

Edgars Kudurs

ELEKTROENERĢIJAS AKUMULĀCIJA CEĻĀ UZ ILGTSPĒJU

Promocijas darbs



RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Dabaszinātņu un tehnoloģiju fakultāte
Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūts

Edgars KUDURS

Doktora studiju programmas "Vides inženierija" doktorants

**ELEKTROENERĢIJAS AKUMULĀCIJA CEĻĀ
UZ ILGTSPĒJU**

Promocijas darbs

Zinātniskā vadītāja
profesore *Dr. habil. sc. ing.*
DAGNIJA BLUMBERGA

RTU Izdevniecība
Rīga 2024

Kudurs E. Elektroenerģijas akumulācijas analīze ceļā uz ilgtspēju. Promocijas darbs. Rīga: RTU, 2024. 164 lpp.

Publicēts saskaņā ar RTU promocijas padomes "RTU P-19" 2024. gada 2. februāra lēmumu, protokols Nr. 187.

PATEICĪBAS

Šis darbs ir tapis, pateicoties daudzu cilvēku atbalstam. Vislielākais paldies manai promocijas darba vadītājai profesorei *Dr. habil. sc. ing.* Dagnijai Blumbergai par veltīto laiku, apbrīnojamo pacietību darbā ar mani kā arī motivēšanu grūtākos brīžos! Šādas darba vadītājas studentam būt bija liels gods.

Esmu pateicīgs arī Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta (VASSI) kolektīvam. Daudz vietas aizņemtu šeit visus uzskaitīt. Ļoti novērtēju gan palīdzības, gan padomus un uzmundrinājumus. VASSI komanda ir spēcīga ne tikai ar zināšanām un pieredzi, bet arī ar cilvēcīgo attieksmi.

Tāpat esmu pateicīgs arī saviem radiniekiem, jo īpaši dzīvesbiedrei Lindai, kā arī draugiem par atbalstu un iedrošināšanu.

ANOTĀCIJA

Viena no Eiropas Savienības prioritātēm pēdējās pāris desmitgades ir klimata neitralitāte, tajā skaitā mērķis panākt oglekļneitralitāti līdz 2050. gadam, kā arī nodrošināt enerģētisko pašpietiekamību. Viens no galvenajiem izaicinājumiem ir pāreja uz atjaunojamiem energoresursiem. Elektroenerģijai, kas iegūta no atjaunojamiem enerģijas avotiem, piemēram, saules un vēja enerģijas, ir sezonāls raksturs, kas nevar paredzami un stabili nodrošināt nepieciešamo elektroenerģijas patēriņu un segt maksimālās slodzes. Arī tā sauktā “energoresursu krīze” patlaban ir ļoti aktuāla problēma, kas pastiprina globālo nepieciešamību palielināt atjaunojamo energoresursu īpatsvaru kopējā primāro energoresursu bilancē. Ir vairāki virzieni un veidi, kā to veicināt. Viedie tīkli ar plašiem starpvalstu enerģijas pārvades starpsavienojumiem, energokopienas, plānveida ražošana ar atbilstošiem politikas instrumentiem, enerģijas akumulācija u. c. Šis izaicinājums ir novērojams visos patēriņa līmeņos, sākot no mājsaimniecībām kā decentralizēti atjaunojamās enerģijas ražotājām, beidzot ar reģionālu līmeni, kam jānodrošina efektīva un saimnieciski pamatota elektroapgāde. Autors uzskata, ka elektroenerģijas uzglabāšana ir atslēga ātrākai un veiksmīgākai pārejai uz atjaunojamiem energoresursiem elektroapgādē. Patlaban elektroenerģijas uzglabāšanas ieviešanas temps Eiropā ir neapmierinoši lēns. To ietekmē vairāki faktori, un ir nepieciešams paātrināt tempu un palielināt apjomus, lai veicinātu 100 % pāreju uz atjaunojamiem energoresursiem, paplašinātu atjaunojamās enerģijas izmantošanas praksi un palīdzētu uzlabot patērētāju dzīves kvalitāti. Svarīgs faktors ir būtiski samazināt ietekmi uz vidi un klimata pārmaiņām. Enerģijas akumulācijas risinājumu pieejamība pastāvīgi pieaug, un tehnoloģisko inovāciju līmenis strauji attīstās. Tāpēc ir vērtīgi pētīt un meklēt veidus, kā uzkrāt elektroenerģiju, lai veicinātu tās pieejamību no privātmājām līdz valsts un – plašāk – Eiropas mērogā.

Promocijas darba mērķis ir izprast tehnoloģiskās iespējas elektroenerģijas uzglabāšanai, kā arī noskaidrot, kā un kādi faktori ietekmē šo tehnoloģiju ieviešanu, tai skaitā – pētīt enerģijas akumulācijas iespējas, kas ļautu enerģētikas sistēmai un ekonomikai virzīties uz energoneatkarību, ieskaitot dažādas ekonomikas apakšnozares, uzņēmumus, pašvaldības un arī mājsaimniecību enerģijas patērētājus, un sasniegt klimatneitralitātes mērķus.

Promocijas darbs ir balstīts zinātniskajās publikācijās, kas izstrādātas doktorantūras studiju laikā.

ANNOTATION

One of the European Union's priorities over the last couple of decades has been to work on climate neutrality, including the objective of achieving carbon neutrality by 2050, as well as ensuring energy self-sufficiency. One of the main challenges is the transition to renewables. Electricity from renewable energy sources, such as solar and wind power, is seasonal in nature, which cannot predictably and stably meet the necessary electricity consumption and cover peak loads. The so-called 'energy crisis' is also a very topical problem at the moment, reinforcing the global need to increase the share of renewables in the total balance of primary energy sources. There are several directions and ways to promote it. Smart grids with extensive cross-border energy transmission interconnections, Energy communities, Planned generation with appropriate policy instruments, Energy storage and others. This challenge can be seen at all levels of consumption, from households as decentralised producers of renewable energy to a regional level that needs to ensure an efficient and economically sound electricity supply. The author believes that electricity storage is the key to a faster and more successful transition to renewable energy sources in power supply. At present, the pace of electricity storage deployment in Europe is unsatisfactory slow. This is influenced by a number of factors, and it is necessary to accelerate the pace and increase volumes in order to facilitate a 100% transition to renewables, expand renewable energy practices and help improve consumers' quality of life. An important factor is to significantly reduce the impact on the environment and climate change. The availability of energy storage solutions is constantly growing, and the level of technological innovation is developing rapidly. It is therefore valuable to study and look for ways to store electricity in order to facilitate its availability from private homes to public and more broadly on a European scale.

The aim of the doctoral thesis is to understand the technological possibilities for electricity storage, as well as to find out how and what factors influence the introduction of these technologies, including to study the possibilities of energy storage that would allow the energy system and economy to move towards energy independence, including various sub-sectors of the economy, enterprises, municipalities and also household energy consumers, to achieve climate neutrality goals.

The doctoral thesis is based on scientific publications developed during doctoral studies.

SATURS

Pateicības	2
Anotācija	3
Ievads	7
Promocijas darba aktualitāte	7
Promocijas darba mērķis un uzdevumi	7
Promocijas darba hipotēze	8
Promocijas darba zinātniskā novitāte.....	8
Promocijas darba praktiskais nozīmīgums.....	9
Promocijas darba aprobācija	9
Promocijas darba struktūra.....	11
1. Literatūras analīze.....	13
1.1. Svina-skābes akumulators	14
1.2. Litija jonu akumulators	14
1.3. Plūsmas akumulators.....	15
1.4. Nātrija-sēra akumulators	15
1.5. Adiabātiska saspiesta gaisa enerģijas uzglabāšana	15
1.6. Diabātiska saspiesta gaisa enerģijas uzglabāšana.....	16
1.7. Hidroakumulācija.....	16
1.8. Sūknējamā siltuma elektriskā akumulācija	17
1.9. Ūdeņraža enerģijas uzglabāšana	17
1.10. Zaļā amonjaka uzglabāšanas tehnoloģija.....	17
2. Metodika	19
2.1. Daudzkritēriju analīze <i>TOPSIS</i> metode	19
2.2. Sistēmdinamikas modelēšana	23
Sistēmdinamikas modelis elektroenerģijas uzkrāšanas prognozēšanai mājsaimniecībās.....	24
Sistēmdinamikas modeļa simulācija hibrīdai energosistēmai mājsaimniecībā	37
2.3. Algoritms datu apkopošanai un kritiskai analīzei, aprēķiniem un prognozēšanai	46
2.4. Tehniski ekonomiskā analīze elektroenerģijas akumulācijas risinājumiem uzņēmumiem	48

Dati un pieņēmumi. Situācijas raksturojums.....	48
Matemātiskie vienādojumi	52
3. Rezultāti	54
3.1. Daudzkritēriju analīze ar <i>TOPSIS</i> metodi	54
3.2. Sistēmdinamikas modelēšana	57
Sistēmdinamikas modeļa elektroenerģijas uzkrāšanas prakses prognozēšanai mājsaimniecībās rezultāti	57
Sistēmdinamikas modeļa simulācijas hibrīdai energosistēmai mājsaimniecībā rezultāti.....	63
3.3. Algoritms datu apkopošanai un kritiskai analīzei, aprēķiniem un prognozēšanai	71
3.4. Uzņēmumu tehniski ekonomiskā analīze	78
Jūtīguma analīze scenārijiem, kas katrā no alternatīvām ir ar zemāko bruto atpelnīšanās periodu.....	82
Secinājumi.....	85
Ieteikumi	85
Atsauces	86
Publikāciju kopa.....	91

IEVADS

Promocijas darba aktualitāte

Eiropas Savienības Zaļais kurss vedina dalībvalstis klimatneitralitātes virzienā arī enerģētikas sektorā, nosakot atjaunojamo energoresursu īpatsvara pieaugumu. Šajā gadījumā galvenā nozīme būs tādu sezonāla rakstura atjaunojamo energoresursu izmantošanai kā saules un vēja enerģija. Aizvietojot fosilos energoresursus, tas, no vienas puses, ļautu samazināt siltumnīcefekta gāzu emisijas gaisā un mazināt ietekmi uz klimata pārmaiņām, bet, no otras puses, ienestu būtiskas izmaiņas energoapgādes sistēmā, kad daļa energoavotu elektroenerģiju un siltumenerģiju ražotu periodiski – ar pārtraukumiem.

Tas nozīmē, ka energosistēmu pārvaldībai jāvedina uz būtiskām pārmaiņām ne tikai enerģijas ražotāja, bet arī energopārvades un it īpaši enerģijas lietotāja pusē.

Lai nodrošinātu enerģijas lietotāja laikā mainīgu energopieprasījumu, par svarīgu energosistēmas elementu kļūst enerģijas akumulācija. Patlaban svarīga ir pāreja no mikroakumulācijām un miniakumulācijām nelielo elektroierīču līmenī uz lielām akumulācijas stacijām, kas ļautu nodrošināt elektroenerģijas pieprasījumu nelielam elektroenerģijas patērētājam, piemēram, mājsaimniecībai, vidējam un lielam lietotājam – uzņēmumam vai pašvaldībai, iesaistot enerģijas akumulācijas izmantošanu arī reģionu un valsts līmenī.

Akumulācijas sistēmu attīstība pasaulē notiek strauji, turklāt inovācijas attīstās dažādos virzienos – ne tikai atsevišķu tehnoloģisko iekārtu līmenī, bet arī dažādu akumulācijas sistēmu izveidē, kad elektroenerģija tiek pārvērsta produktos ar augstu pievienotu vērtību, piemēram, e-degvielā, ūdeņradī, biometānā u. c.

Promocijas darbs veltīts specifiski izvēlētu akumulācijas veidu potenciāla analīzei un to attīstības modelēšanai.

Promocijas darba mērķis un uzdevumi

Promocijas darba mērķis ir izprast tehnoloģiskās iespējas elektroenerģijas uzglabāšanai, kā arī noskaidrot, kā un kādi faktori ietekmē šo tehnoloģiju ieviešanu, tai skaitā – pētīt enerģijas akumulācijas iespējas, kas ļautu enerģētikas sistēmai un ekonomikai virzīties uz energoneatkarību, ieskaitot dažādas ekonomikas apakšnozares, uzņēmumus, pašvaldības un arī mājsaimniecību enerģijas patērētājus, un sasniegt klimatneitralitātes mērķus.

Lai sasniegtu promocijas darba mērķus, noteikti vairāki uzdevumi.

1. Izveidot dažādas datubāzes, kas balstās zinātniskajā literatūrā atrastajos akumulācijas indikatoros un praktisku piemēru rezultātos:
 - dažādu akumulācijas tehnoloģisko risinājumu inženiertehniskie, ekonomiskie, vides un klimata raksturlielumi;
 - hidroelektrostaciju darbības datu kopas.
2. Izvēlēties enerģijas akumulācijas izmantošanas vērtēšanas kritērijus un noteikt to svarīgumu.

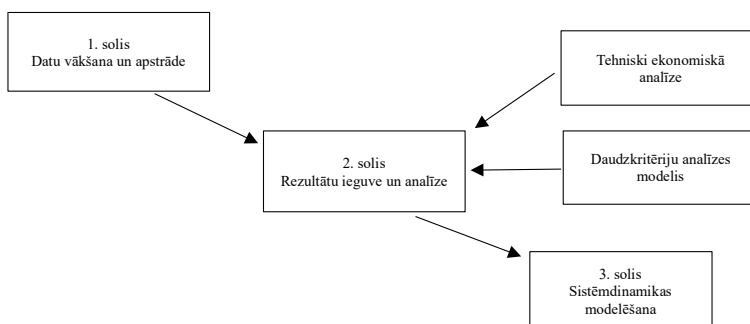
3. Veikt enerģijas akumulācijas labāko inovatīvo tehnoloģisko risinājumu vērtēšanu un prioritizēšanu divām enerģijas uzkrāšanas metodēm atsevišķi: (i) akumulācijas iekārtām; (ii) akumulācijas sistēmām.
4. Veikt enerģijas akumulācijas alternatīvu iespēju tehniski ekonomisko pamatojumu.
5. Veikt mājsaimniecības enerģijas akumulācijas sistēmas darbības modelēšanu, izveidojot sistēmdinamikas (SD) modeli:
 - mājsaimniecības energoapgādes sistēmai ar vienkāršu enerģijas akumulāciju;
 - mājsaimniecības energoapgādes sistēmai ar hibrīdu akumulāciju.
6. Veikt hidroelektrostaciju ūdenskrātuvju akumulācijas iespēju analīzi, lai integrētu vēja elektroenerģijas pārpalikumus.

Promocijas darba hipotēze

Inovatīvu enerģijas akumulācijas sistēmu attīstība ir atkarīga no atjaunojamo energoresursu īpatsvara izmaiņām visu līmeņu energoapgādes sistēmās.

Promocijas darba zinātniskā novitāte

Lai īstenotu promocijas darba mērķus, veikta zinātniskā izpēte, kas balstās pakāpeniskuma principā – no vienkāršākā uz sarežģītāko. Promocijas darbā izmantotās metodikas redzamas 1. attēlā.



1. att. Darbā izmantotās metodikas.

Pētniecības gaitā izstrādātas un pielāgotas metodikas un modeļi enerģijas akumulācijas iespēju analīzei.

1. Balstoties zinātniskās literatūras analizē, savākti inženiertehniskie, ekonomiskie, vides un klimata dati par dažādām enerģijas akumulācijas iekārtām un sistēmām un izveidota datubāze.
2. Iegūti un analizēti dati par dažādu atjaunojamās enerģijas avotu darbību atšķirīgos laika periodos un klimatiskajos apstākļos.

3. Izmantojot *TOPSIS* un *AHP* daudzkritēriju analīzes modeli, izvērtētas un ranžētas gan enerģijas akumulācijas iekārtas, gan sistēmas.
4. Balstoties datu analīzē, sagatavota bāzes scenārija metodika AER elektroenerģijas akumulācijai, un metodika aprobežta dažādu scenāriju tehniski ekonomiskajai analīzei.
5. Izveidota klasteru metode hidroelektrostaciju (HES) funkciju paplašināšanai, akumulācijai izmantojot ūdenskrātuves vēja elektroenerģijas pārpalikumu.
6. Izveidoti divi sistēmdinamikas modeļi enerģijas akumulācijas integrēšanai mājsaimniecību energoapgādes sistēmā.

Promocijas darba praktiskais nozīmīgums

Pētniecības procesā iegūtās atziņas ir iespējams izmantot dažādās elektroenerģijas lietotāju iekārtās un sistēmās, sākot no mājsaimniecības un beidzot ar līdz reģionālo un valsts līmeni.

Enerģijas akumulācijas sistēmu attīstība norit strauji, un liela nozīme ir zinātniskajām inovācijām un to praktiskajam lietojumam. Jebkuram enerģijas lietotājam noder promocijas darbā veiktā enerģijas akumulācijas klasifikācija un tās sarindošana, ņemot vērā labāko risinājumu raksturlielumus, izmantojot daudzkritēriju analīzes metodi.

1. Elektroenerģijas un siltumenerģijas akumulācijai ir būtiska nozīme mājsaimniecības energoapgādes sistēmā. Promocijas darbā izveidotie sistēmdinamikas modeļi sniedz atbildes mājsaimniecību enerģijas patēriņam par enerģijas akumulācijas ieviešanas virzieniem (vienīgi akumulācija vai hibrīda akumulācija) un to izdevīgumu.

2. Promocijas darbā paveiktais uzņēmumu un pašvaldību līmenī ar tajā aprakstīto akumulācijas attīstības scenāriju izstrādi un plašā akumulācijas tehnoloģisko risinājumu (inženiertehniskas iekārtas vai akumulācijas sistēmas) klāsta analīzi dos iespēju nelieliem, vidējiem un lieliem enerģijas lietotājiem vērtēt enerģijas akumulācijas sistēmas vietu energoapgādes sistēmā.

3. Nacionālās enerģētikas politikas izstrādātājiem aktuāls ir jautājums par vēja elektroenerģijas pārpalikumu izmantošanu valsts līmenī. Promocijas darbā piedāvātais klasteris vēja elektroenerģijas un hidroenerģijas sabalansēšanai – uzkrāt sezonālo elektroenerģiju hidroelektrostaciju ūdenskrātuvēs – ieskicē nacionāla līmeņa alternatīvu iespēju.

Promocijas darba aprobācija

Zinātniskās publikācijas

1. Kudurs, E., Atvare, E., Dolge, K., Blumberga, D. Ranking of Electricity Accumulation Possibilities: Multicriteria Analysis. *Applied Sciences*, 2023, Vol. 13, No. 13, Article number 7349. e-ISSN 2076-3417. Pieejams: doi:10.3390/app13137349.
2. Brencē, K., Kudurs, E., Valters, K., Blumberga, D. Twinned Renewable Energy Accumulation: Case of Wind and Hydro Energy. *Environmental and Climate Technologies*, 2023, Vol. 27, No. 1, 696.–710. lpp. ISSN 1691-5208. e-ISSN 2255-8837. Pieejams: doi:10.2478/rtuct-2023-0051.

3. Atvare, E., Grāvelsiņš, A., Kudurs, E., Rozakis, S., Blumberga, D. When the Household Becomes Environmentally Friendly-Dynamic Simulation of Hybrid Energy System's Feasibility. *Environments*, 2023, Vol. 10, No. 9, Article number 164. e-ISSN 2076-3298. Available from: doi:10.3390/environments10090164.
4. Grāvelsiņš, A., Atvare, E., Kudurs, E., Kubule, A., Blumberga, D. System Dynamics Model of Decentralized Household Electricity Storage Implementation: Case Study of Latvia. *Smart Cities*, 2023, Vol. 6, No. 5, pp. 2553–2573. ISSN 2624-6511. Available from: doi:10.3390/smartcities6050115.

Zinātniskās konferencēs

Atvare, E., Kudurs, E., Dolge, K., Blumberga, D. Ranking of Electricity Accumulation Possibilities: Multicriteria Analysis. CONECT 2023: XVI International Scientific Conference of Environmental and Climate Technologies: 2023.

Citas zinātniskās publikācijas

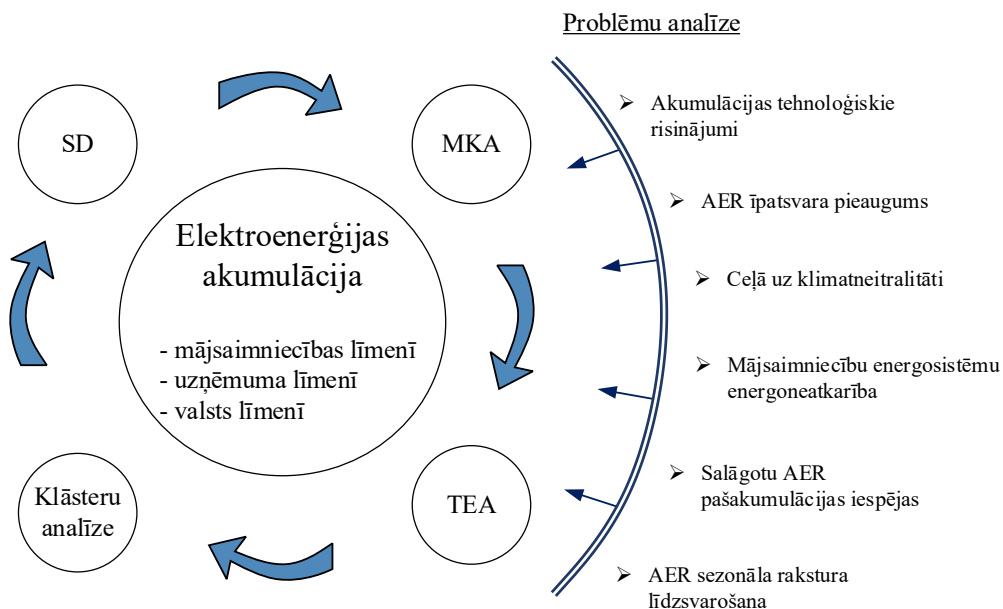
1. Edgars, K., Tukulis, A., Arnis, D., Blumberga, D. Are Industries Open for Renewable Energy?. *Environmental and Climate Technologies*, 2020, Vol. 24, No. 3, 447–456. lpp. ISSN 1691-5208. e-ISSN 2255-8837. Pieejams: doi:10.2478/rtuect-2020-0115.
2. Blumberga, D., Balode, L., Bumbiere, K., Indzere, Z., Kudurs, E., Spalviņš, K., Vēciņa, A., Tamane, A. Zivju apstrādes efektivitātes ceļvedis. Rīga: RTU Izdevniecība, 2021. 243 lpp. ISBN 978-9934-22-595-6. Pieejams: doi:10.7250/9789934225963.
3. Vamža, I., Valters, K., Dzalbs, A., Kudurs, E., Blumberga, D. Criteria for Choosing Thermal Packaging for Temperature Sensitive Goods Transportation. *Environmental and Climate Technologies*, 2021, Vol. 25, No. 1, 382.–391. lpp. ISSN 1691-5208. e-ISSN 2255-8837. Pieejams: doi:10.2478/rtuect-2021-0028.
4. Čerdancova, L., Dolge, K., Kudurs, E., Blumberga, D. Energy Efficiency Benchmark in Textile Manufacturing Companies. *Environmental and Climate Technologies*, 2021, Vol. 25, No. 1, 331.–342. lpp. ISSN 1691-5208. e-ISSN 2255-8837. Pieejams: doi:10.2478/rtuect-2021-0024.
5. Valtere, M., Kalēja, D., Kudurs, E., Kalnbaļķīte, A., Terjaņika, V., Zlaugotne, B., Pubule, J., Blumberga, D. The Versatility of the Bioeconomy. Sustainability Aspects of the Use of Bran. *Environmental and Climate Technologies*, 2022, Vol. 26, No. 1, 658.–669. lpp. e-ISSN 2255-8837. Pieejams: doi:10.2478/rtuect-2022-0050.
6. Atvare, E., Kudurs, E., Blumberga, D. Differences in Commercialization Policies of Innovations. Customer Perspective. *Environmental and Climate Technologies*, 2022, Vol. 26, No. 1, 1020.–1031. lpp. e-ISSN 2255-8837. Pieejams: doi:10.2478/rtuect-2022-0076.
7. Pakere, I., Dolge, K., Freimanis, R., Kudurs, E., Blumberga, D. Optimizing Energy Independence for Achieving Climate Neutrality Goals. No: *9th International Conference on Smart Energy Systems: Book of Abstracts*, Dānija, Copenhagen, 12.–13. septembris, 2023. Aalborg: Aalborg University, 2023, 273.–274. lpp.

