³/gads] = 'Biogāze no cūkkopības'*'Metāna koncentrācija - cūkas' (8.31.)
- Biometāns no kukurūzas skābbarības, [m³/gads] = 'Biogāze no kukurūzas skābbarības' *'Metāna koncentrācija - kukurūzas skābbarība' (8.32.)
- Biometāns no liellopiem, [m³/gads] = 'Biogāze no liellopiem'*'Metāna koncentrācija - liellopi' (8.33.)
- Biometāns no vistkopības, [m³/gads] = 'Biogāze no vistām'*'Metāna koncentrācija - vistas' (8.34.)
- Biometāns no zaļbarības un skābbarības, [m³/gads] = 'Biogāze no zaļbarības un skābbarības'*'Metāna koncentrācija - zaļbarība un skābbarība' (8.35.)
- Būvniecībā esošo jaudu korekcija, [MW/gads] = ('Vēlamās būvniecībā esošās jaudas'-'Būvniecībā esošās jaudas')/'Būvniecībā esošo jaudu korekcijas laiks' (8.36.)
- Dabasgāze = GRAPH('Laika periods';2016;1;{27,37;34,227;33,53;35,249;36,972;38,691;40,41;42,129;43,852;45,572;47,291;49,01;50,733;52,453;54,171;55,106//Min:26;Max:56//}) (8.37.)
- Darbības turpināšana bez atbalsta, [MW/gads] = 'Jaudas - atbalsta pārtraukšana'*'Jaudu daļa bez atbalsta' (8.38.)
- Darbībā esošo jaudu korekcija, [MW/gads] = ('Vēlamās darbībā esošās jaudas ar atbalstu'-'Darbībā esošās jaudas ar atbalstu')/'Darbībā esošo jaudu korekcijas laiks' (8.39.)
- Ekspluatācijas izmaksas – biometāns, [EUR/gads] = 'Saražotais biometāna apjoms gadā'*'Ekspluatācijas izmaksas' (8.40.)
- Ekspluatācijas izmaksas biometāna MWh, [EUR/MWh] = 'Ekspluatācijas izmaksas - biometāns'/'Saražotais biometāns' (8.41.)
- VAA biometānam, [EUR/MWh] = 'Kopējās biometāna ražošanas izmaksas'-'Dabasgāzes cena' (8.42.)
- Iegūtā kukurūzas skābbarība, [t] = 'Platība - kukurūzai'*'Ražība - kukurūzas skābbarība' (8.43.)
- Iegūtā zaļbarība un skābbarība, [t] = 'Platība - zaļbarībai'*'Ražība - zaļbarība un skābbarība' (8.44.)
- Ikgadējās atļaujas ar investīcijām, [MW/gads] = 'Piešķirtās atļaujas'*'Vēlme investēt' (8.45.)

$$\text{Indikatīvais paātrinošais koeficients} = \text{GRAPH}(\text{' Atbalsta maksimālā apjoma daļa biometānam';0;0,1;\{1,157;1,157;1,155;1,151;1,137;1,095;1;1;1;1//min:1;max:1.3/ /}}) \quad (8.46.)$$

$$\text{Investīcijas biogāzes attīrīšanas iekārtās, [EUR]} = \text{'Biometāna ražošanas jauda'*Īpatnējās investīcijas - biometāns'} \quad (8.47.)$$

$$\text{Investīcijas biogāzes ražošanai, [EUR]} = \text{'Vidējā uzstādītā jauda'*Īpatnējās investīcijas - Biogāze'} \quad (8.48.)$$

$$\text{Izejvielu cena, [EUR/MWh]} = \text{'Izejvielu cena - m3'/(Biogāzes zemākais sadegšanas siltums'/1000<<m3/km3>>)} \quad (8.49.)$$

$$\text{Izejvielu cena - m3, [EUR/m3]} = \text{'Izejvielu cena - tonna'/Biogāze} \quad (8.50.)$$

$$\text{Izejvielu cena – tonna, [EUR/t]} = \text{'(Kūtsmēslu saturs'*Kūtsmēslu cena - tonna)+'(Skābbarības saturs'*Skābbarības cena - tonna)} \quad (8.51.)$$