8. Blumberga, D., Bohvalovs, Ģ., Pakere, I., Kudurs, E., Laktuka, K., Blumberga, A. How to Integrate Carbon Farming in Smart District Heating Energy Systems?. No: 9th International Conference on Smart Energy Systems: Book of Abstracts, Dānija, Copenhagen, 12.–13. septembris, 2023. Aalborg: Aalborg University, 2023, 250.–251. lpp.
9. Blumberga, A., Pakere, I., Bohvalovs, Ģ., Kudurs, E., Blumberga, D. When does Energy Island Transfer to Energy Community?. No: 9th International Conference on Smart Energy Systems: Book of Abstracts, Dānija, Copenhagen, 12.–13. septembris, 2023. Aalborg: Aalborg University, 2023, 207.–208. lpp.

Promocijas darba struktūra

Promocijas darba izpēte ir virzīta uz enerģijas akumulācijas sistēmu ieviešanas problēmu uzstādījumiem un to analīzi. Aplūkotas sešas problēmas.

1. Energoapgādes sistēmā arvien vairāk fosilos energoresursus aizvieto atjaunojami energoresursi (AER), turklāt samazinās arī visu ar degšanas procesu saistīto resursu īpatsvars. Šeit liela nozīme būs enerģijas akumulācijai.
2. Akumulācijas sistēmu tehnoloģiski risinājumi strauji attīstās, un arvien lielāka ir inovāciju ietekme.
3. Visas Eiropas Savienības dalībvalstis ir apņēmušas sasniegt klimatneitralitāti jau 2050. gadā, un to nebūs iespējams veikt bez pārejas uz atjaunojamiem energoresursiem un enerģijas akumulācijas risinājumiem.
4. Mājsaimniecības energosistēmas var būt gan lielas energosistēmas sastāvdaļa, gan izveidoties par energokopienas komponenti, gan arī kļūt maza energoneatkarīga energosistēma. Viss ir atkarīgs no akumulācijas sistēmas attīstības un izvietojuma.
5. Arvien biežāk tiek aplūkota atjaunojamo energoresursu izvēle, lai salāgotu pašakumulācijas iespējas, apsverot hidroelektrostaciju ūdenskrātuvju akumulācijas iespējas.
6. Pārejot uz sezonāla rakstura atjaunojamiem energoresursiem (saule un vējš), svarīgi ir vienlaikus analizēt iespējas pagarināt elektroenerģijas ražošanas ilgumu diennakts, mēneša un gada griezumā, piemēram, attīstīt tehnoloģisko risinājumu ar augstāk novietotiem vēja ģeneratoriem.



2. att. Promocijas darba struktūra.

Promocijas darba struktūra redzama 2. attēlā.

Promocijas darbā pētīta enerģijas (vairāk elektroenerģijas) akumulācija dažādos valsts ekonomikas sektoros, sākot no nacionālā līmeņa, pašvaldības un uzņēmumu lietotāju un beidzot ar mājsaimniecības sektoru un individuālu enerģijas patērētāju.

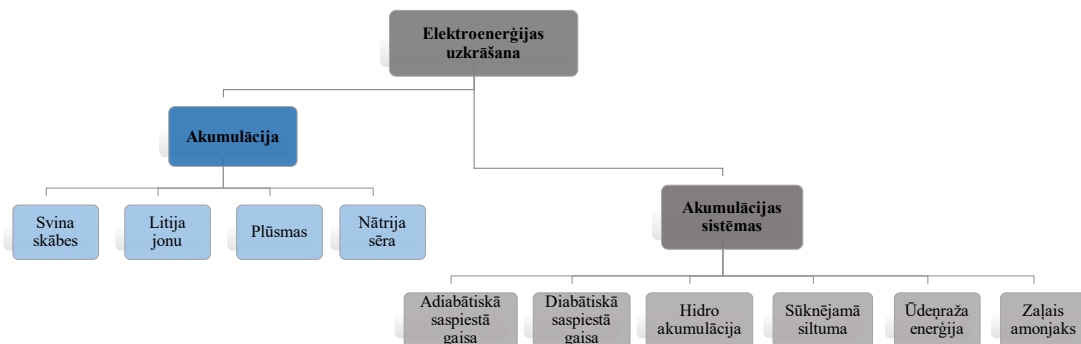
Akumulācijas sistēmas risinājumi un iespējas analizēti ar dažādām metodikām: multikritēriju analīzi (MKA), tehniski ekonomisko analīzi (TEA), datu kopas klāsterēšanas analīzi un sistēmdinamikas modelēšanu.

1. LITERATŪRAS ANALĪZE

Pēdējās desmitgadēs Eiropas enerģētikas nozarē ir notikusi mērķtiecīga pāreja no centralizētas fosilā kurināmā izmantošanas uz atjaunojamo energoresursu sistēmām. Ņemot vērā Eiropas Savienības noteiktos 2030. un 2050. gada mērķus klimata un enerģētikas nozarē, viens no ieguldījumiem ir apņemšanās palielināt atjaunojamo energoresursu daļu kopējā primāro energoresursu bilancē, samazināt siltumnīcefekta gāzu emisijas un veicināt energoefektivitāti [1]. Lai varētu sasniegt un stimulēt šos mērķus, neatņemams faktors ir ne tikai atjaunojamo energoresursu izmantošana, lai aizstātu fosilā kurināmā resursus, bet arī mērķtiecīga atjaunojamo energoresursu elektroenerģijas uzkrāšanas integrācija. Enerģijas uzkrāšana ir būtisks faktors, kas veicina enerģētikas nozares pārkārtošanu. Princips ir balstīts enerģijas pārpalikumā uzkrāšanas laikā, kad pieprasījums ir mazāks un enerģijas ražošanas ražība ir augstāka, bet elektroenerģijas izlādi, t. i., enerģijas nodošanu atpakaļ patēriņam, laikā, kad ražošanas apjomi ir pārāk mazi, ietekmē atjaunojamās elektroenerģijas sezonālitate.

Atjaunojamās elektroenerģijas izmantošanai ir neskaitāmas priekšrocības, jo īpaši attiecībā uz saules un vēja enerģiju. Vissvarīgākais aspekts ir resursu ilgtspēja, kas ļauj samazināt enerģētikas nozares ietekmi uz klimata pārmaiņām. Ne mazāk svarīgi ir ekonomiskie ieguvumi, ko var vēl vairāk palielināt, tieši uzglabājot enerģiju. Elektroenerģijas uzkrāšana var apmierināt patērētāju vajadzības, kas atšķiras gan apjoma, gan patēriņam raksturīgo slodžu ziņā, kas gada laikā ir nevienmērīgas. Uzkrāšanas priekšrocības ir aptvert tā sauktās pīķa stundas un novērst sezonālitates ietekmi. Uzkrājot atjaunojamo enerģiju, ir iespējams ne tikai nodrošināt pašpatēriņu, bet arī piešķirt atjaunojamai enerģijai augstāku vērtību, pārdodot elektroenerģiju par augstāku cenu. Plašākā mērogā tā ir arī iespēja atlikt dārgus ieguldījumus pārvades un sadales infrastruktūrā, nodrošinot esošo tīklu augstāku efektivitāti [2].

Ir jāveicina Eiropas ilgtspējīga attīstība, parādot konkurētspēju, ieguvumus un jaunākos risinājumus enerģijas uzglabāšanai. Tāpēc promocijas darbā ir apskatītas un salīdzinātas 10 dažādas uzglabāšanas tehnoloģijas, kas pēc plašiem pētījumiem ir parādījušas potenciālu ietekmi, kas nodrošina augstu efektivitāti un spēju konkurēt tirgū un praksē. Uzkrāšanas sistēmas atšķiras gan pēc to sarežģītības pakāpes, gan konstruktīvo elementu skaita, kā arī izmaksu, ietekmes uz vidi, efektivitātes un citu faktoru ziņā. Analīzei un savstarpējai salīdzināšanai izvēlētie enerģijas uzkrāšanas veidi redzami 1.1. attēlā.



1.1. att. Elektroenerģijas uzglabāšanas tehnoloģijas.

Elektroenerģijas uzkrāšanas tehnoloģijas tika iedalītas divās grupās: baterijas un akumulācijas sistēmas. Pirmajā grupā tika ietvertas baterijas, kas paredzētas mazāka enerģijas daudzuma uzkrāšanai mazās māsaimniecībās. Otrajā grupā – lielas elektroenerģijas uzkrāšanas sistēmas, ko paredzēts integrēt elektrostacijās valsts mērogā. Turpmāk tekstā sniegts īss pārskats par literatūras analīzi katram uzkrāšanas veidam.

1.1. Svina-skābes akumulators

Visizplatītākās enerģijas uzkrāšanas baterijas ir svina-skābes baterijas, ko izmanto kā rezerves enerģijas avotus. To pamatā ir elektroķīmiskās lādiņa/izlādes reakcijas, kas rodas starp pozitīvo elektrodu, kas satur svina dioksīdu, un negatīvo elektrodu, kas satur porainu svinu. Šie elektrodi ir iegremdēti sērskābes ūdens elektrolītā, kas piedalās lādiņa/izlādes reakcijās. Pēdējos gados ir izgudroti jauni svina-skābes akumulatoru veidi. Viens no šādiem akumulatoriem ir ar vārstu regulēts svina-skābes akumulators, kas ir noslēgts un nav jāpapildina ar ūdeni, tādējādi šāda veida akumulatoru uzturēšanas izmaksas ir lētākas. Gēla tipa svina-skābes akumulatori, kas ir piepildīti ar želeju, nevis šķidrumu, samazina noplūdes iespēju [3]. Ņemot vērā mūsdienu pasaules izaicinājumus, arī šie akumulatori joprojām tiek uzlaboti, un patlaban tiek veikti pētījumi, lai uzlabotu svina-skābes akumulatoru veiktspēju, pagarinot to dzīves ciklu. Viens no pēdējos rakstos visbiežāk minētajiem piemēriem ir uzlabot svina-skābes akumulatoru izlādes spēju, piemēram, izmantojot grafēna oksīdu [4].

1.2. Litija jonu akumulators

Litija jonu akumulatoru enerģijas uzkrāšanas tehnoloģija, šķiet, ir īpaši labi zināma, ņemot vērā, ka tos izmanto vairāk nekā 50 % mazu, pārnēsājamu elektrisko ierīču, jo īpaši mobilo tālrunu, tirgus, jo tie var nodrošināt divreiz ilgāku darbības laiku nekā parastais akumulators. Tādējādi reakcijas laiks ir daudz mazāks, tie uzlādējas ātrāk, elektroenerģiju var uzglabāt ilgāk un tiem ir visaugstākā efektivitāte [5]. Litija jonu akumulatoru pamatā ir elektroķīmiskās lādiņa/izlādes reakcijas, kas notiek starp pozitīvu elektrodu, kas satur litija metāla oksīdu, un

negatīvu elektrodu, kas sastāv no oglekļa materiāla. Pēdējos gados litija jonu akumulatoru plaša mēroga integrācija ir paātrinājusies, jo īpaši pateicoties automobiļu un enerģijas uzglabāšanas inovāciju attīstībai. Var secināt, ka litija jonu baterijas viennozīmīgi var uzskatīt par galveno, potenciāli visplašāk izmantoto nākotnes uzglabāšanas tehnoloģiju. Tehnoloģiju attīstība vēl vairāk palielina enerģijas blīvumu, darbības un cikla skaitu. Arī sistēmas izmaksas turpinās samazināties, kas patlaban ir lielākā daļa no svina-skābes, plūsmas vai nātrija-sēra bateriju kapitālizdevumiem. To var uzlabot, palielinot rūpniecisko jaudu un veicinot masveida ražošanu. Jau tagad litija jonu baterijas tiek izmantotas pašpatēriņam dzīvojamās un komerciālās ēkās, kas tiek izplatītas attiecīgi ārkārtas situāciju atbalstam un frekvences regulēšanai, kā arī lielu atjaunojamās enerģijas iekārtu integrēšanai energosistēmās [6]. Tiek ieviesti arī pārstrādes procesi un iekārtas, kas nodrošina to, ka pārstrādes efektivitāte jau ir krietni virs 50 % [7].

1.3. Plūsmas akumulators

Plūsmas baterijas ir tādas baterijas, kurās elektrolīts tiek uzglabāts ārējās tvertnēs. Šī tehnoloģija spēj nodrošināt lielu enerģijas daudzumu (vairāk nekā 10 MWh) elektroenerģijas balansēšanai elektrotīklā. Šīs baterijas darbojas līdzīgi kā svina-skābes baterijas. Ārējo tvertni, kurā tiek uzglabāts elektrolīts, izmērs atšķiras atkarībā no uzglabājamās enerģijas daudzuma [5]. Tomēr pašreizējās plūsmas akumulatoru tehnoloģijas joprojām ir dārgas, un tām ir salīdzinoši zems enerģijas blīvums, kas ierobežo to izmantošanu liela mēroga lietojumos. Tāpēc tiek meklēti risinājumi, lai atrisinātu šo problēmu, un organiskās plūsmas baterijas tiek piedāvātas kā viena no iespējām, kas izmanto organiskās molekulas un tiek uzskatītas par vienu no daudzsolāšākajām tehnoloģijām to zemo izmaksu un augstās veiktspējas dēļ [8].

1.4. Nātrija-sēra akumulators

Nātrija-sēra akumulatoru sistēma ir enerģijas uzkrāšanas sistēma, kuras pamatā ir elektroķīmiskās lādiņa un izlādes reakcijas, kas notiek starp pozitīvu elektrodu (katodu), kas parasti izgatavots no izkausēta sēra (S), un negatīvu elektrodu (anodu), kas parasti izgatavots no izkausēta nātrija (Na). Elektrodus atdala ar cietu keramikas, nātrija beta alumīnija oksīdu, kas kalpo arī kā elektrolīts. Nātrija-sēra baterijas darbojas augstā temperatūrā un ir drošas pret ārējiem un klimatiskiem apstākļiem. Lielākā daļa uzstādīto nātrija-sēra akumulatoru ražošanas bāzes atrodas Japānā un ASV, un pirmie Eiropas projekti tika uzstādīti Reinjonas salā (Francijā), Vācijā un Apvienotajā Karalistē. Nātrija-sēra tehnoloģijas stratēģiskā nozīme joprojām ir patēriņa pīķa stundās vai citos energoietilpīgos lietojumos. Konkrētāk, Japānā nātrija-sēra baterijas tiek plaši izmantotas sabiedrisko pakalpojumu sniegšanā, un to kopējais uzkrātās enerģijas apjoms ir aptuveni 300 MW. Tos izmanto arī vēja parku un saules enerģijas ražošanas iekārtu stabilizācijā, maksimālās jaudas un laikapstākļu izmaiņās [9].

1.5. Adiabātiska saspiesta gaisa enerģijas uzglabāšana

Adiabātiskā saspiebtā gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēma balstīta gaisa saspiešanā un uzglabāšanā pazemes krāteros. Pieejamā elektrība tiek izmantota, lai saspiegtu gaisu līdz 100

bāriem un uzglabātu to apmēram 100 metru dziļumā. Kompresijas cikla laikā radītais siltums tiek uzglabāts, izmantojot siltumenerģijas uzkrāšanu, bet gaiss tiek saspiegts pazemes dobumos. Kad ir nepieciešama uzkrātā enerģija, tiek izmantots saspiegtais gaiss, vienlaikus atgūstot siltumu no uzglabāšanas. Šis process notiek automātiski, ja ir enerģijas pārpalikums, un degviela netiek izmantota enerģijas reģenerācijai, kas ir viens no galvenajiem faktoriem efektivitātes līmeņa paaugstināšanai, kā arī tam, lai process darbotos bez CO₂ emisijām. Lai gan pētījumi par šāda veida enerģijas uzkrāšanas sistēmu notiek kopš 2003. gada, tā vēl nav komerciāli pieejama un tiek īstenota tikai demonstrēšanas nolūkos. Īpašs izaicinājums ir izmaksas, kas nozīmē, ka pirmās iekārtas būs īpaši dārgas, jo ir vajadzīgas īpaši inovatīvas turbomašīnas un novatoriska augstas temperatūras uzglabāšanas infrastruktūra. Otrs izaicinājums ir nepieciešamība pēc augstas temperatūras cauruļvadu tehnoloģijām, jo saspiešanas laikā gaisa temperatūra var paaugstināties virs 600 °C. Ir svarīgi minēt, ka vispiemērotākās vietas šāda veida saspiegta gaisa tehnoloģiju izmantošanai elektrostacijām ir reģioni, kur dabiski veidojas ģeoloģiskie sāls veidojumi [10].

1.6. Diabātiska saspiegta gaisa enerģijas uzglabāšana

Atrašanās vietas, kā minēts adiabatiskā saspiegtā gaisa tehnoloģijā, ir piemērotas arī diabātiskai saspiegta gaisa tehnoloģijai. Darba princips ir arī ļoti līdzīgs adiabatiskās kompresijas principam – arī diabātiskajā saspiešanā tiek izmantota gaisa saspiešana un uzglabāšana krāteros. Tie parasti ir iepriekšminētie sāls krāteri, izstrādāti gāzes lauka dobumi, ūdens nesējslāņi vai cieta iežu slāņi. Tomēr gaiss, kas šajā gadījumā izdalās no adiabatiskās sistēmas, tiek uzkarstēts, sadedzinot dabasgāzi vai degvielu. Tāpēc šāda veida enerģijas uzglabāšanas tehnoloģija nav tīra, bet drīzāk hibrīda sistēma, kas ietver ar dabasgāzi darbināmu atvērta cikla turbīnu un elektroenerģijas uzglabāšanas sistēmu. Kopš pagājušā gadsimta 80. gadu sākuma pasaulē ir tikai divas šādas sistēmas – ASV un Vācijā. Lai gan šajā gadījumā tiek izmantota dabasgāze, pēc noteikta darbības laika tehnoloģija parāda 97 % ražošanas uzticamību un 99 % saspiešanu [11].

1.7. Hidroakumulācija

Elektroenerģijas uzkrāšana ir iespējama arī hidroelektrostaciju rezervuāros, ņemot vērā to, ka elektroenerģijas uzkrāšanai tiek izmantots ūdens enerģijas potenciāls. Šādā sistēmā zema pieprasījuma un augstas elektroenerģijas pieejamības periodos ūdens tiek sūknēts un uzglabāts augšējos rezervuāros. Atbrīvojot enerģiju atbilstoši pieprasījumam, elektroenerģija tiek iegūta īsākā reakcijas laikā. Starpība starp maksimālo slodzi un zema pīķa periodiem ir līdzsvarota, nodrošinot tīkla balansēšanu. Apsverot vairākus kritērijus, ūdens uzkrāšanas izmantošana ir visnobreidusākā elektroenerģijas uzkrāšanas sistēma, ņemot vērā uzstādīto jaudu, kapacitāti kā papildu spēju elektrotīklā nodrošināt frekvences un sprieguma kontroli. Svarīga ir arī šādas akumulācijas sistēmas spēja pielāgoties un pārslēgties uz dažādiem darba režīmiem, nodrošinot īpaši efektīvu sūknēšanas jaudu pat pie zemām jaudām, kad ir ieslēgti asinhronie motora ģeneratori. Tiek prognozēts, ka ūdens uzkrāšanas izmantošana elektroenerģijas uzglabāšanai kā

konceptija būs galvenais virzošais faktors, lai palīdzētu valstīm sasniegt savus mērķus SEG emisiju samazināšanā [12].

1.8. Sūkņejamā siltuma elektriskā akumulācija

Līdzīgi kā hidroakumulācija, arī akumulāciju var nodrošināt, izmantojot termoakumulāciju. Šajā gadījumā tā vietā, lai sūkņētu ūdeni kalnā, siltums tiek sūkņēts no vienas krātuves, kur temperatūra ir ap $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, uz citu siltuma akumulāciju ($+500\text{ }^{\circ}\text{C}$), izmantojot atgriezenisko siltumsūkni/dzinēju. Elektroenerģija tiek ražota, darbinot siltuma dzinēju, savukārt siltums tiek uzkrāts, izmantojot šķeldu. Lai gan šāda veida uzglabāšanas sistēma ir izstrādes stadijā, ir pierādīts, ka sistēmai ir ilgs kalpošanas laiks pat ar regulāru apstāšanos un iedarbināšanu. Patlaban tiek strādāts pie tā, lai nodrošinātu iespējamību izveidot augstas efektivitātes ierīces, kas piemērotas darbam argonā un augstā temperatūrā. Turklāt ir vajadzīgi ekonomiski pamatotāki risinājumi šādu sistēmu integrēšanai, jo īpašās situācijās šāda veida uzkrāšana varētu būt risinājums, piemēram, kodolreaktoru ekspluatācijas pārtraukšanai. Sistēmu var pielāgot [13].

1.9. Ūdeņraža enerģijas uzglabāšana

Ieguvumu potenciāls tiek piešķirts ūdeņraža enerģijas uzglabāšanas tehnoloģiju sistēmām, apsverot iespējas izmantot tehnisko risinājumu kā neatkarīgu energoapgādes sistēmu enerģētiski izolētās teritorijās. Ūdeņraža izmantošanai ir vairāki lietojumi ne tikai enerģētikas nozarē. To var izmantot gan kā sašķidrīnātās gāzes piejaukumu pēc metanizācijas procesa, gan kā degvielas veidu transportlīdzekļos, kā arī to var pārvērst par metanolu – resursu, ko var izmantot rūpniecībā. Sistēmā elektrība tiek uzkrāta, elektrolizējot ūdeni, lai ražotu ūdeņradi un skābekli, un tā rezultātā tiek atbrīvots skābeklis un uzglabāts ūdeņradis. Tomēr, lai nodotu elektroenerģiju tīklam, ūdeņradis tiek atkārtoti elektrificēts, apvienojot ūdeņradi ar skābekli. Svarīgs aspekts ir tas, ka siltums un ūdens tiek atbrīvoti kā blakusprodukts, kas ir izmantojams resurss. Patlaban uzstādītajos projektos Eiropā tiek izmantoti sārma elektrolīzēri, kuru jauda svārstās no dažiem kW līdz vairākiem simtiem MW, ar īsu reakcijas laiku, efektīvi sekojot slodzes izmaiņām, ko ietekmē vēja parku jauda. Paredzams arī, ka ūdeņradis tiks pārvietots mobilitātes nolūkos un vairumtirdzniecībā pa gāzes tīklu [14]. Turklāt jāmin, ka ūdeņraža enerģijas uzglabāšanas tehnoloģijas joprojām tiek attīstītas, piemēram, kā ūdeņraža-biometāna un ūdeņraža-metāna uzglabāšanas sistēmas, paaugstinot sintētiskās un biogāzes kvalitāti, tomēr promocijas darbā tas detalizētāk apspriests netiks.

1.10. Zaļā amonjaka uzglabāšanas tehnoloģija

Vēl viena liela mēroga enerģijas uzglabāšanas metode ir zaļā amonjaka uzglabāšanas tehnoloģija. Tā ir cieši saistīta ar iepriekš aprakstīto ūdeņraža enerģijas uzglabāšanas tehnoloģiju. Metodes būtība ir biomasas pārvēršana amonjakā. Šī koncepcija apvieno atjaunojamās enerģijas ražošanu, biomasas ķīmiskās cilpas amonjaka ražošanu un tiešos amonjaka kurināmā elementus [15]. Viens no daudzsološākajiem veidiem, kā iegūt zaļo

amonjaku, ir ūdeņraža izmantošana no ūdens un slāpekļa elektrolīzes, kas tiek atdalīti no gaisa. Pēc tam, izmantojot “zaļo” elektrību, ūdeņradis un slāpekļlis rada reakciju augstā temperatūrā un spiedienā, lai ražotu amonjaku. Amonjaka ražošanas sasaiste ar “zaļo” ūdeņradi varētu radīt daudzas jaunas iespējas racionālākai enerģijas uzkrāšanai. Tajā pašā laikā to var izmantot arī kā izejvielu rūpnieciskai ražošanai un risinājumu transporta nozarē. Amonjaka kurināmā elementu inovatīvā tehnoloģija jau tiek izmantota vairākos transporta kuģos Eiropas ūdeņos. Lai gan tehnoloģiskie risinājumi joprojām ir inovāciju izstrādes procesā ciešā saistībā ar “zaļo” ūdeņradi, “zaļais” amonjaks iezīmē jaunu ēru ne tikai pasaules un Eiropas enerģētikā, bet arī tautsaimniecībā [16].

Kopumā, vērtējot dažādās uzkrāšanas iespējas, ir svarīgi atzīmēt, ka piemērotību konkrētam reģionam īpaši ietekmē ģeogrāfiskā savietojamība, neatkarīgā infrastruktūra, kā arī atbilstošā klimata zona un citi faktori. Šī pētījuma mērķis ir atrast veiksmīgāko risinājumu, ņemot vērā dažādu faktoru kopējos rezultātus, balstoties tehnoloģiskā risinājuma inovācijās.

2. METODIKA

2.1. Daudzkritēriju analīze *TOPSIS* metode

Šajā pētījumā tika izmantota *TOPSIS*, daudzkritēriju analīze (*MCDA*), lai noteiktu labāko risinājumu starp elektroenerģijas uzglabāšanas tehnoloģijām.

Daudzkritēriju lēmumu analīze (*MCDA*) ir daudzpakāpju process, kas sastāv no metožu kopuma, lai pārredzamā un konsekventā veidā strukturētu un formalizētu lēmumu pieņemšanas procesus [17]. *MCDA* metodoloģiju var uzskatīt par nelineāru rekursīvu procesu, kas ietver četrus soļus:

- lēmumu problēmas strukturēšana;
- preferenču formulēšana un modelēšana;
- alternatīvu novērtējumu (preferenču) apkopošana;
- ieteikumu sniegšana.

Novērtējot *MCDA* alternatīvas, ir svarīgi definēt kritērijus, kas ietekmē problēmu. Populārākie *MCDA* kritēriji ir [18]:

- ekonomiskie kritēriji – kvalitāte, elastība, cena, izpildes laiks, attiecības, izmaksas, tehniskās iespējas, loģistikas izmaksas, reversā loģistika, noraidīšanas līmenis;
- vides kritēriji – vides pārvaldības sistēma, resursu patēriņš, ekodizains, pārstrāde, ietekmes uz vidi kontrole, notekūdeņi, enerģijas patēriņš, atkārtota izmantošana, gaisa emisijas, vides rīcības kodekss;
- sociālie kritēriji – ieinteresēto personu iesaistīšana, personāla apmācība, sociālās pārvaldības saistības, veselība un drošība, attiecības ar ieinteresētajām personām, sociālais rīcības kodekss, ziedojumi ilgspējīgiem projektiem, ieinteresēto personu tiesības, drošības prakse, ikgadējais nelaiemes gadījumu skaits.

MCDA tiek izmantota, lai pieņemtu lēmumus un analizētu mērķu atbilstību, izmantojot dažādu informāciju un datus – kvalitatīvos un kvantitatīvos, fizisko un sociālo zinātņu datus, kā arī no politiku un ētiku, lai novērtētu problēmu risinājumus. Problēmu risināšanai var izmantot dažādas *MCDA* metodes, un tās var sakārtot pēc vairākiem parametriem un to modeļa veida [19].

TOPSIS ir pasūtījumu izvēles metode, kas balstīta līdzībās ar ideāliem risinājumiem. Tā izriet no nobīdītā ideālā punkta jēdziena, no kura kompromisa risinājumam ir visīsākais attālums. *TOPSIS* galvenās priekšrocības ir bezgalīga skaita kritēriju un alternatīvu identificēšana ar salīdzinoši vienkāršu aprēķina metodi. Turklāt, lai izmantotu šo metodi, nav nepieciešama īpaša programmatūra vai īpašas programmēšanas metodes.

TOPSIS rezultāti sniedz alternatīvu salīdzinājumu noderīgā un viegli saprotamā formātā. Novērtēšanai jāizvēlas alternatīvas, kas tiek vērtētas pēc četriem kritērijiem – tehnoloģiskā, ekonomiskā, vides un sociālā. Pirmais solis, izmantojot *TOPSIS* metodi, ir lēmumu matricas normalizācija, kam seko normalizētās lēmumu matricas labākā un sliktākā risinājuma aprēķināšana. Labākais risinājums atbilst katra kritērija vēlamā līmeņa teorētiskajam variantam, savukārt sliktākais risinājums atbilst katra kritērija vismazāk vēlamā līmeņa teorētiskajam variantam. Visbeidzot tiek aprēķināts katras alternatīvas attālums, kas tālāk ļauj iegūt

ranžēšanas alternatīvu tuvuma koeficientu. Alternatīvas ierindojas no labākās līdz sliktākajai [18]. Šajā pētījumā izmantotās TOPSIS metodes vienādojumi ir aprakstīti turpmāk.

Normalizētu matricu var iegūt, reizinot normalizēto vērtību un svaru, ko veic, izmantojot 1. vienādojumu.

$$v_{ai} = w_i \cdot r_{ia}, \quad (1)$$

kur

v_{ai} – svērtā vērtība;

w_i – svars, $w_{i1} + w_{i2} + \dots + w_{im} = 1$, $w_i = 1 \dots m$;

r_{ia} – normalizētā kritērija vērtība.

Attālumu katrai ideālai un neideālai alternatīvai var aprēķināt, summējot svērto kritēriju vērtību kvadrātus. Aprēķinu var veikt, izmantojot 2. un 3. vienādojumu.

$$d_a^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_i^+ - v_{ai})^2}, \quad (2)$$

kur

d_a^+ – attālums katrai darbībai līdz ideālajam risinājumam;

v_i^+ – ideāls risinājums;

v_{ai} – svērtā vērtība.

$$d_a^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_i^- - v_{ai})^2}, \quad (3)$$

kur

d_a^- – attālums katrai darbībai līdz neideālam risinājumam;

v_i^- – risinājums, kas nav ideāls;

v_{ai} – svērtā vērtība.

Tuvuma koeficients (Ca) parāda attālumu līdz risinājumam, kas nav ideāls. To nosaka, izmantojot 4. vienādojumu.

$$Ca = \frac{d_a^-}{d_a^+ + d_a^-}, \quad (4)$$

kur

$d_a^+ + d_a^-$ – attāluma summa līdz risinājumam, kas nav ideāls;

d_a^- – attālums līdz risinājumam, kas nav ideāls [20].

Lai iegūtu precīzākus rezultātus, enerģijas uzglabāšanas tehnoloģijas tika salīdzinātas divās grupās. Novērtējot tehnoloģiju mērogojamību un tehniskos parametrus, tika noteikts, ka vienā grupā tiks salīdzinātas svina-skābes, litija jonu, plūsmas un nātrija-sēra baterijas, savukārt otrā grupā – literatūrā apskatītās uzglabāšanas sistēmas, adiabatiskās saspīestā gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēmas, diabātiskās saspīestā gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēmas, hidroelektrostaciju akumulācija, sūkņēšanas siltuma elektroenerģijas akumulācijas tehnoloģijas, ūdeņraža enerģijas uzglabāšana zaļā amonjaka uzglabāšanas tehnoloģijas. Akumulatoriem tika noteikti deviņi salīdzināšanas kritēriji, savukārt uzglabāšanas sistēmām –

astoņi kritēriji, neizvērtējot jaudas blīvumu. Kritēriju noteikšanā tika ņemti vērā tehnoloģiskie, ekonomiskie, vides un sociālie aspekti. Izveidotās matricas, definētie kritēriji un piešķirtās vērtības redzamas 2.1. un 2.2. tabulā.

2.1. tabula

Pārskats par izvēlētajiem kritērijiem akumulatoriem

Apzīmējums	Kritērijs	A1	A2	A3	A4
		Svina-skābes baterija	Lītijs jonu baterija	Plūsmas baterija	Nātrija-sēra baterija
C1	Investīcijas, EUR/kWh	150	450	250	375
C2	Jaudas blīvums, W/kg	75	260	130	150
C3	Cikli, skaits	1750	5000	4500	4500
C4	Darbības ilgums, gadi	10	17,5	30	17,5
C5	Reakcijas laiks, s	0,003	0,003	0,003	0,003
C6	Efektivitāte, %	80	94	72,5	75
C7	Klimata ietekmes faktors, kgCO ₂ eq/kWh	0,2	0,175	0,183	0,67
C8	Tehnoloģiskā gatavība (1–5)	3	4	2	3
C9	Sociālais faktors (1–5)	2	3	1	2
		[3], [21]	[6], [22]	[23], [24]	[9], [25]

Lielākā daļa skaitlisko vērtību matricā tika iegūtas pēc literatūras analīzes, pieņemot, ka vidējās vērtības ir dotajā diapazonā. Savukārt tehnoloģiskās gatavības un sociālo faktoru kritēriji tika noteikti, pamatojoties uz literatūras analīzē atrodamo informāciju, kā arī tika veikta nozares ekspertu aptauja. Šajā gadījumā kritēriji tika noteikti piecu punktu skalā, piešķirot vērtības no zemākās (1) līdz augstākajai (5). Attiecīgi enerģijas uzglabāšanas tehnoloģiju sociālais faktors tika novērtēts, pamatojoties uz to ietekmi uz ilgtspējīgu attīstību, ņemot vērā veicinošos un kavējošos faktoros, kā arī līdzdalības dimensiju un labās prakses piemērus enerģijas uzkrāšanas integrēšanai praksē. Jo pozitīvāk tehnoloģija tika novērtēta, ņemot vērā tās ietekmi uz ilgtspējīgu attīstību un komercializācijas potenciālu, jo augstāka ir piešķirtā vērtība. Tehnoloģiskā gatavība tika novērtēta, pamatojoties uz akumulatora tehnisko briedumu vai tā tuvumu plašakai komercializācijai. Attiecīgi – jo vairāk attīstīta tehnoloģija un plašāka tās pieejamība tirgū, jo augstāks vērtējums tika piešķirts. Akumulatoru investīcijas tika salīdzinātas kā īpatnējās akumulatoru investīciju izmaksas uz kWh. Jaudas blīvuma kritērijs nosaka akumulatora spēju atbrīvot enerģiju noteiktā brīdī. Akumulācijas risinājumi ar lielāku jaudas blīvumu var darbināt lielākas elektriskās slodzes ierīces. Ciklu skaits ir saistīts ar kalpošanas laiku un efektivitāti, jo šis parametrs apraksta uzlādes/izlādes ciklu skaitu, ko akumulators var nodrošināt pirms veiktspējas pasliktināšanās [26]. Reakcijas laika parametrs raksturo laiku, kas nepieciešams, lai sistēma nodrošinātu enerģiju ar pilnu nominālo jaudu. Lai gan šis parametrs novērotajām baterijām ir vienāds, tas ir svarīgāks, lai salīdzinātu enerģijas uzkrāšanas sistēmas [27]. Līdzīgi kā kritērijs, tika ierosināts arī klimata ietekmes faktors, kas šajā gadījumā raksturo radīto emisiju intensitāti, ja tiek uzglabāta atjaunojamā enerģija.

Pārskats par izvēlētajiem kritērijiem uzkrāšanas sistēmām

Kritērijs	A5 Adiabātiskā Saspiestā Gaisa	A6 Diabātiskā Saspiestā Gaisa	A7 Hidro- elektro	A8 Sūknēšanas siltuma	A9 Ūdeņradis	A10 Zaļais amonjaks
C1 Investīcijas, EUR/kWh	1600	800	3400	350	750	2900
C2 Cikli, skaits	10 ⁶	10 ⁶	10 ⁶	15000	10 ⁶	10 ⁶
C3 Darbības ilgums, gadi	30	30	80	25	17,5	30
C4 Reakcijas laiks, s	180	180	0,003	2	60	1
C5 Efektivitāte, %	70	55	77,5	72,5	30	52,5
C6 Klimata ietekmes faktors, kgCO _{2eq} /kWh	0,15	0,185	0,165	0,175	0,1137	0,003
C7 Tehnoloģiskā gatavība (1–5)	2	3	4,5	1	2	1
C8 Sociālais faktors (1–5)	2	2	3	2	5	5
	[10], [28], [29]	[11], [30]	[28], [31]	[13], [28]	[14], [32]	[16], [33], [34]

Enerģijas uzkrāšanas sistēmas matrica balstījās arī uz kritērijos, pieņēmumos un avotos, kas aprakstīti akumulatora matricā. Tomēr jaudas blīvuma kritērijs šeit netika novērtēts. Ņemot vērā sistēmu dažādās sastāvdaļas, šo parametru nav iespējams salīdzināt atsevišķi. Savukārt ekonomiskais aspekts šajā matricā tika noteikts kā kapitālizdevumi uz kW, ņemot vērā, ka tos galvenokārt uztver kā ilgtermiņa izdevumus. Izmantojot *TOPSIS* metodi, visiem kritērijiem tika piešķirti vienādi svāri 0,111, novērtējot akumulatora kritērijus, un 0,125, analizējot uzglabāšanas sistēmas kritērijus. Šis ir subjektīvs autora pieņēmums, lai izvairītos no kļūdām svēršanas procesā, jo šajā gadījumā, analizējot uzglabāšanas tehnoloģijas, nav iespējams atšķirt kritēriju nozīmi.

Pēc *TOPSIS* analīzes tika veikta jutīguma analīze, lai novērtētu iegūto rezultātu izmaiņas atkarībā no kritērijiem vai svāra izmaiņu noteikšanas, ņemot vērā ietekmējošos faktoros.

Jutīguma analīze ir pētniecības metode, kas nosaka, kā dažādi matemātisko modeļu nenoteiktības avoti veicina modeļa vispārējo nenoteiktību. Šo metodi izmanto noteiktās robežās, kas ir atkarīgas no viena vai vairākiem ievades mainīgajiem lielumiem. Jutīguma analīze bieži tiek izmantota biznesa pasaulē un ekonomikā. To parasti izmanto finanšu analītiķi un ekonomisti [35].

Lai noteiktu alternatīvo piešķirumu ietekmi uz *TOPSIS* metodes rezultātiem, tiek noteikta vienādu alternatīvu nozīme. Sākotnēji atsvari tiek iestatīti uz $w = 1/n$ (kur n ir ietekmējošo parametru skaits). Svaru, kas ir pakļauts izmaiņām, nosaka, reizinot svāra izmaiņas ar vienvērtīgu variāciju koeficientu, kas summējas līdz 1. Citu svāru sadalījums tiek mainīts, saskaņā ar 1. vienādojumu.

$$w_{k1} = \beta_k \cdot w_{k=1,2,3\dots n}, \quad (5)$$

kur

w_{k1} – svars, kas var mainīties;
 β_k – vienveidīgu variāciju koeficients, kas summējas līdz 1;
 w_k – svara izmaiņas.

Citu svaru sadalījums tiek mainīts, pamatojoties uz svara izmaiņām saskaņā ar 6. formulu.

$$w_{k21} = w_{k31} = \frac{(1-w_{k11})}{n-1}, \quad (6)$$

kur

w_{kxx} – svars, kas var mainīties;
 n – ietekmīgo parametru skaits [36].

Alternatīvu sākotnējie svāri tiek aizstāti ar jauniegūtajiem svāriem *TOPSIS* matricā, un pieeja tiek atkārtota ar visu noteikto kritēriju rezultātiem. Šajā darbā katram kritērijam tika veikta jutīguma analīze, mainot svara vērtības no 0,1 līdz 0,9.

2.2. Sistēmdinamikas modeļošana

Pēdējos gados Latvijā ir vērojamas strukturālas izmaiņas kopējā energoresursu patēriņā, t. i., samazinoties dabasgāzes patēriņa īpatsvaram, ir palielinājies AER īpatsvars kopējā energoresursu patēriņā [37]. 2020. gadā dabasgāzes īpatsvars kopējā enerģijas ražošanā bija 20,6 %, AER – 37,5 %. Pieaugot AER īpatsvaram, Latvija tuvojas AER veicināšanas mērķa sasniegšanai, proti, nodrošināt, ka līdz 2030. gadam 50 % no bruto galapatēriņa tiek ražoti no AER [18]. Latvijā ir trešais augstākais AER īpatsvars enerģijas galapatēriņā Eiropas Savienībā; 2020. gadā tas bija 42,13 %, savukārt ES vidējais rādītājs bija 22,09 % [38].

Pēdējos gados pieaugusi arī saules paneļu uzstādīšana Latvijas mājāsaimniecībās. Saskaņā ar jaunākajiem sistēmu operatora SIA “Sadales tīkls”, kas ir vadošais elektrotīklu uzturētājs un attīstītājs Latvijā, datiem 2022. gada pirmajā ceturksnī (no janvāra līdz martam) sadales tīklam tika pieslēgtas 495 saules fotoelementu paneļu sistēmas ar kopējo jaudu 678 kilovati (kW), no kurām 488 bija saules paneļi elektroenerģijas ražošanai pašpatēriņam ar jaudu līdz 11,1 kW un septiņas bija saules elektrostacijas. Tas ir aptuveni sešas reizes vairāk nekā 2021. gada pirmajā ceturksnī, kad sistēmai kopumā tika pieslēgti 90 mikroģeneratori un saules elektrostacijas ar kopējo jaudu 265 kW [39]. Šo izteikto progresu var izskaidrot ar nepieredzēti lielu elektroenerģijas cenas pieaugumu biržā, kā arī dažādu valsts atbalsta pasākumu ietekmi saules paneļu uzstādīšanai, kā arī Krievijas karu Ukrainā, uzsverot nepieciešamību stiprināt valsts enerģētisko neatkarību un pāreju no fosilajiem uz atjaunojamiem energoresursiem.

Latvija piedalās Eiropas vadošajā elektroenerģijas tirgū *NordPool*, kas piedāvā tirdzniecību un ar to saistītos pakalpojumus gan nākamās dienas, gan konkrētās dienas tirgos 16 Eiropas valstīs. *NordPool* ietver komerciālu elektroenerģijas biržas funkciju un tirgus starpsavienojuma operatora funkciju. Sistēmas elektroenerģijas cena tiek aprēķināta, balstoties pārdošanas un iepirkuma apjomos, ņemot vērā pieejamo pārvades jaudu Ziemeļvalstu tirgū. Sistēmas cena ir Ziemeļvalstu atsauces cena elektroenerģijas tirdzniecībai, kas atšķiras dažādās *NordPool* tirgus zonās [40].

Turklāt Latvijā darbojas elektroenerģijas neto uzskaites sistēma, kas regulē kārtību, kādā tiek veikti norēķini par no sistēmas saņemto elektroenerģiju un kurā sadales sistēmas operators

uzskaita elektroenerģiju, ko mājsaimniecības lietotājs nodod sistēmai un saņem no tās. Elektroenerģijas neto uzskaites sistēmas norēķinu periods ir viens kalendāra mēnesis. Ja sistēmā tiek nodots vairāk elektroenerģijas, nekā saņemts, atbilstošais elektroenerģijas daudzums tiek ieskaitīts nākamajā elektroenerģijas norēķinu periodā [41].

Tomēr situācija ar uzglabāšanas sistēmu ieviešanu Latvijas mājsaimniecībās nav tik spilgta. Faktiski līdz šim uzglabāšanas tehnoloģiju integrācija mājsaimniecībās Latvijā ir tuvu nullei. Trūkst apkopotu datu par īstenotajiem enerģijas uzkrāšanas projektiem. Līdz ar to ir arī jāanalizē elektroenerģijas uzkrāšanas ieviešanas Latvijas mājsaimniecībās rentabilitāte, lai veicinātu tīru un taisnīgu enerģijas restrukturizāciju un zemākas oglekļa emisijas [42].

Ilgspējīgas enerģētikas sektora attīstībai ir nepieciešama visaptveroša izpratne par elektroenerģijas uzglabāšanas potenciālu, kas ir būtiska sastāvdaļa, lai izveidotu noturīgu un videi draudzīgu enerģētikas infrastruktūru. Darbā tika izmantoti sistēmdinamikas modeļi, lai analizētu elektroenerģijas akumulācijas sistēmu dinamisko uzvedību.

Sistēmdinamika nodrošina holistisku sistēmu sarežģītu savstarpējo savienojumu izpēti sarežģītās sistēmās, ļaujot niansēti pārbaudīt atgriezeniskās saites cilpas, laika aizkavi un nelineāras attiecības. Atgriezeniskās saites cilpu nelineāro attiecību analizēšana ir būtiska kopējās izpētes sastāvdaļa un, pēc autora domām, to vislabāk iespējams izdarīt ar sistēmdinamikas modelēšanu.

Darba turpinājumā atspoguļoti divi izstrādātie atsevišķi SD. Viens izmantots par bāzes modeli, lai prognozētu elektroenerģijas akumulācijas risinājumu izplatību mājsaimniecībās, pētot faktoros, kas ietekmē lēmumu pieņemšanu. Otrs – kā gadījuma analīze, kur tika pētīts ekonomiskais pamatojums akumulācijas izmantošanai mājsaimniecībās, izgaismojot finansiālos apsvērumus un ietekmi, integrējot enerģijas akumulācijas risinājumus mājsaimniecībās.

Šīs metodoloģijas nodaļas mērķis ir sniegt būtisku ieguldījumu notiekošajā diskursā par ilgtspējīgas enerģētikas vides veidošanu, izmantojot teorētisko pamatu un praktisko lietojumu sintēzi.

Sistēmdinamikas modelis elektroenerģijas uzkrāšanas prognozēšanai mājsaimniecībās

Lai prognozētu elektroenerģijas uzkrāšanas praksi Latvijā tuvākajās desmitgadēs, tika izmantota SD modelēšanas metode. Modelēšana tika veikta, izmantojot *Stella Architect* programmatūru.

SD ir metode sarežģītu sistēmu dinamiskās attīstības izpētei, ar kuras palīdzību var atrisināt sarežģītās problēmas. SD teorija balstās attiecību izpētē starp sistēmas uzvedību un pamatā esošo sistēmas struktūru. Tas nozīmē, ka, analizējot sistēmas struktūru, veidojas dziļāka izpratne par sistēmas uzvedības cēloņiem, kas ļauj labāk risināt novērotās sistēmas problemātisko uzvedību [43].

SD pagājušā gadsimta 50. gadu vidū izveidoja Masačūsetsas Tehnoloģiju institūta profesors Džejs Raitis Foresters. SD sākotnēji tika izstrādāts, lai palīdzētu uzņēmumu vadītājiem uzlabot izpratni par ražošanas procesiem, taču tagad tās lietojums ir daudz plašāks, ieskaitot politikas analīzi un attīstību gan valsts, gan privātajā sektorā [44].

Sistēmdinamikas modelēšana energosistēmu pētījumos tiek izmantota jau gadu desmitiem. Sistēmdinamikas pamatpriekšrocība, salīdzinot ar citām modelēšanas metodēm, ir tās spēja uztvert dinamisko sistēmu sarežģītību [43]. Fundamentālākā atšķirība starp sistēmdinamiku un citām modelēšanas metodoloģijām ir tās endogēnā pieeja, kas nozīmē, ka par dinamisko uzvedību ir atbildīgi modeļa struktūra un elementi, kas definēti sistēmā, nevis eksogēni ievaddati. Sistēmdinamikas modeļos var ņemt vērā četrus galvenos faktorus, ko citas modelēšanas metodes bieži ignorē:

- materiālu un informācijas aizkavēšanās;
- nelineāras attiecības;
- cēloņsakarība, nevis korelācija;
- atsauksmes sistēmā.