$$\text{Īpatnējo investīciju izmaksu samazinājums-Biogāze} = \text{GRAPH('Laika periods';2016;1;\{13001;12820;12715;12642;12585;12538;12499;12466;12436;12409;12386;12364;12344;12325;12308;12292//Min:12290;Max:13050////Min:-1;Max:11////Min:3700;Max:4000////Min:-1;Max:3400////Min:3700;Max:3400()/})} \quad (8.52.)$$

$$\text{Īpatnējo investīciju izmaksu samazinājums-biometāns} = \text{GRAPH('Laika periods';2016;1;\{3116;3078;3040;3003;2966;2930;2894;2858;2823;2789;2755;2721;2688;2655;2622;2590//Min:2500;Max:3200//})} \quad (8.53.)$$

$$\text{Īpatnējās investīcijas – Biogāze, [EUR/(m3/h)]} = \text{'Biogāzes cena'*Īpatnējo investīciju izmaksu samazinājums-Biogāze'} \quad (8.54.)$$

$$\text{Īpatnējās investīcijas – biometāns, [EUR/(m3/h)]} = \text{'Biometāna cena'*Īpatnējo investīciju izmaksu samazinājums-biometāns'} \quad (8.55.)$$

$$\text{Jaudas - atbalsta pārtraukšana, [MW/gads]} = \text{MIN('Darbībā esošās jaudas ar atbalstu'; DELAYPPL('Jaudu nodošana ekspluatācijā'; 'Atbalsta periods'; 0<<MW/gads>>))} \quad (8.56.)$$

$$\text{Jaudu izvešana no ekspluatācijas, [MW/gads]} = \text{'Darbībā esošās jaudas bez atbalsta'/'Atlikušais tehniskais kalpošanas ilgums'} \quad (8.57.)$$

$$\text{Jaudu nodošana ekspluatācijā, [MW/gads]} = \text{'Būvniecībā esošās jaudas'/'Būvniecības laiks'} \quad (8.58.)$$

$$\text{Kapitālizmaksas biogāzes MWh, [EUR/MWh]} = \text{'Kapitālizmaksas-Biogāze'/'Biogāzes piegāde'} \quad (8.59.)$$

$$\text{Kapitālizmaksas – biometāns, [EUR/gads]} = \text{'Investīcijas biogāzes attīrīšanas iekārtās' *'Diskonta likme'/(1-1/(1+'Diskonta likme')^'Atbalsta periods'))} \quad (8.60.)$$

- Kapitālizmaksas-Biogāze, [EUR/gads] = 'Kopējās investīcijas biogāzes ražošanai'*'Diskonta likme'/(1-1/(1+'Diskonta likme')^'Atbalsta periods') (8.61.)
- Kopējais saražotais biometāna tilpuma apjoms, [GWh/gads] = 'Bez atbalsta saražotais biometāns' + 'Ar atbalstu saražotais biometāns' (8.62.)
- Kopējie atbalsta maksājumi, [MEUR/gads] = 'Atbalsta maksājumi biometāna ražošanai'+'Atbalsts biogāzes CHP saražotajai elektroenerģijai' (8.63.)
- Kopējās biogāzes ražošanas izmaksas, [EUR/MWh] = 'Kapitālizmaksas biogāzes MWh' +'Izejvielu cena' +'Ekspluatācijas izmaksas - biogāze' (8.64.)
- Kopējās biometāna ražošanas izmaksas, [EUR/MWh] = 'Kopējās biogāzes ražošanas izmaksas'+'Kopējās izmaksas - biometāns' (8.65.)
- Kopējās investīcijas biogāzes ražošanai, [EUR] = 'Investīcijas biogāzes ražošanai' +'Cauruļvada izmaksas' +'Biomassas transportēšanas izmaksas' (8.66.)
- Kopējās izmaksas – biometāns, [EUR/MWh] = 'Biometāna ražošanas izmaksas'/'Saražotais biometāns' (8.67.)
- Maksimāli iegūstamais biometāna enerģijas apjoms, [GWh/gads] = 'Maksimāli iegūstamais biometāna tilpuma apjoms'*1000<<km3/Mm3>>*'Biometāna zemākais sadeģšanas siltums'/1000<<MWh/GWh>> (8.68.)
- Maksimāli iegūstamais biometāna tilpuma apjoms, [Mm3/gads] = ('Biometāns no aitām un kazām' + 'Biometāns no cūkkopības' + 'Biometāns no liellopiem' + 'Biometāns no vistām' + 'Biometāns no atkritumiem' + 'Biometāns no kukurūzas skābbarības' + 'Biometāns no zaļbarības un skābbarības')/1000000<<m3/Mm3>> (8.69.)
- Metāna iznākums = ('Metāna iznākums - kūtsmēsli'*'Kūtsmēsļu saturs')+('Metāna iznākums - skābbarība'*'Skābbarības saturs') (8.70.)
- Paātrinošais koeficients = DELAYINF('Indikatīvais paātrinošais koeficients';6;1;1) (8.71.)
- Piešķirto atļauju korekcija, [MW/gads] = ('Vēlamās piešķirtās atļaujas'-'Piešķirtās atļaujas')/'Piešķirto atļauju korekcijas laiks' (8.72.)
- Ražotņu ekspluatācijas beigas CHP, [MWe/gads] = MIN(INIT('Biogāzes CHP')/'Atbalsta periods biogāzes CHP saražotajai elektrībai';'Biogāzes CHP') (8.73.)
- Resursu pieejamības ietekme uz vēlmi izņemt atļaujas = GRAPH('Saražotā biometāna daļa no maksimāli iespējamā';0;0,1;{1;1;0,95;0,9;0,85;0,78;0,65;0,5;0,3;0//Min:0;Max:1//}) (8.74.)
- Saražotais biometāna apjoms gadā, [m3/gads] = 'Biogāze attīrīšanai'*'Metāna iznākums' (8.75.)