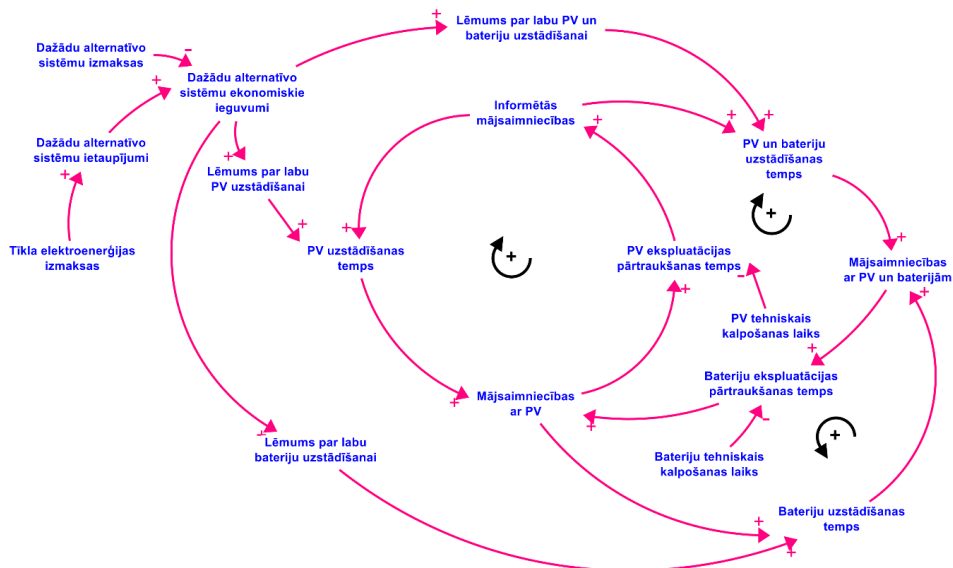
Plašāku informāciju par to, kā sistēmdinamika tiek izmantota enerģijas modelēšanā, kā arī priekšrocības, salīdzinot ar alternatīvām modelēšanas metodēm, var atrast šādos darbos – [45], [46].

Modeļa kontekstualizācija

Kā definējis Stermans [47], veiksmīgai modelēšanai nav vienas labākās pieejas. Tomēr viņa piecu soļu vadlīnijas, tostarp – (1) problēmas formulēšana, (2) dinamiskās hipotēzes veidošana, (3) modeļa formulēšana simulācija, (4) modeļa testēšana un (5) politikas veidošana un testēšana [47], tiek plaši izmantotas SD modeļa veidošanā [40] [48], kā arī tiek ievērotas mūsdienu pētījumos.

Analizētā problēma, kas identificēta ievadā, ir nepieciešamība palielināt atjaunojamās elektroenerģijas īpatsvaru, jo īpaši no oglekļa neitrāliem avotiem kā *PV (Saules fotoelementu paneļi)*. *PV* tehnoloģijas ir piemērotas decentralizētai lietošanai, tāpēc ieguvējas ir mājsaimniecības. Lai gan nesenais *PV* iekārtu skaita pieaugums ir vērojams iekārtu cenu pazemināšanās un subsīdiju politikas dēļ, kombinēto *PV* un *ESS* (elektroenerģijas akumulācija risinājumi) sistēmu uzstādīšana joprojām nav plaši izplatīta. Izvēlētais modelēšanas laika posms ir līdz 2050. gadam, kas atbilst ES klimatneitralitātes redzējumam.

Pētījuma dinamiskā hipotēze redzama 2.1. attēlā cēloņsakarības cilpas diagrammas veidā.



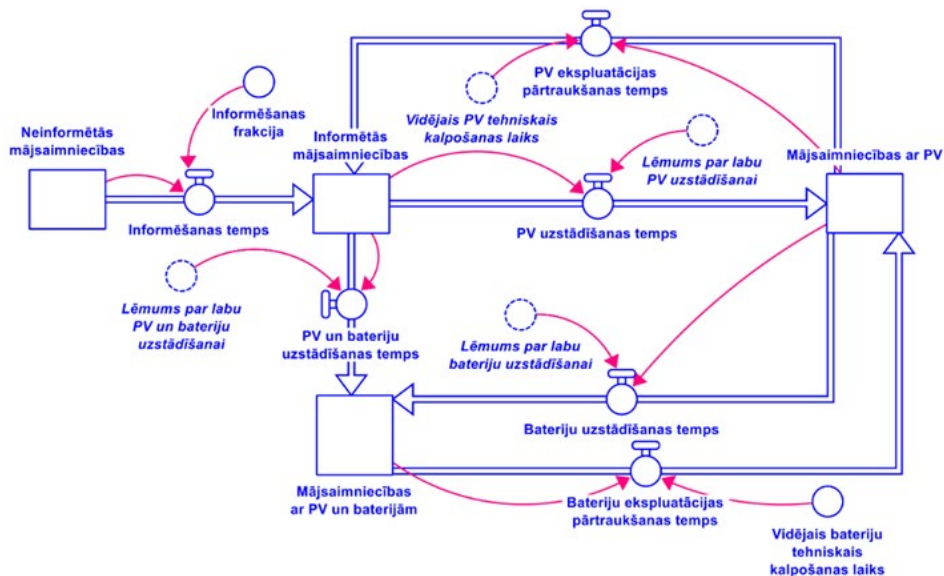
2.1. att. *PV* un akumulatora uzglabāšanas difūzijas cēloņsakarības cilpas.

Cēloņsakarības cilpas diagramma ilustrē *PV* un akumulatoru difūzijas procesu mājsaimniecības sektorā. Centrālais elements ir informētās mājsaimniecības, kas apsvērusi *PV* vai akumulatoru uzstādīšanas iespēju, bet vēl nav pieņēmusi galīgo lēmumu. Tas ir specifisku tehnoloģiju izplatības ierosinātājs. Mājsaimniecības, kas nav informētas, nevar pieņemt lēmumu, un tikai informētas mājsaimniecības var to darīt. Cēloņsakarības cilpas diagrammā ir redzami vairāki attīstības ceļi, ieskaitot iespēju uzstādīt tikai *PV* paneļus vai kombinētu *PV* un akumulatoru uzglabāšanas sistēmu. Lēmums tiek pieņemts, salīdzinot ekonomiskos ieguvumus, tostarp ieguvumus, ko sniedz katras sistēmas izvēle. Akumulatora uzstādīšanas lēmumu var pieņemt gan informētās mājsaimniecības, gan tās, kurās jau ir uzstādīti *PV* paneļi. Tehnoloģijas kalpošanas laika ierobežojumu dēļ eksploataācijas pārtraukšanas izmaksas tiek iekļautas difūzijas procesa modelēšanā. Katrai tehnoloģijai ir savs kalpošanas laiks. Pēc eksploataācijas pārtraukšanas mājsaimniecības var izvēlēties nākamo risinājumu.

SD modeļa struktūra tika izveidota, balstoties pamatprincipos, kas redzami cēloņsakarības cilpas diagrammā (2.1. att.).

Modeļa struktūra

Dinamiskās hipotēzes rezultātā Latvijas gadījuma izpētei tika izveidots SD modelis, kas paredz akumulatoru uzglabāšanas ieviešanu privātajās mājsaimniecībās. Visi ievadparametri, piemēram, saules starojums, elektroenerģijas cena, mājsaimniecību skaits u. c. izmantotie parametri, bija specifiski tieši Latvijai.



2.2. att. PV un akumulatora uzglabāšanas difūzijas apakšmodelis.

Modeļa parametru skaitliskās vērtības ir balstītas pieņēmumos, kas iegūti, analizējot statistikas datubāzes, elektroenerģijas tirgus datus, kā arī citus avotus. Modeļa struktūras centrālā daļa redzama 2.2. attēlā. Šī struktūras daļa atspoguļo galveno PV un akumulatoru sistēmas uzstādīšanas dinamiku. Svarīgs parametrs šī modeļa attīstībā ir kopējais privāto mājsaimniecību (vienģimenes ēku) skaits Latvijā. Šajā pētījumā saules PV un akumulatoru uzglabāšanas sistēmas uzstādīšana tiek izvērtēta un prognozēta vienģimenes ēkām ar PV un akumulatoru sistēmām. Balstoties statistikas datubāzē, Latvijā ir ap 200 000 privātmāju mājsaimniecību. Daļai no šīm mājsaimniecībām ir informācija par iespēju savās mājsaimniecībās ieviest mikroģenerācijas un uzkrāšanas iekārtas, daļa mājsaimniecību šīs lietotnes jau ir ieviesušas, tomēr joprojām ir liels skaits mājsaimniecību, kurām trūkst informācijas par mikroģenerāciju un uzkrāšanu vai trūkst informācijas par priekšrocībām, kas nozīmē, ka pirms var notikt mikroģenerācijas vai uzkrāšanas ieviešana, ir nepieciešams informēt šīs mājsaimniecības. Šim nolūkam var organizēt īpašas informācijas kampaņas, tomēr neatkarīgi no citām notiek arī mutiska informācijas apmaiņa. Inventarizācijā “Neinformētās mājsaimniecības” aprakstītas tās mājsaimniecības, kas vēl ir jāinformē par alternatīvām elektroenerģijas pašažošanai un uzkrāšanai. Kad mājsaimniecība saņem pietiekamu informāciju, tā pāriet no “neinformētās mājsaimniecības” uz “informētās mājsaimniecības” krājumu un ir gatava pieņemt lēmumu par mikroģenerāciju un uzglabāšanas īstenošanu. Šos krājumus ietekmē informācijas ātrums, kas ir atkarīgs no informējošās frakcijas, un modelī tiek pieņemts, ka tas ir 0,1. Šajā pētījumā informēšanas frakcija ir viens parametrs, kas ietver gan informācijas kampaņas, gan mutisku informēšanu. Šajā posmā tas nav modelēts detalizētāk, tomēr plāns ir paplašināt šo sadaļu turpmākajos pētījumos. 7. vienādojums apraksta plūsmu.

$$IR = HH_{Un} \cdot IF_{\tau}, \quad (7)$$

kur

IR – neinformētu mājsaimniecību informēšanas rādītājs, vienības/gadā;

HH_{Un} – neinformētās mājsaimniecības, vienību skaits;

I_{Fr} – informācijas frakcija, kas apraksta ātrumu, ar kādu neinformētas mājsaimniecības tiek informētas par PV un akumulatoru tehnoloģijām.

Attiecīgi mājsaimniecības, kas iegūst informāciju un sāk izvērtēt PV vai akumulatoru uzstādīšanu, pieņem lēmumu uzstādīt vienu no iespējām (PV, akumulatorus vai abas) vai saglabāt pašreizējo tīkla pieslēgumu bez papildu tehnoloģijām. Izejošās plūsmas raksturo informēto mājsaimniecību kopējo skaitu un attiecīgi pieņemto lēmumu. Plūsma “PV uzstādīšanas ātrums” modelī tiek iegūta, reizinot informēto mājsaimniecību skaitu ar investīciju lēmums jeb lēmumu skaitu par labu uzstādīšanai konkrētā risinājumā. Izejošā plūsma “PV un akumulatora uzstādīšanas ātrums” tiek noteikta arī saskaņā ar to pašu principu.

$$\text{InR}_i = \text{HH}_{\text{Inf}} \cdot \text{Di}, \quad (8)$$

kur

InR_i – konkrētā risinājuma uzstādīšanas ātrums, vienības/gadā;

HH_{Inf} – informētās mājsaimniecības, vienību skaits;

Di – investīciju lēmums konkrētā risinājumā.

Modelis ietver arī plūsmu “Akumulatora uzstādīšanas ātrums”, kas apraksta mājsaimniecību skaitu, kas nolemj uzstādīt akumulatoru, kad PV jau ir uzstādīti iepriekš, vai atkārtoti uzstādīt akumulatoru, jo akumulatora darbības laiks ir īsāks nekā PV sistēmas ilgums.

Krājumā “Mājsaimniecības ar PV” aprakstītas tās mājsaimniecības, kas ir uzstādījušas tikai PV paneļus. No otras puses, krājums “Mājsaimniecības ar PV un baterijām” apraksta tās mājsaimniecības, kas ir ne tikai uzstādījušas PV, bet arī pievienojušas akumulatoru. Šādu mājsaimniecību skaits publiski pieejamos datos patlaban nav uzskaitīts un analizēts. Tika pieņemts, ka šis skaitlis ir minimāls, kā sākotnējo vērtību nosakot piecas mājsaimniecības. Abus šos krājumus ietekmē arī aizplūde, kas raksturo tehnoloģijas amortizācijas laiku, ko ietekmē tehnoloģijas vidējais kalpošanas laiks. Tas nozīmē, ka pēc tehnoloģijas tehniskā kalpošanas laika beigām mājsaimniecība atgriežas iepriekšējā krājumā. Bateriju tehniskais kalpošanas laiks ir īsāks nekā PV darbmūžs, tāpēc mājsaimniecības ar PV un akumulatoriem pāriet uz krājumu “Mājsaimniecības ar PV” pēc bateriju tehniskā darbmūža beigām, jo tām joprojām ir strādājoši PV. Pēc tam tās atkal var pieņemt lēmumu par bateriju uzstādīšanu. “Mājsaimniecības ar PV” pēc PV tehniskā darbmūža beigām atgriežas krājumā “Informētas mājsaimniecības” un atkal var pieņemt lēmumu par PV vai PV un bateriju uzstādīšanu. Plūsma “PV ekspluatācijas pārtraukšanas ātrums” nosaka, daļot mājsaimniecību skaitu, kurām ir specifiski tehnoloģiskie risinājumi ar konkrētās tehnoloģijas (PV vai akumulatora) tehnisko kalpošanas laiku (gados). Plūsma “Bateriju ekspluatācijas pārtraukšanas ātrums” arī tiek noteikta pēc identiska principa.

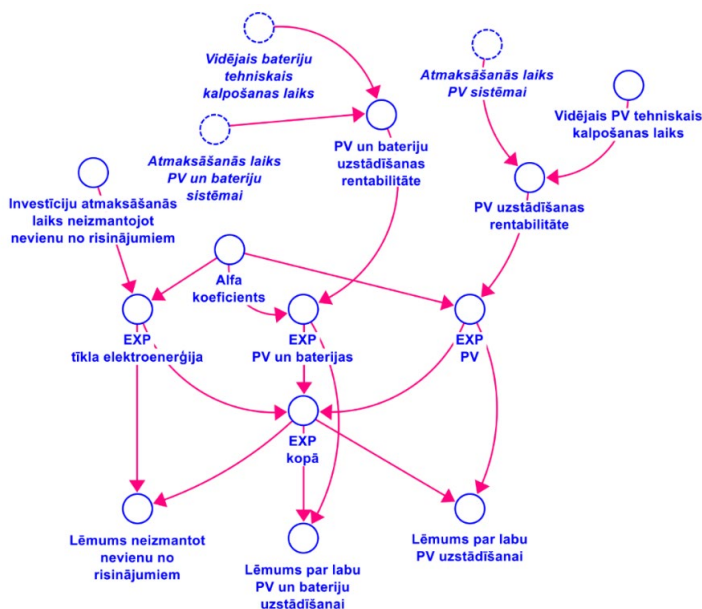
$$\text{DC}_i = \text{HH}_i / \text{LT}_i, \quad (9)$$

kur

DC_i – konkrētās tehnoloģijas (PV vai baterijas) izņemšana no ekspluatācijas, vienības/gadā;

HH_i – mājsaimniecību skaits ar specifisku tehnoloģisko risinājumu, vienības;

LT₁ – konkrētās tehnoloģijas (PV vai akumulatora) tehniskais kalpošanas laiks, gadi.



2.3. att. Lēmumu pieņemšanas apakšmodelis.

Lēmums par PV vai akumulatora sistēmas uzstādīšanu modelī tiek pieņemts, pamatojoties uz katras sistēmas atpelnīšanos. 2.3. attēlā redzama modeļa struktūra, kas atbild par lēmumu pieņemšanu. Lai sistēma būtu pievilcīga, atmaksāšanās laikam jābūt mazākam par konkrētās tehnoloģijas kalpošanas laiku. Pretējā gadījumā izvēli par labu konkrētās tehnoloģijas uzstādīšanai izdarīs tikai tie, kuriem finansiālais aspekts nav izšķirošs. Parasti tā ir ļoti niecīga daļa. Pārējās sabiedrības interese palielinās, ja atmaksāšanās laiks ir īsāks par iekārtas kalpošanas laiku. Jo ātrāks atmaksāšanās laiks, jo lielāka interese izvēlēties konkrēto tehnoloģiju. Lēmums par tehnoloģijas izvēli tiek aprēķināts, izmantojot “logistic” funkciju, kurā tiek salīdzināta visu risinājumu atpelnīšanās, iekļaujot arī situāciju, kad netiek uzstādīts nekas. Vislielākais to lēmumu pieņēmēju īpatsvars, kuri izvēlas risinājumu ar ātrāko atmaksāšanās laiku, un zemākais lēmumu pieņēmēju īpatsvars izvēlas iespēju ar ilgāko atmaksāšanās laiku.

$$D_i = \exp(-\alpha \cdot R_i) / (\exp(-\alpha \cdot R_1) + \exp(-\alpha \cdot R_2) + \exp(-\alpha \cdot R_3)), \quad (10)$$

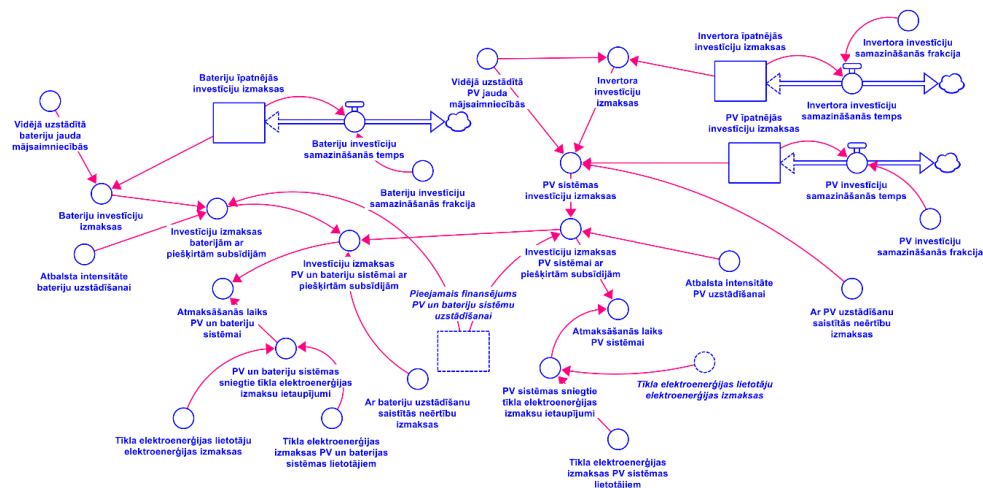
kur

R_i – konkrētās tehnoloģijas atmaksāšanās laiks (gadi);

α – elastības koeficients, kas raksturo lēmumu pieņēmēju lēmumu pieņemšanas raksturu.

Lēmumus par PV un akumulatoru sistēmu uzstādīšanu lielā mērā ietekmē nepieciešamo ieguldījumu apjoms un tehnoloģiju uzstādīšanas atmaksāšanās laiks. Investīciju izmaksas ir atkarīgas no tehnoloģijas uzstādītās jaudas. Arī atmaksāšanās laiku ietekmē piešķirtās

subsīdijas un atbalsta intensitāte. No otras puses, atmaksāšanās laiku ietekmē nepieciešamie ieguldījumi tehnoloģijas uzstādīšanai, kā arī elektroenerģijas izmaksu ietaupījums. Šo ietekmējošo parametru apakšmodelis redzams 2.4. attēlā.



2.4. att. Atmaksāšanās laika aprēķināšanas apakšmodelis.

Atmaksāšanās laiku, ja saules paneļi tiek uzstādīti mājāsaimniecībai, nosaka *PV* paneļu investīciju izmaksas un elektroenerģijas izmaksu ietaupījums, ko attiecīgi nosaka, salīdzinot gada elektroenerģijas izmaksas ar tīkla pieslēgumu un elektroenerģijas izmaksas ar uzstādītajiem saules paneļiem. Elektroenerģijas izmaksas tīkla elektroenerģijas lietotājiem, tīkla elektroenerģijas izmaksas *PV* sistēmai un tīkla elektroenerģijas izmaksas *PV* un akumulatoru sistēmai tika aprēķinātas, izmantojot iepriekš izstrādātu modeli [49]. Šajā pētījumā tika pieņemts, ka elektroenerģijas cena ir nemainīga visā simulācijas periodā, tāpēc tika pieņemts, ka arī tīkla elektroenerģijas izmaksas visām trim sistēmām ir nemainīgas visas simulācijas laikā. Skaidrojums, kāpēc šim pētījumam tika izvēlēta nemainīga elektroenerģijas cena, ir sniegts 2.2.1.3. sadaļā. Sistēmas ar akumulāciju atmaksāšanās laiku ietekmē arī elektroenerģijas izmaksu un investīciju izmaksu ietaupījums, un to nosaka pēc tā paša principa. *PV* atmaksāšanās laiku nosaka saskaņā ar 11. vienādojumu.

$$PT_i = IS_i / Si, \quad (11)$$

kur

PT_i – atmaksāšanās laiks konkrētai sistēmai (*PV* vai *PV* un akumulators), gadi;

IS_i – ieguldījumu izmaksas konkrētai sistēmai (ietver subsīdijas, ja tādas ir piešķirtas), EUR;

Si – ietaupījums, kas panākts, izmantojot specifisku tehnoloģiju, EUR/gadā.

Savukārt investīciju izmaksas ar subsīdijām ir atkarīgas no tehnoloģijas uzstādīšanas investīciju izmaksām, atbalsta intensitātes, kā arī energoefektivitātes paaugstināšanai pieejamā atbalsta apjoma. Šo parametru *PV* sistēmas situācijā aprēķina saskaņā ar 12. vienādojumu. Ja atbalsts energoefektivitātes paaugstināšanai ir pieejams, tad ieguldījumu izmaksas ir atkarīgas no atbalsta intensitātes, pretējā gadījumā tiek ņemtas vērā tehnoloģijas ieguldījumu izmaksas.

Arī akumulatoru sistēmas ieguldījumu izmaksas tiek noteiktas saskaņā ar to pašu principu, tikai šajā gadījumā papildus tiek iekļautas PV sistēmas izmaksas, jo, uzstādot akumulatoru atjaunojamās enerģijas uzglabāšanai, tas rezonē arī ar PV paneļu sistēmu.

$$I_{si} = IF(AF > 0; I_i \cdot (1 - S_i); I_i), \quad (12)$$

kur

AF – pieejamais finansējums PV un akumulatoru uzstādīšanai, EUR;

I_i – kopējās ieguldījumu izmaksas konkrētai sistēmai bez subsīdijām, EUR;

S_i – atbalsta intensitāte konkrētai tehnoloģijai (PV vai akumulatoram).

PV ieguldījumu izmaksas ir atkarīgas no PV sistēmas uzstādītās jaudas, kā arī no invertora ieguldījumu izmaksām, jo tas rada papildu izmaksas nomaiņas gadījumā, salīdzinot kalpošanas laiku. Arī parametru ietekmē specifiskās investīciju izmaksas, ko ietekmē izmaksu samazinājuma temps (atkarīgs no samazinājuma daļas; modelī tiek pieņemts, ka tas ir samazinājums par 0,02 vienībām gadā), jo paredzams, ka šo tehnoloģiju izmaksas laika gaitā samazināsies.

$$IPV = CPV \cdot SpI_{PV} + I_{Inv}, \quad (13)$$

kur

IPV – PV investīciju izmaksas, EUR;

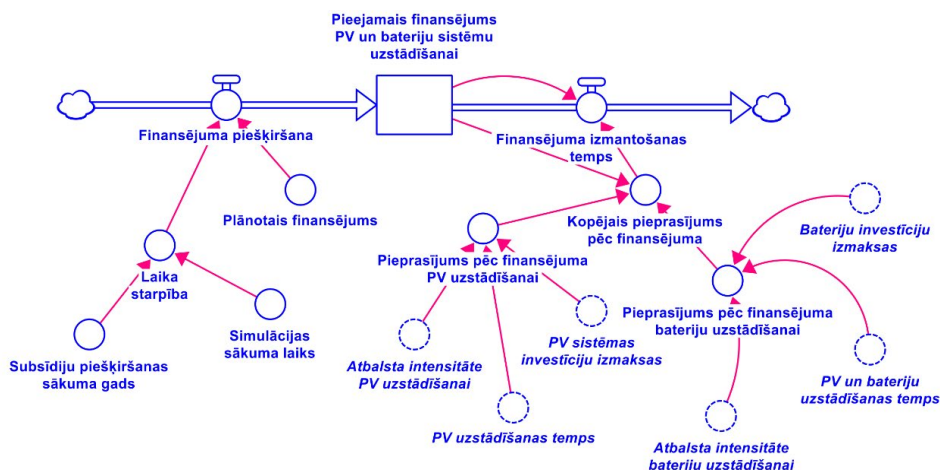
CPV – uzstādītā PV jauda mājsaimniecībai, kW;

SpI_{PV} – PV specifiskās investīciju izmaksas, EUR/kW;

I_{Inv} – invertora investīciju izmaksas, EUR.

Arī atmaksāšanās laika parametrs ietaupījumu noteikšanai, salīdzinot tikai PV sistēmas un PV akumulatora sistēmas priekšrocības, tiek izveidots saskaņā ar to pašu struktūru un aprēķinu vienādojumiem.

Iepriekš minētais krājums “Pieejamais finansējums PV un akumulatoru uzstādīšanai” nāk no apakšmodeļa ar saistītām plūsmām un parametriem, kas redzami 2.5. attēlā.



2.5. att. Atbalsta politikas shēmas apakšmodelis

Krājumā pieejamo atbalsta apjomu ietekmē arī ienākošās finansējuma plūsmas piešķirums, kas raksturo plānoto papildu finansējumu. Pēc Ekonomikas ministrijas datiem, atbalsts tiek plānots 20 miljonu EUR apmērā, tomēr atsevišķs finansējums pieejams arī no Klimata un enerģētikas ministrijas un Vides aizsardzības un reģionālās attīstības ministrijas [50]. Savukārt krājumā esošo summu samazina izejošā plūsmas “Fondu izlietojuma koeficients”, kas raksturo īstenoto energoefektivitātes projektu ietvaros piešķirto atbalstu. Ņemot vērā to, ka sistēmdinamikas modelis apraksta prognozējošo situāciju un modelis neietver visus iespējamus izņēmuma gadījumus, kā arī parametri ir balstīti pieņēmumos, izejošo plūsmu un tās ietekmējošos parametrus nosaka saskaņā ar šādiem vienādojumiem: izejošo plūsmu nosaka pēc 14. formulas. Ja noteiktā laikā pieprasītais atbalsts ir lielāks par pieejamo atbalstu, tas tiek iekļauts modelī un atbalsts tiek pārtraukts.

$$FU = IF(FR > AF; AF / DT; FR), \quad (14)$$

kur

FU – finansējuma izlietojuma koeficients, EUR/gadā;

FR – mājsaimniecību pieprasītais finansējums *PV* un akumulatoru uzstādīšanai, EUR/gadā;

DT – simulācijas delta laiks, gadi.

No otras puses, parametrs “Kopējie pieprasītie līdzekļi” ir atkarīgs no pieprasītā atbalsta *PV* sistēmas uzstādīšanai, ko ietekmē atbalsta intensitāte, uzstādīšanas un ieguldījumu izmaksu apjoms, kā arī pieprasītais atbalsts uzglabāšanas sistēmas uzstādīšanai, kas ir atkarīgs no akumulatora ieguldījumu izmaksām, sistēmas uzstādīšana un atbalsts intensitātes apjomam, kā arī kopējam pieejamajam atbalstam. Pieprasīto līdzekļu kopsummas parametru nosaka saskaņā ar 15. vienādojumu.

$$FR = IF(AF > 0; (FR_{PV} + FR_B) / DT; 0), \quad (15)$$

kur

FR_{PV} – pieprasītie līdzekļi *PV* uzstādīšanai, EUR/gadā;

FR_B – pieprasītie līdzekļi akumulatoru uzstādīšanai, EUR/gadā.

Ievades dati un pieņēmumi

Šajā apakšnodaļā aprakstīti būtiskākie ievades dati un pieņēmumi, kas izmantoti SD modelī. Attiecīgie dati par tehnoloģijām tiek ņemti no tehnoloģiju katalogiem. Informācija par tehnoloģiju vidējām jaudām tiek ņemta no statistikas un zinātniskās literatūras. Informācija par mājsaimniecībām tiek ņemta no statistikas datubāzēm. Būtiskākā informācija, kas izmantota sistēmas dinamikas modelī, apkopota 2.3. tabulā. Šie dati atspoguļo pašreizējo sistēmas situāciju un tiek izmantoti kā sākotnējās vērtības scenāriju modelēšanas modelī.

Modeļa ievades parametri

Parametrs	Vērtība	Vienība	Atsauce
PV ieguldījumu izmaksas (ar uzstādīšanu)	1100	EUR/kW	[51]
Invertora ieguldījumu izmaksas	100	EUR/kW	[51]
Akumulatora investīciju izmaksas	800	EUR/kWh	[52]
Vidējā uzstādītā māsaimniecības PV jauda	8	KWp	[53]
Vidējā uzstādītā sadzīves akumulatora ietilpība	5	Kwh	[54]
Vidējais PV tehniskais kalpošanas laiks	35	Gadi	[51]
Vidējais akumulatora tehniskais kalpošanas laiks	20	Gadi	[51]
Vienģimenes māsaimniecību skaits	198 541	skaitlis	[55]
Māsaimniecību skaits ar PV	11 764	skaitlis	[53]

Vēsturiskie elektroenerģijas momenta cenu dati tika ņemti no *NordPool* datubāzes par 2013.–2022. gadu, lai novērtētu elektroenerģijas tūlītējās cenas izmaiņas un izņemtu par labāko vērtību, ko izmantot akumulatoru difūzijas prognožu simulācijai. Tika salīdzinātas gada vidējās vērtības. Vēsturiskie dati liecina (2.4. tab.), ka no 2013. līdz 2020. gadam ir vērojamas elektroenerģijas cenu svārstības, tomēr cena saglabājas 34 EUR līdz 50 EUR par megavattstundu. Svārstības galvenokārt saistītas ar izmaiņām hidroresursu pieejamībā un dabasgāzes cenu izmaiņām, jo tie ir bijuši galvenie elektroenerģijas ražošanas resursi Latvijā. Tas ir atkarīgs arī no importētās elektroenerģijas cenas. 2021. un 2022. gads sistēmai nāca ar vairākiem satricinājumiem. Zemāks ūdens līmenis hidrokrātuvēs un zemāka vēja enerģijas ražošana Ziemeļvalstu un Baltijas reģionā lika pāriet uz dārgākiem elektroenerģijas ražošanas risinājumiem. Dabasgāzes un ogļu pieprasījuma pieaugums palielināja resursu cenu, kas atspoguļojas elektroenerģijas cenā. Ukrainas un Krievijas konfliktam bija liela nozīme arī elektroenerģijas cenu pieaugumā, jo Krievijai tika piemērotas sankcijas. Ņemot vērā to, ka Latvija vēsturiski lielāko daļu dabasgāzes importēja no Krievijas, dabasgāzes cenu kāpums pēc Ukrainas un Krievijas konflikta postoši ietekmēja enerģētikas nozari, un gada vidējā elektroenerģijas cena sasniedza vēl nebijušu līmeni – 227 EUR par megavattstundu. Ziemeļvalstu un Baltijas valstu reģions pērn ir sadarbojies, lai mazinātu atkarību no Krievijas energoresursiem, tāpēc dabasgāzes un elektroenerģijas cena ir būtiski kritusies, tomēr kopējā elektroenerģijas cena joprojām ir augstāka nekā no 2013. līdz 2020. gadam. Grūti prognozēt, kāda būs elektroenerģijas cena nākotnē un cik daudz laika būs nepieciešams, lai energosistēma

pielāgotos jaunajai realitātei, tomēr autors uzskata, ka, ņemot vērā daudzus vēja un saules enerģijas projektus jau būvniecības stadijā un vēl daudzus citus plānošanas posmā, apvienojumā ar dabasgāzes importētāju diversifikāciju reģionā, elektrības cenas nākotnē samazināsies. Pētījuma vajadzībām tiek pieņemts, ka elektroenerģijas bāzes cena ilgtermiņā būs 2013.–2020. gada līmenī, nevis 2021. vai 2022. gada līmenī.

2.4. tabula

NordPool gada vidējā elektroenerģijas cena Latvijā

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Vidējā elektroenerģijas cena, eur/MWh	48,40	50,12	41,85	36,10	34,68	49,90	46,28	34,07	88,77	226,92

Nav informācijas par to, cik daudz mājsaimniecību līdz šim ir uzstādījušas akumulatoru sistēmas, tāpēc tiek pieņemts, ka tās ir piecas un vidējā elektroenerģijas cena būs nemainīga visā simulācijas laikā. Pašreizējā pētījuma mērķis ir pārbaudīt modeļa struktūru, nevis prognozēt elektroenerģijas cenu izmaiņas, tāpēc cena tika noteikta kā nemainīga. Attiecībā uz subsīdijām tika pieņemts, ka visiem subsīdiju scenārijiem simulācijas sākumā tiks piešķirti 20 miljoni EUR (pamatojoties uz valsts plāniem) un ik pēc pieciem gadiem tiks piešķirtas jaunas finanses 20 miljonu EUR līmenī [50].

Modeļa validācija

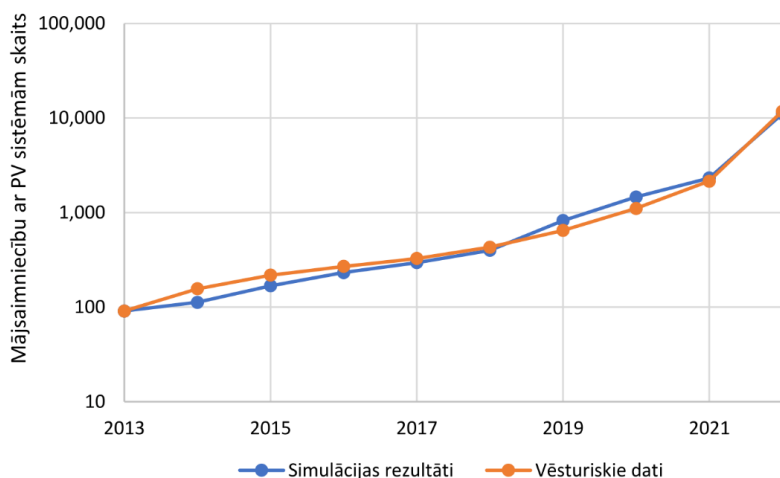
Lai veidotu pārlicību par modeli, ir jāveic vairāki modeļa validācijas testi. Neviens modelis precīzi neatbilst reālajam modelējamajam objektam vai sistēmai, tāpēc absolūti uzticamu modeļu nav. Modeļi tiek uzskatīti par uzticamiem un derīgiem, ja tos var izmantot ar pārlicību, taču vispirms ir skaidri jādefinē modeļa mērķis [57].

Sistēmdinamikas modeļa pārbaudes vai apstiprināšanas mērķis ir noteikt modeļa struktūras derīgumu. Tiek novērtēta arī modeļa reālās uzvedības reproducēšanas precizitāte, taču tas ir jāpildina tikai tad, ja jau ir pietiekama pārlicība par modeļa struktūru. Tādējādi vispārējā loģiskā validācijas secība ir vispirms pārbaudīt struktūras derīgumu un pēc tam, kad modeļa struktūra tiek uzverta kā adekvāta, sākt pārbaudīt uzvedības precizitāti [58]. Šī secība tika izmantota arī šajā pētījumā. Ir vairāki dažādi struktūras un uzvedības testi, piemēram, modeļa struktūras verifikācijas tests, parametru verifikācijas tests, izmēru konsekvences tests, robežu atbilstības tests, ekstremālo apstākļu tests, uzvedības reproducēšanas tests, uzvedības anomāliju tests u.c.

Struktūras un parametru pārbaude tika veikta, konsultējoties ar enerģētikas ekspertiem un analizējot zinātnisko literatūru, lai pārlicinātos, ka izveidotā modeļa struktūra atbilst vispārpieņemtiem principiem un ka visiem parametriem reālajā sistēmā ir atbilstošs elements. SD sakņojas inženierzinātņu teorijā, tāpēc SD modeļiem ir jānodrošina izmēru konsekvence.

Dimensiju konsekvenču tests sniedza modeļa vienādojumos izmantoto parametru izmēru analīzi. Šis tests ļāva pārliecināties, ka nevienā no vienādojumiem nav iekļuvusi nejauša kļūda. Tika veikts ekstremālu apstākļu tests, lai pārliecinātos, ka modelis darbosies atbilstošā veidā pat tad, ja vērtības būs ārpus kopējā diapazona. Ir svarīgi, lai modelis darbotos pareizi pie dažāda veida satricinājumiem.

Tika veikti arī uzvedības validācijas testi, lai novērtētu, vai modelis var attēlot reālās dzīves sistēmas uzvedību. Lai novērtētu pietiekamību, modeļa rezultāti tika salīdzināti ar vēsturiskajiem datiem par PV integrāciju Latvijas mājāsaimniecībās. Šim testam modelī tika izmantoti vēsturiskie ievades dati par tehnoloģiju izmaksām, elektroenerģijas cenām, attiecīgo vēsturisko politiku un citiem parametriem. Modelis tika simulēts no 2013. līdz 2022. gadam. Kā redzams 2.6. attēlā, modelis ļoti labi raksturo PV integrācijas vēsturisko attīstību. Lai gan simulētie rezultāti precīzi neatbilst vēsturiskajai attīstībai, kopējā tendence ir ļoti līdzīga, un tas vairo uzticību modelim.



2.6. att. Modeļa validācija ar vēsturiskajiem datiem PV uzstādīšanai.

Akumulatoru ieviešanas vēsturisko attīstības tendenci nevar salīdzināt, jo līdz šim akumulatoru uzstādīšana mājāsaimniecībās Latvijā tikpat kā nav notikusi. Pamatojoties uz vēsturiskajām akumulatoru cenām, tehnoloģiju parametriem un elektroenerģijas cenām, modeļa rezultāti parādīja, ka laika posmā no 2013. līdz 2022. gadam praktiski netika uzstādītas akumulatoru sistēmas, jo lielākoties atmaksāšanās laiks bija daudz lielāks nekā akumulatora kalpošanas laiks. Tas arī izskaidro, kāpēc šajā periodā Latvijā gandrīz nebija uzstādītas bateriju sistēmas.

Scenāriju definēšana

Šajā apakšnodaļā analizēti pētījumā izmantotie scenāriji, aprakstot, kāds politikas pasākums tika izvēlēts testēšanai un kādi jutīguma parametri tika izvēlēti.

Pētījuma galvenais mērķis bija izveidot un validēt sistēmas dinamikas modeli, kas ļauj prognozēt PV un akumulatoru sistēmu ieviešanu nākotnē. Lai pārbaudītu apstiprināto modeli, tas tika papildināts ar vienu politikas pasākumu – subsīdijām. Pētījuma galvenais mērķis bija izveidot un apstiprināt SD modeļa pamatstruktūru, nevis analizēt un novērtēt optimālo veidu, kā veicināt akumulatoru uzglabāšanas difūziju mājsaimniecību sektorā, tāpēc tika pārbaudīts tikai viens politikas pasākums. Nākotnē pētniecības modeli var papildināt ar papildu politikas instrumentiem, lai pārbaudītu to ietekmi uz akumulatoru sistēmu integrāciju mājsaimniecībās. Šajā pētījumā tika izstrādāti četri atsevišķi scenāriji. Pamatscenārijs raksturo sistēmu, kurā netiek īstenotas nekādas papildu rīcībpolitikas, izņemot tās, kas jau pastāv pašreizējā energosistēmā. Tas galvenokārt ir saistīts ar neto uzskaiti mājsaimniecībām, kas ir uzstādījušas PV sistēmas. Tas būtībā nozīmē, ka sadales tīkls darbojas kā krātuve. Priekšrocība ir zemāka elektroenerģijas cena, atgūstot saules enerģijas pārpalikumu. Kad uzkrātais saules enerģijas pārpalikums tiek izņemts atpakaļ no tīkla, pilna elektroenerģijas tarifa vietā jāmaksā tikai sadales sistēmas operatora tarifs. Tas tiek ņemts vērā, aprēķinot katras sistēmas izmaksas (tikai tīkla elektroenerģija, PV, akumulators, PV un akumulators).

Ir trīs atsevišķi subsīdiju scenāriji (2.5. tab.). Katrs no tiem ietver jau esošo politiku, kas minēta iepriekš, un papildus nodrošina subsīdijas konkrētu tehnoloģiju ieviešanai. Galvenā atšķirība starp scenārijiem ir tehnoloģija, kas saņem subsīdijas, un pieejamā finansiālā atbalsta apjoms. Scenārijiem, kuros subsīdijas saņem tikai viena tehnoloģija, finansējuma apjoms ir 20 miljoni EUR ik pēc pieciem gadiem, savukārt, kad abas tehnoloģijas saņem subsīdijas, 20 miljoni EUR tiek piešķirti atsevišķi katrai tehnoloģijas ieviešanai.

2.5. tabula

Scenārija apraksts. Tehnoloģija, kas saņem subsīdijas

Scenārijs	PV	Akumulatori	Finansējums, M EUR	Atbalsta intensitāte, %
1. scenārijs			0	0
2. scenārijs	X		20	50
3. scenārijs		X	20	50
4. scenārijs	X	X	2 × 20	50

Jutīguma analīze

Lai pārbaudītu modeļa jutīgumu pret dažādu parametru izmaiņām, tika veikta jutīguma analīze. Elektroenerģijas tarifs, akumulatora tehniskais kalpošanas laiks, akumulatora sākotnējās investīcijas un akumulatora investīciju samazinājuma daļa tika izvēlēti kā četri parametri, kas visvairāk ietekmē modeļa rezultātus. 2.6 tabulā parādīti intervāli, kas pārbaudīti jutīguma analīzē. Jutīguma analīzes rezultāti tiek parādīti rezultātu sadaļā. Jutīguma analīze tika veikta katram parametram atsevišķi. Parametriem, kas apkopoti 2.6. tabulā, tika pārbaudīts konkrētais intervāls, citiem parametriem tika izmantotas 2.3. tabulā norādītās vērtības.

Jutīguma analīzes parametri

Parametrs	Mērvienība	Zemākā vērtība	Lielākā vērtība
Elektroenerģijas tarifs	EUR/MWh	30	150
Akumulatora tehniskais kalpošanas laiks	Gadi	10	30
Akumulatora sākotnējie ieguldījumi	EUR/kWh	600	1000
Akumulatora investīciju samazināšanas frakcija	%/gadā	0,5	3

Sistēmdinamikas modeļa simulācija hibrīdai energosistēmai mājāsaimniecībā

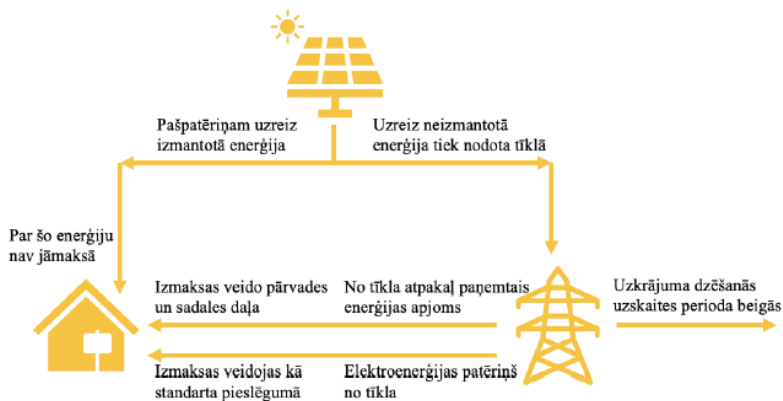
Izpētes modeļa struktūra

Mājāsaimniecību elektroenerģijas patēriņš ir dinamiska problēma. Tāpēc, lai novērtētu enerģijas uzkrāšanas sistēmu uzstādīšanas rentabilitāti privātajās mājāsaimniecībās Latvijā, tika izmantota SD modelēšanas metode. SD ir daudzpusīgs instruments, kas ļauj izpētīt cēloņsakarības starp faktoriem, kas ir savstarpēji saistīti sarežģītās tehnoloģiskās un sociālekonomiskās sistēmās, un atklāt to pamatā esošās struktūras [59]. SD modelēšana ir datorizēta simulācijas metode, kas piemērota, lai analizētu sistēmas izmaiņas laika gaitā, piemēram, dinamiskās tendences [60].

SD metode ir balstīta sistēmdinamikas teorijā, kas ietver attiecību izpēti starp sistēmas uzvedību un tās pamatā esošo struktūru. Sistēmas dinamika balstās trīs galvenajos jēdzienos, krājumos, plūsmās un atgriezeniskās saites cilpās, kā arī precīzi definētās sistēmas robežās un cēloņsakarībās. Atbilstoši izmantojot šos jēdzienus, ir iespējams iegūt paskaidrojošus rezultātus [61]. Kā iepriekšējā apakšnodaļā autors minēja, kopumā sistēmdinamikas modeļa izstrādes process ietver vairākus secīgus soļus. Šie soļi savukārt ietver problēmas formulēšanu, kas ir dinamisku hipotēžu identificēšana, kas izskaidro problēmas cēloņus, modeļa formulēšanu un simulāciju, kas nozīmē modeļa testēšanu, lai novērtētu tās atbilstību reālajai situācijai, kā arī politikas formulēšanu un secinājumu izdarīšanu [62], [63].

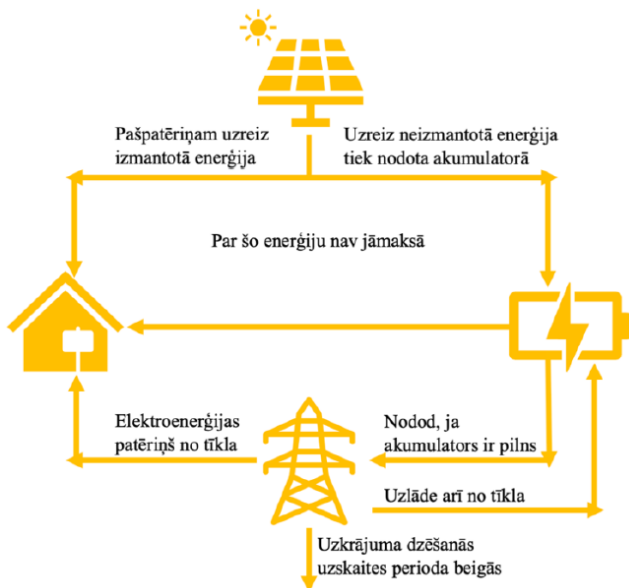
Šajā pētījumā tika izstrādāts ikstundas patēriņa modelis, lai analizētu elektroenerģijas izmaksas: (1) standarta tīklam pieslēgtai sistēmai; (2) saules paneļu sistēmai ar neto uzskaiti; (3) tīklam pieslēgtai sistēmai ar uzstādītu akumulatoru; (4) tīklam pieslēgtai sistēmai ar kombinētu PV un akumulatora uzglabāšanas sistēmu. Modelēšana tika veikta, izmantojot *Stella Architect* programmatūru.

Modeļa mērķis ir noteikt bateriju uzglabāšanas sistēmas uzstādīšanas rentabilitāti, ņemot vērā mājāsaimniecības kopējo elektroenerģijas patēriņa profilu. 2.7. attēlā redzams primārais algoritms sadzīves saules paneļu (PV) sistēmai ar neto uzskaiti, savukārt 2.8. attēlā izskaidrots gadījums ar papildu akumulatoru, kas savienots ar saules paneļu sistēmu.