Saražotais biometāns, [MWh/gads] = 'Saražotais biometāna apjoms gadā' / $1000 \llcorner \text{m}^3/\text{km}^3 \ggcorner$ * 'Biometāna zemākais sadegšanas siltums' (8.76.)

Saražotā biometāna daļa no maksimāli iespējamā = 'Kopējais saražotais biometāna tilpuma apjoms' / 'Maksimāli iegūstamais biometāna enerģijas apjoms' (8.77.)

Vidējā VAA vērtība, [EUR/MWh] = 'Atbalsta maksājumi biometāna ražošanai' * $1000000 \llcorner \text{EUR/MEUR} \ggcorner$ / $\text{MAX}(0, 0001 \llcorner \text{MWh/gads} \ggcorner)$; 'Ar atbalstu saražotais biometāns' * $1000 \llcorner \text{MWh/GWh} \ggcorner$ (8.78.)

Vēlamais ar atbalstu saražotais biometāns, [MWh/gads] = 'Atbalsta maksimālais apjoms biometānam' * $1000000 \llcorner \text{EUR/MEUR} \ggcorner$ * 'Paātrinošais koeficients' / 'VAA biometānam' (8.79.)

Vēlamā atļauju piešķiršana, [MW/gads] = $\text{MAX}(0 \llcorner \text{MW/gads} \ggcorner)$; 'Vēlamās jaudas - būvniecības uzsākšana' + 'Piešķirto atļauju korekcija' (8.80.)

Vēlamā jaudu nodošana ekspluatācijā, [MW/gads] = $\text{MAX}(0 \llcorner \text{MW/gads} \ggcorner)$; 'Darbībā esošo jaudu korekcija' + 'Jaudas - atbalsta pārtraukšana' (8.81.)

Vēlamās būvniecībā esošās jaudas, [MW] = 'Vēlamā jaudu nodošana ekspluatācijā' * 'Būvniecības laiks' (8.82.)

Vēlamās darbībā esošās jaudas ar atbalstu, [MW] = 'Vēlamais ar atbalstu saražotais biometāns' / 'Uzstādītās jaudas izmantošanas stundu skaits' (8.83.)

Vēlamās ikgadējās atļaujas ar investīcijām, [MW/gads] = 'Vēlamās jaudas - būvniecības uzsākšana' (8.84.)

Vēlamās jaudas - būvniecības uzsākšana, [MW/gads] = $\text{MAX}(0 \llcorner \text{MW/gads} \ggcorner)$; 'Vēlamā jaudu nodošana ekspluatācijā' + 'Būvniecībā esošo jaudu korekcija' (8.85.)

Vēlamās piešķirtās atļaujas, [MW] = 'Vēlamās ikgadējās atļaujas ar investīcijām' * 'Atļauju piešķiršanas ilgums' / 'Vēlme investēt' (8.86.)

Zemākais sadegšanas siltums = ('Metāna iznākums' * 'Metāna zemākais sadegšanas siltums') / kJ (8.87.)