2.7. att. *PV* sistēmas algoritms ar neto uzskaiti mājsaimniecībai.

Neto uzskaites sistēmā, kad saules paneļi rada vairāk enerģijas, nekā sadzīves tehnika var nekavējoties patērēt jebkurā brīdī, elektroenerģijas pārpalikums tiek automātiski ievadīts koplietošanas tīklā. Tīklā ievadītās elektroenerģijas daudzumu var kreditēt un izmantot, lai kompensētu patēriņu vēlāk atskaites gada laikā. Tomēr neto uzskaites pārskata perioda beigās uzkrātais elektroenerģijas pārpalikums tiek atiestatīts, sākot jaunu uzskaites bilanci. Ja kādā konkrētā brīdī saules paneļu sistēmas saražotās un tīklā uzkrātās enerģijas kopējais daudzums nav pietiekams, lai apmierinātu mājsaimniecības pieprasījumu, elektroenerģija tiek patērēta no tīkla tā, it kā nebūtu uzstādīti *PV* paneļi.



2.8. att. Sistēmas algoritms ar *PV* paneļiem un akumulatora enerģijas uzkrāšanu.

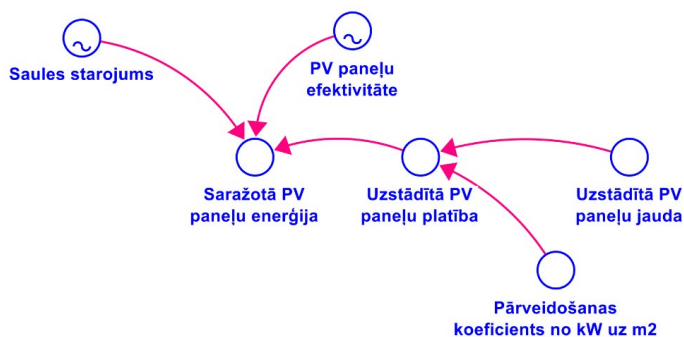
Pievienojot akumulatoru saražotās enerģijas uzkrāšanai iepriekšminētajai sistēmai, ir iespējams nodrošināt lielāku neatkarību no tīkla savienojuma, kā arī gūt ekonomisku labumu, efektīvi izmantojot akumulatora iespējas. Šajā sistēmā, kad tiek saražots vairāk enerģijas, nekā mājsaimniecība var patērēt jebkurā brīdī, elektroenerģijas pārpalikums galvenokārt tiek uzkrāts akumulatorā, kas sistēmā notiek automātiski. Šajā gadījumā elektroenerģijas iegāde no tīkla ir nepieciešama tikai brīžos, kad no *PV* sistēmas ir nepietiekama enerģijas ražošana un nepietiekama akumulatora padeve, lai segtu slodzi. Modelis ietver arī to, ka akumulatora rentablākai izmantošanai to var uzlādēt no tīkla laikā, kad tas ir ekonomiski pamatoti.

Modeļa komponenti un parametri

Galvenie faktori, kas ietekmē elektroenerģijas izmaksas un mājsaimniecību patēriņa profilus dažādām sistēmām, SD modelī tiek attēloti kā dažādi elementi – krājumi, plūsmas un atgriezeniskās saites cilpas. Šo elementu vērtības tiek definētas, izmantojot matemātiskus vienādojumus un konstantes. Dinamiskās sistēmas ikstundas modelī tiek pieņemts, ka mājsaimniecību patēriņa profils ir balstīts ievades datos, kas iegūti no 2021. gadā izstrādātā SD modeļa, lai pētītu agregatoru potenciālu samazināt atjaunojamās enerģijas pārpalikumu Latvijā [63]. Modelis paredz ikstundas elektroenerģijas cenas, pamatojoties uz 2021. gada vēsturiskajiem rādītājiem *NordPool* elektroenerģijas tirgū [40], uzskatot, ka tās norāda elektroenerģijas cenu tendences nākamajā desmitgadē. Lai gan elektroenerģijas un gāzes cenas patlaban ir kritušās, salīdzinot ar 2022. gadu, šie pieņēmumi vienmēr ir būtiski, jo gaidāmas izmaiņas sadales sistēmas pakalpojumu tarifiņos – inflācijas dēļ palielināsies tarifu maksa klientiem, palielināsies arī pārvades tarifs, kā arī jāņem vērā ģeopolitiskie apstākļi un ilgtermiņa nākotnes prognozes. Turklāt, lai noteiktu modeļa rezultātu jutīgumu no ievades datiem, izstrādes process ietver salīdzinājumu ar 2019. un 2022. gada ikstundas elektroenerģijas cenu datiem.

Modelī tiek izveidotas atsevišķas SD struktūras visiem analizētajiem mājsaimniecības elektroenerģijas sistēmas variantiem: (1) standarta tīklam pieslēgtai sistēmai; (2) *PV* sistēmai ar neto uzskaiti; (3) tīklam pieslēgtai sistēmai ar integrētu akumulatora enerģijas uzkrāšanu; (4) tīklam pieslēgtai sistēmai ar *PV* un integrētu akumulatora enerģijas uzkrāšanu. Šie varianti ir balstīti līdzīgās pamatstruktūrās, tāpēc metodoloģijas apakšnodaļā detalizēti aplūkota tikai ceturttā sistēma (kā visaptverošākā, kurā aplūktas visas iespējamās apakšsistēmas).

Saražotās *PV* elektroenerģijas ikstundas apjoms, balstoties Latvijas klimatiskajos apstākļos, tiek noteikts apakšmodelī – *PV* uzstādītā jauda un ražošana (2.9. att.). Saules elektroenerģijas ražošanas jauda ir balstīta vidējos saules starojuma datos [64] un pieņēmumos par saules paneļu vidējo efektivitāti [51]. Šie dati tiek iegūti no 2021. gadā izstrādātā sistēmdinamikas modeļa [63]. Uzstādītā saules paneļu jauda tiek aprēķināta, ņemot vērā mājsaimniecības gada elektroenerģijas patēriņu, kas tiek pieņemts kā 7800 kWh/gadā. Tiek pieņemts arī, ka *PV* paneļi ir uzstādīti uz jumta ar 45° slīpumu mājas dienvidu pusē. Tāpēc modelī iekļautā aprēķinātā *PV* jauda ir 8 kW [65].



2.9. att. *PV* uzstādītās jaudas un ražošanas apakšmodelis.

Transformācijas koeficients no kW līdz m^2 noteikts – $0,75 \text{ kW}/m^2$; tādējādi *PV* laukums tiek aprēķināts saskaņā ar 16. vienādojumu.

$$S_{PV} = \frac{C_{PV}}{Coef_{transf.}}, \quad (16)$$

kur

S_{PV} – uzstādītais fotoelementu laukums *PV* sistēmai, m^2 ;

C_{PV} – uzstādītā fotoelementu jauda *PV* sistēmai, kW;

$Coef_{transf.}$ – transformācijas koeficients no kW līdz m^2 , kW/m^2 .

Saules paneļu sistēmas ražošanas apjomu nosaka 17. formula.

$$V_{PV} = SR \cdot E_{PV} \cdot S_{PV}, \quad (17)$$

kur

V_{PV} – fotoelementu ražošanas apjoms (mezgla fotoelementu ražošana – 4. att.), kW;

SR – saules starojums, W/m^2 ;

E_{PV} – *PV* lietderības koeficients, %;

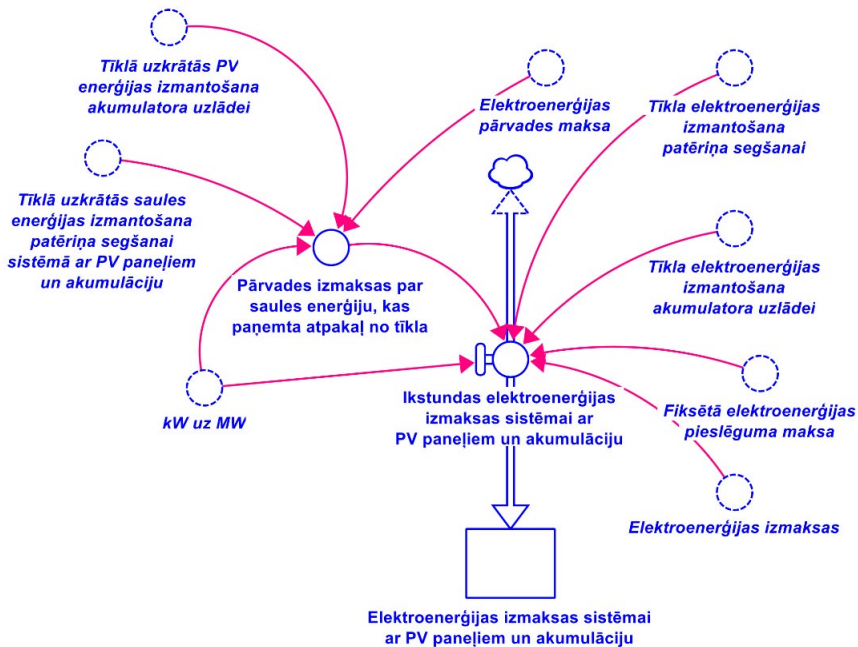
S_{PV} – Ī sistēmai nepieciešamais *PV* laukums, m^2 .

Lai noteiktu elektroenerģijas izmaksas, kas radušās konkrētajā mājāsaimniecības profilā, elektroenerģijai, kas iepirkta, izmantojot tīkla pieslēgumu, tiek izmantots *NordPool* ikstundas cenas tarifs 2021. gadam. Tiek ņemta vērā arī fiksētā elektroenerģijas pieslēguma maksa, kas saskaņā ar sadales operatora datiem ir $3,87 \text{ EUR}/mēnesī$ attiecīgajam mājāsaimniecības profilam [66]. Modelis ietver arī elektroenerģijas pārdošanas maksu ($2,68 \text{ EUR}/\text{MWh}$), elektroenerģijas pārvades maksu ($40,76 \text{ EUR}/\text{MWh}$) un PVN elektroenerģijai (21%). Šīs vērtības tiek pieņemtas, balstoties ekvivalento mājāsaimniecību profilu izmaksās Latvijā konkrētajā periodā saskaņā ar tādu elektroenerģijas komersantu kā *Elektrum*, *Enefit* u. c. tirgus piedāvājumiem [67].

Akumulatora izmērs ir būtisks sistēmas parametrs. Kā uzsver *Zhang Z.* u. c. [33], pārāk bieža izlāde zemā līmenī vai, gluži pretēji, pārāk reta pilna uzlāde abos gadījumos izraisa sistēmas kalpošanas laika saīsināšanos. Akumulatora ietilpības noteikšanai tiek veikta papildu modeļa optimizācija. Izvērtējot uzstādīto *PV* paneļu daudzumu un jaudu pēc iegūtajiem

optimizācijas rezultātiem, tiek secināts, ka konkrētajai mājsaimniecībai optimāli ir uzstādīt akumulatoru ar 5 kWh elektroenerģijas jaudu, lai segtu nakts slodzi. Tiek ņemts vērā arī tīklā nodotais elektroenerģijas daudzums dienā. Pamatojoties uz autora izstrādātajiem iepriekšējiem pētījumiem [68], kuros tika salīdzinātas dažādas uzkrāšanas alternatīvas, modelis ietver litija jonu akumulatoru kā labāko risinājumu elektroenerģijas uzglabāšanai mājsaimniecībās. Modelī ir iekļauti vairāki akumulatoru tehnoloģiskie parametri, piemēram, uzlādes/izlādes efektivitāte, vidējais kalpošanas laiks un enerģijas uzglabāšanas ilgums. Papildu apsvērumi, kas tiek pievienoti modelim, ietver nosacījumus akumulatora uzlādei no tīkla, pamatojoties uz saules enerģijas pietiekamību, kā arī saules enerģijas ikdienas pārpalikuma uzskaiti, ko ietekmē gan ikstundas pārpalikums, gan mājsaimniecības patēriņa profils. Lai palielinātu akumulatora pievienošanas sistēmai pievienoto vērtību, akumulatora papildu uzlāde no tīkla tiek īstenota, pamatojoties uz zemāko elektroenerģijas tarifu par MWh *NordPool* tirgū. Pievienojot akumulatoru, ir jārēķinās ar papildu ieguldījumiem uzstādīšanai un nomaiņai. Tomēr šajā ikstundas modelī šīs izmaksas netiek ņemtas vērā, jo kopējās no tīkla ņemtās enerģijas izmaksas katrā gadījumā tiek salīdzinātas visa gada garumā.

SD modeļa struktūrā mājsaimniecības saules paneļu un litija jonu akumulatoru sistēmas kopējās elektroenerģijas izmaksas ir aprakstītas krājumā “Elektroenerģijas izmaksas ar saules paneļiem un akumulatoru” (2.10. att.). Šīs izmaksas ietekmē ienākošā plūsma, t. i., ikstundas izmaksas par elektroenerģiju ar fotoelementu un akumulatoru, kas ir atkarīgas no elektroenerģijas tarifa, fiksētās elektroenerģijas pieslēguma maksas, saules enerģijas, kas tiek paņemta atpakaļ no tīkla, piegādes (pārvides) izmaksām un elektroenerģijas daudzuma, kas izmantots no tīkla, lai uzlādētu akumulatoru un segtu patēriņu.



2.10. att. Elektroenerģijas izmaksu apakšmodelis sistēmai ar saules paneļiem un akumulatoru.

Ikstundas elektroenerģijas izmaksas sistēmai ar *PV* un akumulatoru nosaka 18. formulu.

$$EC_h = C_{connect.} + (EA_{cons.} + EA_{accum.}) \cdot \frac{C_{electr.}}{C_{coeftransf.}} + C_{deliv.}, \quad (18)$$

kur

EC_h – ikstundas izmaksas par elektrību ar *PV* un akumulatoru, EUR/h;

$C_{connect.}$ – fiksēta elektroenerģijas pieslēguma maksa, EUR/h;

$EA_{cons.}$ – tīkla elektroenerģijas izmantošana, lai segtu patēriņu, kW;

$EA_{accum.}$ – izmantojot elektroenerģiju no tīkla, lai uzlādētu akumulatoru, kW;

$C_{electr.}$ – elektroenerģijas tarifs, EUR/MWh;

$C_{coeftransf.}$ – transformācijas koeficients no kW uz MW, kW/MW;

$C_{deliv.}$ – no tīkla atgūtās saules enerģijas piegādes izmaksas, EUR/h.

Elektroenerģijas daudzumu, ko izmanto no tīkla, lai segtu akumulatora uzlādi par izdevīgākām cenām, nosaka 19. vienādojums. Kā minēts iepriekš, akumulators tiek uzlādēts no tīkla, ja piecu stundu laikā netiek izpildīts zemākās cenas nosacījums, ņemot vērā arī pieejamo akumulatora uzlādes jaudu, un uzkrātā saules enerģija ir pietiekama, lai veiktu akumulatora uzlādi.

$$EA_{accum.} = IF (N_{lowest\ price} = 0) THEN 0 ELSE (J_{network} \cdot N_{PV}), \quad (19)$$

kur

$EA_{accum.}$ – izmantojot elektroenerģiju no tīkla, lai uzlādētu akumulatoru, kW;

$N_{lowest\ price}$ – zemākās cenas nosacījums akumulatora uzlādei no tīkla;

$J_{network}$ – pieejamā akumulatora uzlādes jauda, izmantojot elektroenerģiju, kas ņemta no tīkla uzlādei, kW;

N_{PV} – PV enerģijas pietiekamības nosacījums akumulatora uzlādēšanai no tīkla.

Tīkla elektroenerģijas izmantošanu, lai segtu patēriņu modelī, nosaka saskaņā ar 20. formulu. To ietekmē mājsaimniecības patēriņa profils, t. i., ja slodze ir lielāka par saules paneļu pašlaik saražoto enerģijas daudzumu, kā arī akumulatorā uzkrāto enerģiju, un tīkls ir iztērēts, tad elektroenerģija tiek pirktā tieši no tīkla, radot papildu izmaksas par patērēto elektroenerģiju.

$$EA_{cons.} = IF P_p\ household > A_{PV+accum.} THEN P_p\ household - A_{PV+accum.} - U_{accum.} - U_{network} ELSE 0, \quad (20)$$

kur

$EA_{cons.}$ – tīkla elektroenerģijas izmantošana, lai segtu patēriņu, kW;

$P_p\ household$ – mājsaimniecības patēriņa profils, kW;

$A_{PV+accum.}$ – *PV* saražotās elektroenerģijas apjoms sistēmai ar *PV* un akumulatoru, kW;

$U_{accum.}$ – izmantojot akumulatorā uzkrāto enerģiju, lai segtu patēriņu, kW;

$U_{network}$ – no tīkla patērētās uzkrātās saules enerģijas daudzums, kW.

No tīkla (no uzkrāšanas) atgūtās saules enerģijas piegādes izmaksas ietekmē atgūtais elektroenerģijas daudzums mājsaimniecības tūlītējam patēriņam, uzkrātās elektroenerģijas daudzums, kas izmantots akumulatora uzlādēšanai, un elektroenerģijas pārvades maksa (kā

minēts iepriekš, 40,76 EUR/MWh [67]). Kopējās piegādes izmaksas par uzkrātās saules enerģijas izņemšanu no tīkla modelī redzamas 21. vienādojumā.

$$C_{deliv.} = (U_{network} + EA_{PV accum.}) \cdot \frac{C_{transm.}}{Coef_{transf.}}, \quad (21)$$

kur

$C_{deliv.}$ – piegāde (no tīkla atgūtās saules enerģijas pārvades izmaksas, EUR/h);

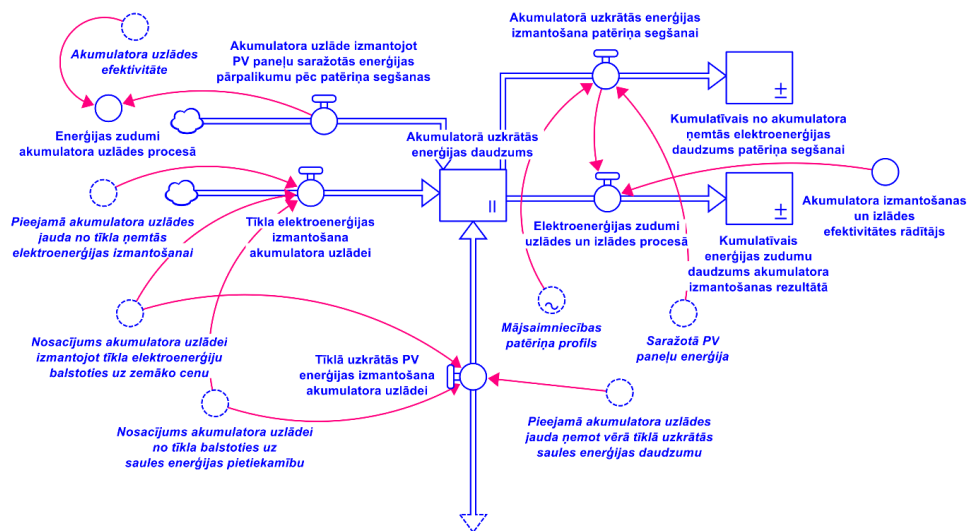
$U_{network}$ – uzkrātās saules enerģijas daudzums, kas patērēts no tīkla, kW;

$EA_{PV accum.}$ – izmantojot tīklā uzkrāto PV elektroenerģiju, lai uzlādētu akumulatoru, kW;

$C_{transm.}$ – elektroenerģijas pārvades maksa, EUR/MWh;

$Coef_{transf.}$ – transformācijas koeficients no kW līdz MW, kW/MW.

Pēc tam, kad ir noteikts pieejamās elektroenerģijas daudzums, kas paliek pāri pēc mājsaimniecības enerģijas patēriņa segšanas un pēc pieejamās baterijas ietilpības noteikšanas, baterijā uzkrātās enerģijas daudzums tiek noteikts ar īpašiem nosacījumiem katrai gada stundai apakšmodelī “Akumulatorā uzkrātās enerģijas daudzums” (2.11. att.). Turklāt, ņemot vērā tīklā uzkrāto saules enerģijas daudzumu, modelis ietver to, ka pieejamo akumulatora uzlādes jaudu ietekmē akumulatora uzlādes efektivitāte, kas, pamatojoties uz literatūrā atrodamajiem datiem, tika pieņemta 0,98 [6].



2.11. att. Daļa no apakšmodeļa. Akumulatorā uzkrātās enerģijas daudzums.

Krājumus, kas atspoguļo akumulatorā uzkrātās enerģijas daudzumu, ietekmē plūsma, kas raksturo akumulatora uzlādes frakciju, izmantojot saules paneļu enerģijas pārpalikumu pēc mājsaimniecības patēriņa segšanas. Šī plūsma ir atkarīga no pieejamās akumulatora uzlādes jaudas, ņemot vērā saules paneļu enerģijas pārpalikuma pieejamību pēc patēriņa pārklājuma. Turklāt krājumus ietekmē ienākošā plūsma, kas apraksta elektroenerģijas daudzumu, kas tiek izmantots akumulatora uzlādēšanai no tīkla. Tādējādi akumulators galvenokārt tiek uzlādēts,

pamatojoties uz saules enerģijas pietiekamību un pieejamo akumulatora uzlādes jaudu. Pēc tam tas tiek uzlādēts, izgūstot uzkrāto enerģiju no tīkla, un, visbeidzot, kad tas ir ekonomiski pamatoti, akumulators tiek uzlādēts no tīkla.

Uzkrātā saules paneļu enerģija, kas uzkrāta tīklā un ko izmanto akumulatora uzlādēšanai, arī ir ienākošā plūsma, un tās ietekmi var raksturot līdzīgi kā iepriekšējās plūsmas. Tomēr šajā gadījumā pieejamās tīkla elektroenerģijas vietā uzkrātās enerģijas daudzums ir atkarīgs no tīklā uzkrātā saules enerģijas daudzuma, kas aprakstīts 22. vienādojumā.

$$EA_{PV\ stor.} = IF N_{lowest\ price} = 0\ THEN\ 0\ ELSE\ J_{available} \cdot N_{PV}, \quad (22)$$

kur

$EA_{PV\ stor.}$ – tīklā uzkrātā saules paneļu enerģija, izmantošana akumulatora uzlādēšanai, kW;

$N_{lowest\ price}$ – zemākās cenas nosacījums akumulatora uzlādēšanai no tīkla;

$J_{available}$ – pieejamā akumulatora uzlādes jauda, izmantojot elektrību, kas ņemta no tīkla uzlādēšanai, kW;

N_{PV} – saules paneļu enerģijas pietiekamības nosacījums akumulatora uzlādēšanai no tīkla.

Akumulatorā uzkrāto enerģijas daudzumu ietekmē arī izejošās plūsmas. Uzkrātās enerģijas daudzums akumulatorā samazinās, ja patēriņš tiek segts, izmantojot akumulatorā uzkrāto enerģiju. Šo attiecību modelī apraksta 23. vienādojums.

$$EI_{accum.} = IF P_{p\ household} > V_{PV}\ THEN\ MIN(P_{p\ household} - V_{PV}; J_{disch.})\ ELSE\ 0, \quad (23)$$

kur

$EI_{accum.}$ – akumulatorā uzkrātā enerģija, ko izmanto, lai segtu patēriņu, kW;

$P_{p\ household}$ – mājsaimniecības patēriņa profils, kW;

V_{PV} – saules paneļu ražošanas apjoms, kW;

$J_{disch.}$ – pieejamā akumulatora izlādes jauda, kW.

Elektroenerģijas zudumi ietekmē arī uzkrātās un pārnestās enerģijas daudzumu, kas modelī tika aprakstīts kā izejošā plūsma no akumulatorā uzkrātā enerģijas daudzuma, saskaņā ar 24. vienādojumu.

$$EA_{losses\ disch.} = U_{accum.} \cdot \frac{1 - C_{lietd.}}{C_{lietd.}}, \quad (24)$$

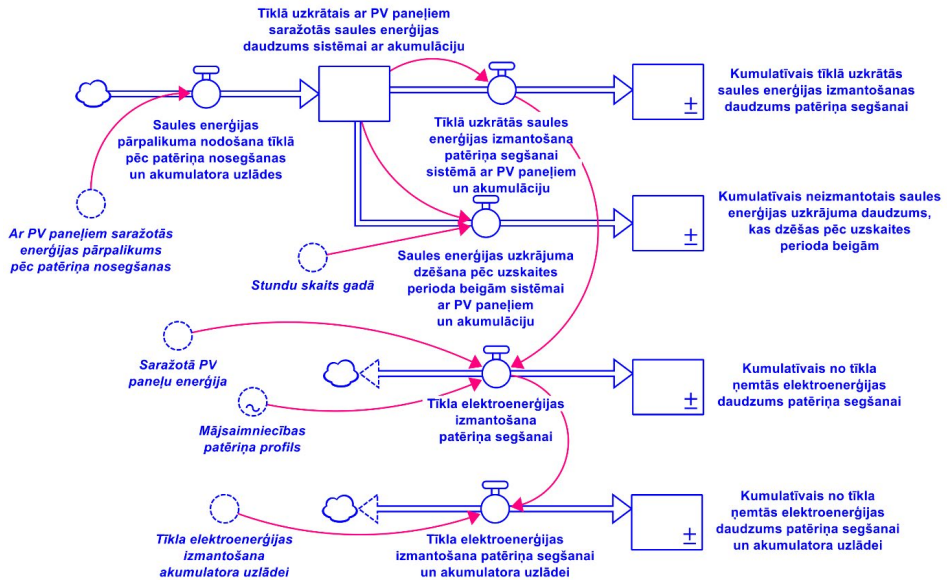
kur

$EA_{losses\ disch.}$ – elektroenerģijas zudumi izlādes procesā, kW;

$U_{accum.}$ – izmantojot akumulatorā uzkrāto enerģiju, lai segtu patēriņu, kW;

$C_{lietd.}$ – akumulatora izmantošanas un izlādes lietderības koeficients.

Vispārējais apakšmodelis, kas apraksta saules paneļu un enerģijas uzkrāšanas sistēmu, ietekmē arī tīklā ievadītās un uzglabātās saules paneļu enerģijas frakciju. Šī modeļa daļa redzama 2.11. attēlā.



2.11. att. Saules paneļu pārpalikuma uzkrāšanās tīklā apakšmodelis un tā turpmāka izmantošana.

Krājumus, t. i., saules paneļu enerģiju, kas tiek pārvadīta tīklā ar uzglabāšanas sistēmu, ietekmē iepriekš aprakstītā plūsma, t. i., uzkrātā saules paneļu enerģija, kas uzkrāta tīklā un ko izmanto akumulatora uzlādēšanai, kā arī ienākošā plūsma, kas veido lieko enerģiju, kas pārvadīta tīklā pēc patēriņa un akumulatora uzlādes, ņemot vērā arī elektroenerģijas zudumus, pēc 25. vienādojuma.

$$EA_{to\ netw.} = EA_{surpl.} - L_{accum.} - EA_{losses\ char.} \quad (25)$$

kur

$EA_{to\ netw.}$ – saules paneļu pārpalikums, kas nodots tīklam pēc tam, kad ir aptverts patēriņš un uzlādēts akumulators, kW;

$EA_{surpl.}$ – saules paneļu enerģijas pārpalikums pēc patēriņa segšanas, kW;

$L_{accum.}$ – akumulatora uzlāde, izmantojot saules paneļu pārpalikumu pēc tam, kad segts patēriņš, kW;

$EA_{losses\ char.}$ – zudumi akumulatora uzlādes procesā, kW.

Tīklā uzkrātās enerģijas apjomu ietekmē arī izejošās plūsmas. Šajā apakšmodelī tīklā uzkrāto enerģiju izmanto, lai apmierinātu mājsaimniecības patēriņu, ko atspoguļo plūsma, t. i., saules enerģijas daudzums, kas ņemts no tīkla patēriņam PV sistēmā ar uzglabāšanu, ko apraksta 26. vienādojums.

$$EA_{from\ grid} = IF P_{p\ household.} > V_{PV} THEN MIN(P_{p\ household.} - V_{PV} - U_{accum.}; EA_{to\ netw.}) ELSE 0, \quad (26)$$

kur

$EA_{from\ grid}$ – uzkrātās saules enerģijas daudzums, kas atgūts no tīkla, lai segtu mājsaimniecības patēriņu, kW;

$P_{p\ household}$ – mājsaimniecības patēriņa profils, kW;

V_{pv} – saules paneļu ražošanas apjoms, kW;

$U_{accum.}$ – izmantojot akumulatorā uzkrāto enerģiju, lai segtu patēriņu, kW;

$EA_{to\ netw.}$ – saules paneļu enerģijas daudzums, kas nodots tīklā sistēmai ar uzkrāšanu, kWh.

Saules paneļu un elektroenerģijas akumulācijas sistēmas apakšmodelī ir ņemts vērā arī uzglabāšanas degradācijas koeficients uzskaites perioda beigās, kas raksturo zaudētās enerģijas daudzumu. Šajā apakšmodelī šo aspektu raksturo plūsma, t. i., uzglabāšanas degradācija uzskaites perioda beigās saules paneļu sistēmai ar uzglabāšanu, ko ietekmē stundu skaita parametrs gadā, kā arī tīklā pārvadītās saules paneļu enerģijas apjoms. Sakarību apraksta 27. vienādojums.

$$U_{degr.} = IF H = 1416 THEN EA_{to\ netw.}/DT ELSE 0, \quad (27)$$

kur

$U_{degr.}$ – krājumu degradācija;

H – stundu skaits gadā, h;

$EA_{to\ netw.}$ – fotoelementu enerģijas daudzums, kas nodots tīklā sistēmai ar uzkrāšanu, kWh.

2.3. Algoritms datu apkopošanai un kritiskai analīzei, aprēķiniem un prognozēšanai

Lai raksturotu pašreizējo energoapgādes sistēmu Latvijā, tika kritiski pārskatīta un analizēta zinātniskā literatūra, ziņojumi, politikas plāni, attīstības tendences un nākotnes prognozes. Lai izpētītu sakarības starp laikapstākļiem un elektroenerģijas ražošanas intensitāti, tika izmantotas analītiskās metodes, apkopojot un interpretējot no oficiālajām datubāzēm iegūtos datus. Tika izmantotas arī klasteru analīzes metodes un aprakstošās analīzes metodes, piemēram, vidējā aritmētiskā pieeja un procentuālais sadalījums.

Valsts energoapgādes sistēmu raksturoja pieejamā vietējā elektroenerģijas ražošanas jauda, kopējais valsts elektroenerģijas patēriņš un pieejamie energoresursi (fosilais kurināmais un atjaunojamie energoresursi). Lai novērtētu no atjaunojamiem energoresursiem (saules, ūdens, vēja) saražotās elektroenerģijas uzkrāšanos, bija jāizvērtē pašreizējā kopējā uzstādītā ģenerācijas jauda, kopējā saražotā elektroenerģija un tās sadalījums pa avotiem. Lai noteiktu elektroenerģijas pārpalikumu, tika aprēķināta saražotās elektroenerģijas bilance pret patēriņu. Elektroenerģijas bilance tika izvērtēta dažādos laika intervālos, lai noteiktu elektroenerģijas uzkrāšanas potenciālu Latvijā.

Lai raksturotu Latvijas energoapgādes sistēmu, kā ievades datu avoti tika izmantoti Centrālās statistikas pārvaldes, AS “Latvenergo”, AS “Augstsprieguma tīkls” (elektroenerģijas tirgus pārskati) dati un Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centra (LVĢMC) laikapstākļu novērojumi un pētījumi.

Veicot novērtējumu, analīzi un aprēķinus, tika izmantoti šādi ievades dati:

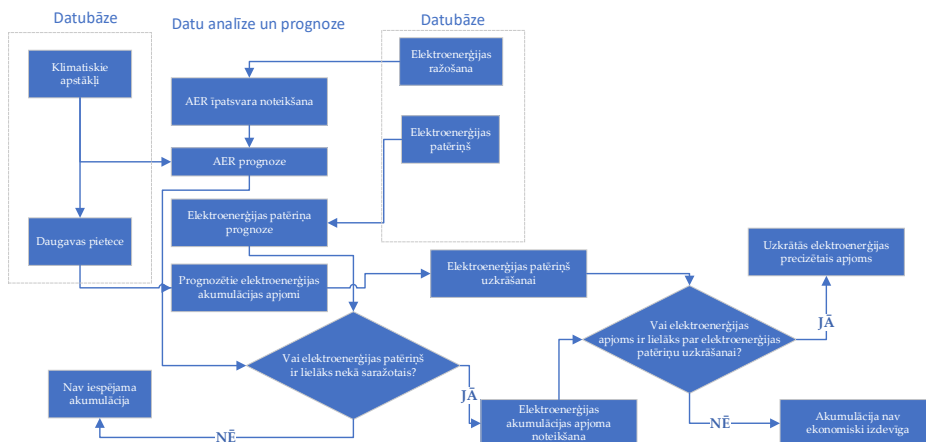
- Latvijas elektroenerģijas ražošanas jaudas sadalījumā pa enerģijas avotiem (gadā) – informācija par dažādu veidu elektroenerģijas ražošanas avotu uzstādītajām jaudām

Latvijā; šie dati sniedz pārskatu par valsts elektroenerģijas ražošanas potenciālu no katra enerģijas avota;

- kopējā Latvijā saražotā elektroenerģija – dati par kopējo Latvijā saražoto elektroenerģiju, kas mērīti dažādos laika intervālos, tai skaitā gada, mēneša, dienas un stundas līmenī;
- kopējais elektroenerģijas patēriņš Latvijā – statistikas dati par kopējo elektroenerģijas patēriņu Latvijā, ko mēra dažādos laika intervālos, tai skaitā gada, mēneša, dienas un stundas līmenī; šie dati atspoguļo elektroenerģijas pieprasījumu valstī noteiktos laika periodos;
- AER energoresursu saražotās elektroenerģijas īpatsvars saražotajā elektroenerģijā;
- Daugavas caurplūdums (m^3/s) – dati par Daugavas caurplūdumu, kas ir nozīmīgs hidroelektroenerģijas ražošanai;
- vēja ātrums (m/s) – dati par vidējo vēja ātrumu Latvijā, lai novērtētu enerģijas ražošanu, izmantojot vēju.

Latvijas elektroenerģijas ražošanas profila izvērtējums sākās ar esošās ražošanas jaudas novērtējumu, apskatot galvenos elektroenerģijas ražošanas avotus un to potenciālu Latvijā. Ņemot vērā gan ES, gan Latvijas klimatneitralitātes mērķus, bija nepieciešams veikt energoapgādes izvērtējumu no atjaunojamo energoresursu izmantošanas perspektīvas, izvērtējot AER īpatsvaru Latvijas kopējā elektroenerģijas patēriņā un tā potenciālo pieaugumu nākotnē. Ņemot vērā to, ka AER pēc būtības ir periodiski, bija svarīgi izvērtēt arī elektroenerģijas uzkrāšanas iespējas pārprodukcijas periodos, lai apmierinātu Latvijas elektroenerģijas patēriņu. Latvijas energoapgādes novērtējums tika veikts pēc šādas metodikas (2.12. att.):

- 1) Latvijas esošās AER jaudas un ražošanas novērtējums, balstoties klimatiskajos apstākļos;
- 2) AER īpatsvars (%) elektroenerģijas ražošanā;
- 3) elektroenerģijas ražošanas un patēriņa tendences Latvijā pa gadalaikiem, darba dienām un nedēļas nogalēm, kā arī stundu svārstībām;
- 4) no AER saražotās elektroenerģijas pārpalikuma uzkrāšanas iespējas;
- 5) nākotnes iespējas un prognozes AER jaudas palielināšanai un elektroenerģijas ražošanai, kā arī nākotnes elektroenerģijas uzkrāšanas potenciāls Latvijas teritorijā.



2.12. att. Elektroenerģijas ražošana un patēriņš, klimatiskie apstākļi un Daugavas plūsmas datu analīzes algoritms, lai novērtētu elektroenerģijas pārpalikuma potenciālu Latvijā.

2.4. Tehniski ekonomiskā analīze elektroenerģijas akumulācijas risinājumiem uzņēmumiem

Dati un pieņēmumi. Situācijas raksturojums

Elektroenerģijas akumulācijas sistēmu uzstādīšana uzņēmumos, kuru pamatmērķis ir peļņas gūšana no saimnieciskās darbības, visbiežāk tiek izvērtēta no ekonomiskā, drošības un ilgtspējīga biznesa viedokļa. Šajā pētījumā tiek analizēta un izvērtēta investīciju projekta atpelņšanās. Darba gaitā tika definēts pētījuma jautājums, vai šādiem projektiem bruto atpelņšanās periods ir 10 gadu robežās ar un bez atbalsta. Šāds termiņš pieņemts, balstoties līdzīgu tehnoloģisko investīciju projektu biznesa plānos, piemēram, saules elektrostacijas. Svarīgs faktors pieņemtajam periodam ir arī tas, ka ESS tehnoloģijas strauji attīstās, kas dinamiskā uzņēmējdarbības vidē neļauj investēt projektos ar garāku atpelņšanās periodu. Lai veiktu šādu analīzi, ir jāņem vērā raksturlielumu kopums, kas dotu rezultātu ar augstu precizitātes pakāpi. Pētījumā ir izmantoti gan tehnoloģiskie un kapitālieguldījumu parametri, gan arī elektroenerģijas publiskā tīkla un biznesa iestatījumu lielumi. Tehnoloģija ir izvēlēta, balstoties iepriekš izstrādātā daudzkritēriju analīzes modeļa rezultātos – litija jonu akumulatori kā pamats elektroenerģijas akumulācijas sistēmām. Šis pētījums attiecas uz elektroenerģijas tirgus apstākļiem Latvijas teritorijā, taču, mainoties parametru vērtībām, ir izmantojams arī citās valstīs. Pētījumā netiek ņemti vērā peļņas scenāriji no AS “AST” balansēšanas pakalpojumiem. Hibrīdu sistēmu gadījumos arī netiek ņemti vērā zaļās izcelsmes sertifikātu pārdošanas mehānismi.

Elektroenerģijas akumulācijas risinājumu izmantošanas atpelņšanās perioda aprēķina modelim izmantoti dažādi ietekmējošie parametri. Šie raksturlielumi tiek iedalīti divās grupās, kas redzamas 2.13. un 2.14. attēlā.

1. Konstantes, kas biznesa modeļi ir nemainīgi un mainās reti

- 1.1. Saules paneļu saražotās elektroenerģijas invertoru konversijas un sistēmu zudumi un/vai lietderības koeficienti.
- 1.2. Litija ESS līdzstrāvas “turp-atpakaļ” konversijas un sistēmu zudumi un/vai lietderības koeficienti.
- 1.3. 0,4kV zema sprieguma (ZS) – 20 kV vidēja sprieguma (VS) konversijas lietderība ar kabeļu zudumiem.
- 1.4. Periods – nedēļu skaits gadā.
- 1.5. Elektroenerģijas tirgotāja komisija gan par pirktu, gan arī par pārdoto elektroenerģiju.
- 1.6. AS “Sadales tīkli” elektroenerģijas ražotāju tarifs (par eksportēto jaudu).
- 1.7. AS “Sadales tīkli” līnijas jaudas uzturēšana.
- 1.8. AS “Sadales tīkli” līnijas pārvades tarifi.

2.13. att. Nemainīgie raksturlielumi.

2. Mainīgie parametri

- 2.1. Darba dienu skaits gadā.
- 2.2. Maksimumstundu (dārgu) skaits dienā.
- 2.3. Dienas (bāzes) stundu skaits dienā.
- 2.4. Elektroenerģijas bāzes cena pieņemta (diena).
- 2.5. Litija ESS izmaksas (tikai līdzstrāvas daļa, ar montāžu, klimata kontroli, dabas resursu nodokļi).
- 2.6. Litija ESS izmaksas liela mēroga > 2,5M Wh (20/40 ft konteineri).
- 2.7. Litija ESS līdzstrāvas – 0,4 kV zema sprieguma konversijas mezglu izmaksas (ar montāžu).
- 2.8. Litija LFP “B” šķiras šūnu ESS resurss 0–100 % DoD.
- 2.9. ST 20 kV jaunu pieslēgumu izmaksas (pieņēmums no pieredzes).
- 2.10. 0,4 kV ZS – 20 kV mezglu (apakšstacijas + kabeļi) izbūves izmaksas.
- 2.11. Finansējums grants.
- 2.12. Finansējums līdzdalība.
- 2.13. Finansējums kredīta procentu likme.
- 2.14. Nakts (lētu) stundu skaits dienā.
- 2.15. Brīvdienu un svētku dienu skaits gadā.
- 2.16. Elektroenerģijas cena maksimumstundās.
- 2.17. Elektroenerģijas cena naktī.
- 2.18. Ievadaizsardzības aparāta pieprasītais nomināls.
- 2.19. Elektroenerģijas cena brīvdienās un svētku dienās (izņemot svētdienu vakarus).
- 2.20. Litija LFP “B” šķiras ESS resurss 10–90 % DOD.
- 2.21. Litija LFP “B” šķiras ESS resurss 20–80 % DOD.
- 2.22. Finansējums kredīts.
- 2.23. C vērtība, ko izmanto, lai izteiktu akumulatoru uzlādes un izlādes ātrumu.
- 2.24. Litija LFP “B” šķiras ESS ciklu 0–100 % DoD 0,5 C (2 stundas) izmaksas.
- 2.25. Litija LFP “B” šķiras ESS ciklu 0–100 % DoD 0,25 C (4 stundas) izmaksas.
- 2.26. Litija LFP “B” šķiras ESS ciklu 0–100 % DoD 0,125 C (8 stundas) izmaksas.
- 2.27. Litija LFP “B” šķiras ESS ciklu 10–90 % DoD 0,5 C (2 stundas) izmaksas.
- 2.28. Litija LFP “B” šķiras ESS ciklu 10–90 % DoD 0,25 C (4 stundas) izmaksas.
- 2.29. Litija LFP “B” šķiras ESS ciklu 10–90 % DoD 0,125 C (8 stundas) izmaksas.
- 2.30. Litija LFP “B” šķiras ESS ciklu 20–80 % DoD 0,5 C (2 stundas) izmaksas.
- 2.31. Litija LFP “B” šķiras ESS ciklu 20–80 % DoD 0,25 C (4 stundas) izmaksas.
- 2.32. Litija LFP “B” šķiras ESS ciklu 20–80 % DoD 0,125 C (8 stundas) izmaksas.

2.14. att. Mainīgie raksturlielumi

Risinājumu alternatīvas. Pētījuma laikā tika konstatēts, ka nav vienas universālas alternatīvas, tāpēc tika izvirzīti četri alternatīvu raksturojoši pieņēmumi, kas precīzi atspoguļotu uzstādītā jautājuma rezultātu.

1. Elektroenerģijas patērētāja lielums.
2. Elektroenerģijas patērētāji ar un bez saules elektrospēkstacijas.
3. Akumulētā elektroenerģija tiek izmantota pašpatēriņam, hibrīdi vai tikai peļņas nolūkos.
4. Elektroenerģijas akumulatoru izlādes ciklu skaits dienā.

Nemot vērā šos pieņēmumus, tika izstrādātas astoņas alternatīvas ar vairākiem apakšscenārijiem, lai jautājumu pētītu pēc iespējas plašāk. Kopumā aprēķinos 22 scenārijos izmantotas astoņas alternatīvas, kas redzamas 2.15. attēlā.

1. Alternatīva (MV)P	Mazi un vidēji elektroenerģijas patērētāji ar pieslēguma jaudu 11–500 kW, 9 stundu darbalaiks 5 dienas nedēļā. 1.1. Maksimumstundu kompensācija. 1.2. Maksimumstundu un elektroenerģijas patērētāja piķu kompensācija. 1.3. Dienas stundu kompensācija. 1.4. Dienas stundu un piķu kompensācija.
2. Alternatīva (L)P	Lielie elektroenerģijas patērētāji ar jaudu virs 500 kW vidsprieguma pieslēgums, 9 stundu darbalaiks 5 dienas nedēļā. 2.1. Maksimumstundu kompensācija. 2.2. Maksimumstundu un elektroenerģijas patērētāja piķu kompensācija. 2.3. Dienas stundu kompensācija. 2.4. Dienas stundu un piķu kompensācija.
3. Alternatīva (MV)HP	Mazi un vidēji elektroenerģijas patērētāji ar pieslēguma jaudu 11–500 kW, 9 stundu darbalaiks 5 dienas nedēļā ar uzstādītiem B tipa saules paneļiem bez eksporta jaudas. 3.1. Maksimumstundu kompensācija. 3.2. Maksimumstundu un elektroenerģijas patērētāja piķu kompensācija.
4. Alternatīva (L)HP	Lielie elektroenerģijas patērētāji ar jaudu virs 500 kW vidsprieguma pieslēgums, 9 stundu darbalaiks 5 dienas nedēļā ar uzstādītiem C tipa saules paneļiem bez eksporta jaudas. 4.1. Maksimumstundu kompensācija. 4.2. Maksimumstundu un elektroenerģijas patērētāja piķu kompensācija.
5. Alternatīva (MV)BHP	Mazi un vidēji elektroenerģijas patērētāji ar pieslēguma jaudu 11–500kW, 9 stundu darbalaiks 5 dienas nedēļā ar uzstādītiem B tipa saules paneļiem ar pilnu eksporta jaudu kā balansējošs hibrīds. 5.1. Maksimumstundu kompensācija un elektroenerģijas pārdošana. 5.2. Maksimumstundu, elektroenerģijas patērētāja piķu kompensācija un elektroenerģijas pārdošana.

<p>6. Alternatīva (L)BHP</p>	<p>Lieli elektroenerģijas patērētāji ar jaudu virs 500 kW vīdsprieguma pieslēgums, 9 stundu darba laiks 5 dienas nedēļā ar uzstādītiem C tipa saules paneļiem ar pilnu eksporta jaudu kā balansējošs hibrīds. 6.1. Maksimumstundu kompensācija un elektroenerģijas pārdošana. 6.2. Maksimumstundu, elektroenerģijas patērētāja piķu kompensācija un elektroenerģijas pārdošana. 6.3. Maksimumstundu kompensācija un visu stundu elektroenerģijas pārdošana. 6.4. Maksimumstundu, elektroenerģijas patērētāja piķu kompensācija un visu stundu elektroenerģijas pārdošana.</p>
<p>7. Alternatīva (L)BDS</p>	<p>Liela balansējoša saules elektrospēkstacija ar pieslēguma jaudu virs 500 kW ar esošu izbūvētu pieslēgumu (aprēķini veikti ārpus saules projekta peļņas no sarazotās enerģijas). 7.1. Maksimumstundu laikā elektroenerģijas pārdošana. 7.2. Maksimumstundu laikā elektroenerģijas pārdošana ar tehnoloģijai saudzīgāku uzlādes-izlādes profilu.</p>
<p>8. Alternatīva (L)ESS</p>	<p>Liela ESS ar jaudu virs 500 kW atsevišķi stāvoša ar jaunu elektroenerģijas pieslēgumu. 8.1. Maksimumstundu laikā elektroenerģijas pārdošana. 8.2. Maksimumstundu laikā elektroenerģijas pārdošana ar tehnoloģijai saudzīgāku uzlādes-izlādes profilu.</p>

2.15. att. Alternatīvu apraksti.

Uzskaitītās astoņas alternatīvas atšķiras pēc vairākiem parametriem, kas būtiski ietekmē kopējo projekta mērķi un bruto atpelnišanās periodu. Atkarībā no elektroenerģijas patēriņa apjoma būtiski mainās izdevumu un ieņēmumu parametri. Šajā pētījumā elektroenerģijas pieslēguma jaudas robežšķirtne ir 500 kW. Tie, kas ir zem, ir mazie un vidējie patērētāji, virs 500 kW – lieli patērētāji. Šāds dalījums ieviests, lai atšķirtu, kuriem visbiežāk būs lielākas un kuriem mazākas elektroenerģijas akumulācijas sistēmas, jo tas tiešā veidā ietekmē kapitālieguldījumus. Tāpat tika izceltas atsevišķas alternatīvas, lai parādītu, kuros gadījumos uzņēmums gūst ietaupījumus no uzstādītās akumulācijas sistēmas, kuros gadījumos – ietaupījumus un daļēji arī ieņēmumus no pārdotās elektroenerģijas un kuros – ieņēmumus no saimnieciskās darbības, uzkrājot lētās biržas stundās un tirgojot dārgākās, tādējādi pelnot no arbitražas. Tad, kad iespējamās alternatīvas ir iedalītas pēc patērētāja lieluma (projekta mērķis – pelnīt vai gūt ietaupījumus, vai darboties hibrīdi), tālāk katrai alternatīvai ir jāizvērtē arī dažādi scenāriji, tāpēc kopumā tika apskatīti 22 scenāriji. Kopējais scenāriju skaits ir lielāks, taču šajā pētījumā neminētajiem bruto atpelnišanās periods var pārsniegt pat 50 gadu. Scenāriji tika vērtēti pēc esošā valsts elektroenerģijas patēriņa īpatnībām, piemēram, no rītiem un vakaros četras stundas elektroenerģija tiek patērēta krietni vairāk nekā dienas vidū, tāpēc šajās stundās cena par to var pārsniegt arī 100 % pret dienas cenu un vairāk, savukārt nakts laikā elektroenerģijas patēriņš ir viszemākais, un nereti elektroenerģijas cena pat ir negatīva. Vēl viens aspekts alternatīvām, kur atpelnišanos veido no patērētājam gūtajiem ietaupījumiem, ir ievadaizsardzības aparāta pieprasītā nomināla samazinājums.

Matemātiskie vienādojumi

Aprēķini veikti, izmantojot vienādojumus, kas ietver inženiertehniskus un ekonomiskus parametrus.

1. Elektroenerģijas akumulācijas sistēmas kapitālieguldījumus nosaka ar 28. vienādojumu, kurā tiek sareizināta nepieciešamā akumulatora kapacitāte ar bāzes kapitālieguldījumu referenci no izvirzītajiem parametriem.

$$ESSk = H \cdot PIESLp \cdot PIESLu \cdot (ESSbk + ESSbk / C), \quad (28)$$

kur

ESSk – Izvēlētās elektroenerģijas akumulācijas sistēmas kapitālieguldījumi;

H – izvēlēto stundu skaits dienā;

PIESLp – pieslēguma jauda;

PIESLu – pieslēguma utilizācijas intensitāte;

ESSbk – elektroenerģijas akumulācijas sistēmas kapitālieguldījumi uz 1 MWh;

ESSbkm – elektroenerģijas akumulācijas sistēmas konversijas mezgla kapitālieguldījumi uz 1 MWh;

C – izvēlētais izlādes un uzlādes ātrums, kas ietekmē nepieciešamo akumulatora kapacitāti.

2. Elektroenerģijas akumulācijas sistēmas iegūtos finansiālos ietaupījumus vai ieņēmumus gadā nosaka ar vienādojumu, kurā tiek saskaitīti kopā visi projektā uzstādītie ietaupījumi un/vai ieņēmumu mērķi. Tie var būt gan maksimumstundās, gan pīķa stundās, gan ievadaizsardzības aparāta pieprasītā nomināla samazinājums, gan dienas stundās, gan arī visās stundās. Šajā pētījumā alternatīvās, kas ir ar uzņēmuma pašpatēriņu, izmaksu daļa par ST sadales tarifu un pārvades tarifu, kā arī vienādojumā pie ieņēmumiem ir iekļauta enerģijas tirgotāja komisija, jo ST šīs izmaksas aprēķina automātiski. Vērtības iegūst atkarībā no projekta mērķa, taču ar universālu 29. vienādojumu.

$$\begin{aligned} IIG = & (DDa - Nsk) \cdot ESSc \cdot (ECm - Ecn + STpt) \cdot ESSkol \cdot STll + Nsk \cdot ESSc \cdot \\ & (ECm - Ecbs + STpt) \cdot ESSkol \cdot STll + (DDa - Nsk) \cdot Pc \cdot (ECd - ECn) \cdot ESSkol \cdot \\ & STll + Nsk \cdot Pc \cdot ECd - ECbs) \cdot ESSkol \cdot STll + DDa \cdot ESSc \cdot (ECm - Ecn + STpt) \cdot \\ & EESkol \cdot Pvil \cdot Hbi + DDa \cdot ESSc \cdot (ECm - Ecn + STpt) \cdot EESkol \cdot Pvil \cdot STll \cdot Hbi + \\ & DDa \cdot Pc \cdot (EDd - ECn - Etk - STpt) \cdot ESSkol \cdot STll + Nsk \cdot Pc \cdot (ECm - ECbs - \\ & Etk - STpt) \cdot ESSkol \cdot STll + DDa \cdot ESSc \cdot (ECm - ECn - Etk - STpt) \cdot ESSkol \cdot \\ & Pvil \cdot STll + (PIESLp - PIESLpsam) \cdot STju, \end{aligned} \quad (29)$$

kur

Nsk – nedēļu skaits gadā;

ESSc – aprēķinātā nepieciešamās akumulatora kapacitāte;

ECm – elektroenerģijas cena maksimumstundās;

ECn – elektroenerģijas cena naktī;

ECbs – elektroenerģijas cena brīvdienās un svētku dienās (izņemot svētdienu vakarus);

ECd – elektroenerģijas cena dienā (bāze);

STII 0,4k V ZS – 20 kV VS konversijas lietderība ar kabeļu zudumiem;
ESSkol – ESS līdzstrāvas “turp-atpakaļ” konversijas un sistēmu zudumi un/vai lietderības koeficienti;

DDa – darba dienu skaits gadā;

SVa – svētdienu skaits gadā;

PIESLp sam – pieslēguma jaudas samazinājums;

STju – AS “Sadales tīkli” līnijas jaudas uzturēšanas izmaksas;

STpt – AS “Sadales tīkli” pārvades izmaksas;

Pc – izmantotā kapacitāte aprēķina stundu ciklā;

PVil – saules invertoru konversijas lietderība ar kabeļu zudumiem;

HBi – hibrīdas sistēmas lietderīgā izmantošana;

ETk – enerģijas tirgotāja komisija.

3. Izmaksas, kas saistītas ar elektroenerģijas akumulācijas sistēmas pieslēgumu elektroenerģijas koplietošanas tīklam, nosaka, saskaitot kopā pieslēguma jaudas uzturēšanu, ST elektroenerģijas ražotāju tarifu, ST pārvades tarifu un enerģijas tirgotāja komisiju (30. vien.). Šīs vērtības iegūst atkarībā no projekta mērķa, katru no minētajiem parametriem reizinot ar pieslēguma jaudu, un izmanto, ja tas piemērojams konkrētajam projektam.

$$IzG = P_j \times ST_{im} + P_j \times ST_{eks}, \quad (30)$$

kur

P_j – pieslēguma jauda;

ST_{im} – ST līnijas jaudas uzturēšana elektroenerģijas akumulācijas sistēmas pašpatēriņa nodrošināšanai;

ST_{eks} – ST elektroenerģijas ražotāja tarifs.

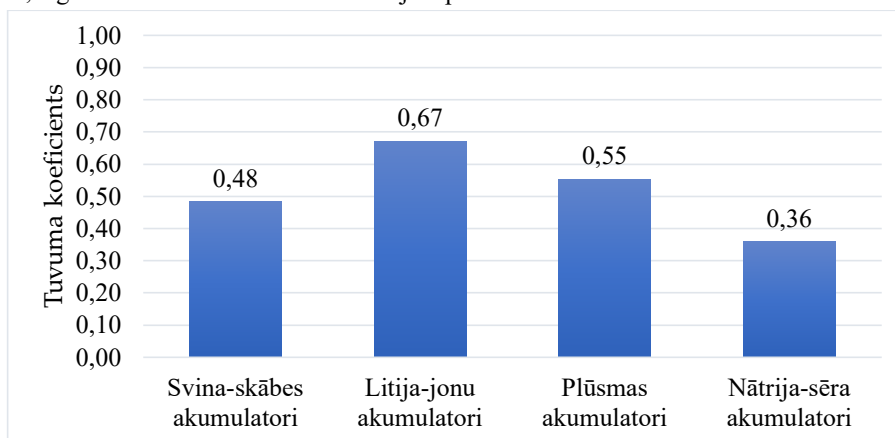
4. Bruto atmaksas periodu nosaka, elektroenerģijas akumulācijas sistēmas kapitālieguldījumus dalot ar ieņēmumiem un/vai ietaupījumiem un atņemot izmaksas (31. vien.).

$$BAP = ESSk / (IIG - IzG), \quad (31)$$

3. REZULTĀTI

3.1. Daudzkritēriju analīze ar *TOPSIS* metodi

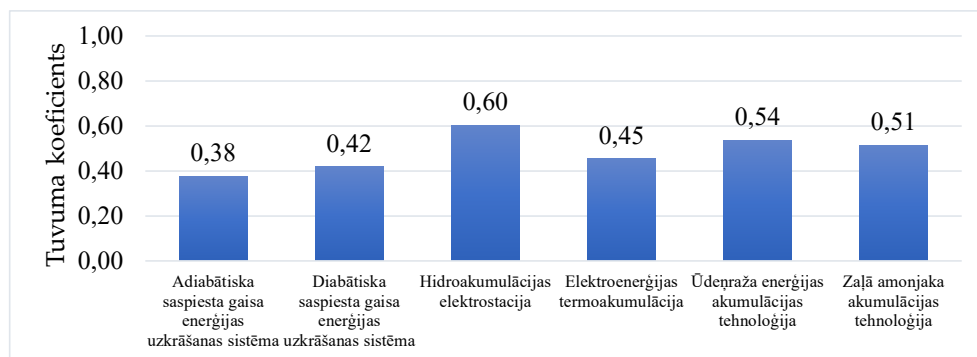
Pēc daudzkritēriju analīzes, izmantojot *TOPSIS* metodi un nosakot vienādu svērto svaru 0,111, iegūtie rezultāti alternatīvām baterijām parādīti 3.1. attēlā.



3.1. att. Akumulatora *TOPSIS MCDA* analīzes rezultāti.

Tika noteikts, ka starp četriem analizētajiem bateriju veidiem litija jonu baterijas ir vistuvāk ideālajam variantam ar tuvuma koeficientu 0,67. Lai gan ieguldījumi litija jonu akumulatorā (EUR/kWh) ir visaugstākie starp salīdzinātajiem akumulatoriem, šo parametru atsver tā lielais jaudas blīvums, kas ir aptuveni divreiz lielāks nekā citām alternatīvām, kā arī ievērojami augstā efektivitāte un uzlādes/izlādes ciklu skaits, kas tiek uzskatīti par primārajiem aspektiem šādu rezultātu sasniegšanai. Ir svarīgi atzīmēt, ka arī litija jonu bateriju sociālais faktors un tehnoloģiskā gatavība ir novērtēti visaugstāk. Tāpēc litija jonu akumulatori tiek uzskatīti par vispotenciālāko risinājumu enerģijas uzkrāšanai mūsdienās. Pēc tam ar ideālā scenārija tuvuma koeficientu 0,55 tiek ierindotas plūsmas baterijas. Šo akumulatoru galvenās priekšrocības ir to ilga kalpošanas laiks un lielais uzlādes/izlādes ciklu skaits, kas nodrošina augstu jaudas blīvumu, vienlaikus saglabājot salīdzinoši zemas ieguldījumu izmaksas. Attiecīgi svina-skābes (0,48) un nātrija-sēra (0,36) baterijas ir saņēmušas zemāku novērtējumu. Šādus rezultātus galvenokārt ietekmē to salīdzinoši zems jaudas blīvums un ekspluatācijas laiks. Turklāt šo bateriju ietekme uz klimata pārmaiņām ($\text{kgCO}_2\text{eq/kg}$) ir lielāka nekā pārējām divām baterijām. Tomēr pat bateriju veidi ar zemākiem reitingiem netiek uzskatīti par nekonkurētspējīgiem enerģijas uzglabāšanas tehnoloģiju tirgū. Saskaņā ar konkrētiem parametriem, kas galvenokārt var atšķirties atkarībā no tehnoloģiskajām vajadzībām un individuālajiem uzskatiem, plūsmas akumulatori, svina-skābes akumulatori un nātrija-sēra akumulatori, turpinot attīstīt savu inovācijas potenciālu, var nodrošināt efektīvu enerģijas uzkrāšanu, veicinot globālu pāreju uz atjaunojamo resursu izmantošanu.

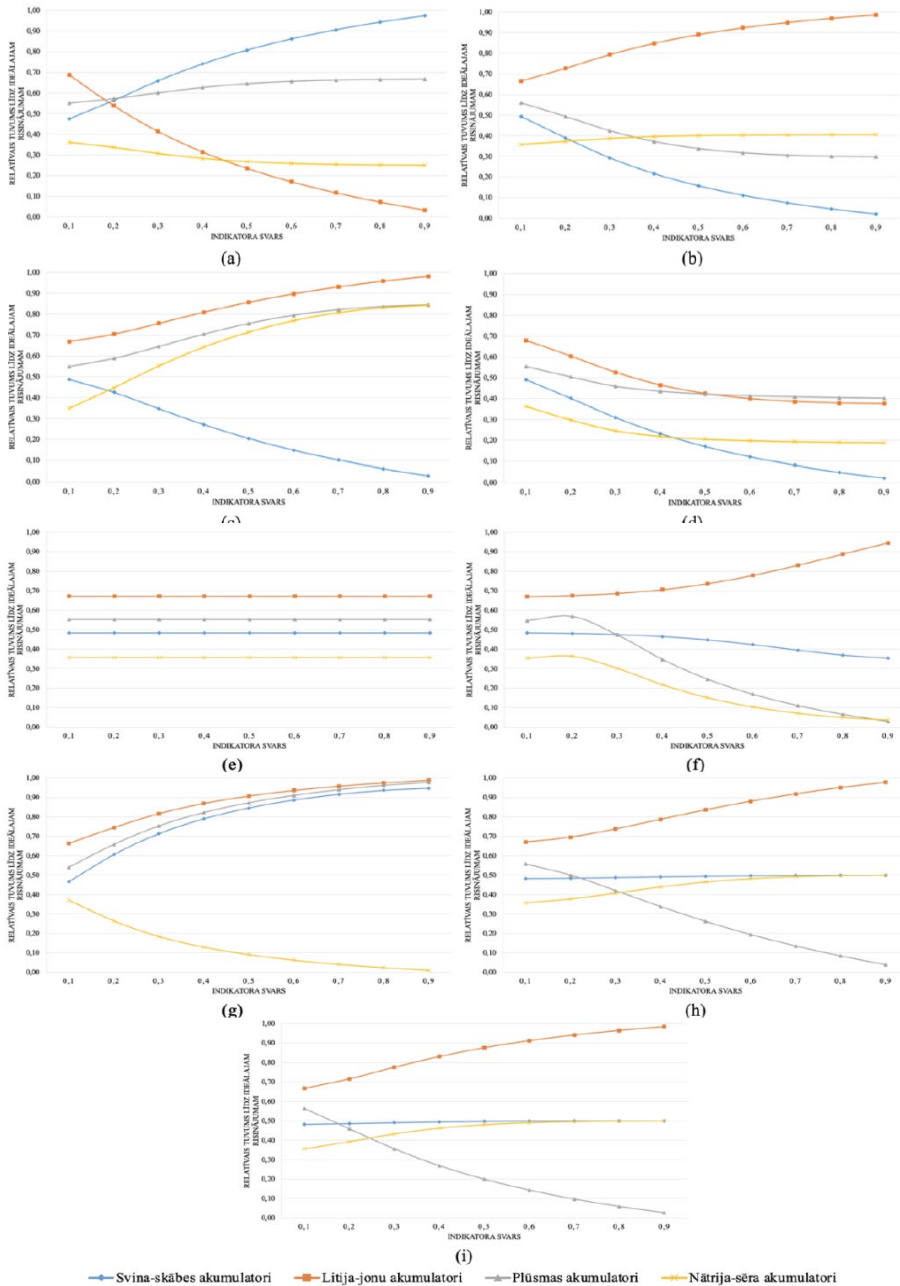
Līdzīgi, veicot daudzkritēriju lēmumu analīzi, izmantojot *TOPSIS* metodi un nosakot vienādu svērto vērtību 0,125, rezultāti, kas iegūti par enerģijas uzkrāšanas sistēmu alternatīvām, parādīti 3.2. attēlā.



3.2. att. Akumulācijas sistēmas *TOPSIS MCDA* analīzes rezultāti.

Starp salīdzinātajām sešām enerģijas akumulācijas sistēmām tika konstatēts, ka hidroelektrostacija ir tuvākais risinājums ideālajai atjaunojamās enerģijas uzglabāšanas tehnoloģijai, sasniedzot tuvuma koeficientu 0,60. Šis rezultāts galvenokārt tika iegūts tāpēc, ka tā ir visattīstītākā uzglabāšanas sistēma starp aplūkotajām, jo elektroenerģijas uzkrāšana ir iespējama arī hidroelektrostacijās, tāpēc lieli kapitālizdevumi nav nepieciešami. Arī ekspluatācijas laiks ir ievērojami ilgāks, sasniedzot līdz pat 80 gadiem, un efektivitāte ir visaugstākā – 77,5 %. Ūdeņraža enerģijas (0,54) un zaļā amonjaka (0,51) uzglabāšanas tehnoloģijas ir ierindotas zemāk. Saskaņā ar literatūras analīzi šīs divas enerģijas uzglabāšanas tehnoloģijas tika novērtētas arī kā visdaudzsološākās un ar augstāku pievienoto vērtību ārpus enerģētikas nozares. Tomēr kapitālizdevumi šīm uzglabāšanas sistēmām ir ievērojami lielāki, un tehnoloģiskie risinājumi joprojām ir inovāciju izstrādes procesā. Ar tuvuma koeficientu 0,47 siltuma elektroenerģijas akumulācijas tehnoloģija ir ierindota zemākā vietā, jo, lai gan kapitālizdevumi EUR/kWh ir viszemākie starp salīdzinātajām akumulācijas sistēmām, tehnoloģiskā gatavība joprojām ir demonstrējumu līmenī, līdz ar to sociālais faktors tiek novērtēts viszemāk. Vistālāk no ideālā risinājuma ir diabātiskā saspiegtā gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēma (0,42) un adiabātiskā saspiegtā gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēma (0,37), ņemot vērā darbības tehnoloģiskos ierobežojumus, ģeogrāfiskos ierobežojumus un to, ka saspiegtā gaisa enerģijas uzglabāšanas sistēmas infrastruktūra ir piemērota kalnu apgabaliem, kur atrodami arī pazemes krāteri. Arī reakcijas laiks abām tehnoloģijām ir ievērojami ilgāks. Tomēr starp salīdzinātajām alternatīvajām uzglabāšanas sistēmām katrā no tām tiek uzskatīta par konkurētspējīgu uzglabāšanas tehnoloģiju tuvākā vai tālākā nākotnē, nodrošinot efektīvu enerģijas uzglabāšanu. Turklāt dažādas uzglabāšanas tehnoloģiju koncepcijas var pielāgot konkrētiem ģeogrāfiskajiem reģioniem un infrastruktūras problēmām.

Lai pārbaudītu rezultātus, tika veikta jutīguma analīze akumulatoru alternatīvām, izmantojot visus iepriekš minētos kritērijus. Uzkrāšanas sistēmām jutīguma analīze netika veikta, jo kritēriji pārklājas un plašāka analīze samazinātu rezultātu pārrēķināmību. Iegūtie rezultāti – 3.3. attēlā.



3.3. att. *TOPSIS* jutīguma analīze akumulatoru alternatīvām, mainot indikatoru svaru šādi: a) nepieciešamie ieguldījumi uzkrāšanas ierīkošanai un uzturēšanai; b) uzglabāšanas jaudas blīvums; c) uzlādes/izlādes ciklu skaits; d) tehnoloģijas kalpošanas laiks; e) sistēmas reakcijas laiks; f) uzglabāšanas sistēmas efektivitāte; g) ietekme uz vidi; h) sistēmas tehnoloģiskā gatavība komercializācijai; i) sociālais faktors, tiešs labums sabiedrībai.

Ņemot vērā jutīguma analīzes rezultātus, ir iespējams noteikt katra kritērija specifisko ietekmi uz izvēlētajiem tehnoloģiskajiem risinājumiem atjaunīgās elektroenerģijas uzkrāšanai, ļaujot noteikt svarīgākos faktorus, kas maina *TOPSIS* analīzes rezultātus. Galvenie secinājumi, kas izriet no bateriju analīzes, ir šādi: litija jonu baterijas negatīvi ietekmē nepieciešamo investīciju apjoms, arī saskaņā ar ievades datiem var secināt, ka ieguldījumi EUR/kWh šajā attīstības brīdī ir aptuveni divas reizes lielāki nekā citi uzkrāšanas veidi šajā grupā un arī pēc tehnoloģijas kalpošanas laika. Tomēr to atsver fakts, ka praktiski visos citos kritērijos litija jonu akumulatori uzrāda labākos rādītājus, attiecīgi pamatojot to priekšrocības, salīdzinot ar citām baterijām. Jāatzīmē, ka svina-skābes un nātrija-sēra baterijas gandrīz neietekmē tehnoloģiskā gatavība, jo to novatoriskais progress ir vidējs, tāpat kā sociālais faktors, tiešs ieguvums sabiedrībai, savukārt reakcijas laiks īpaši neietekmē visu veidu baterijas, jo tas ir gandrīz identisks visiem veidiem. Pēdējais redzamais ietekmējošais faktors ir nātrija-sēra bateriju ietekmes uz vidi faktors, kas savāktajos datos arī ir ievērojami augstāks.

3.2. Sistēmdinamikas modeļošana

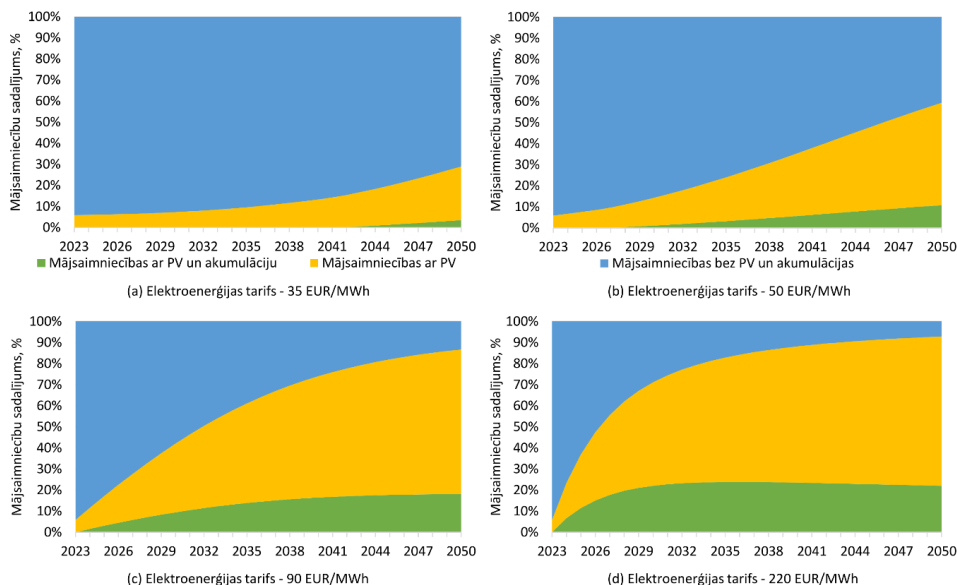
Šajā apakšnodaļā sniegti galvenie sākotnējie rezultāti, kas raksturo *PV* sistēmu un elektroenerģijas uzkrāšanas sistēmas izplatību mājāsaimniecībās Latvijā līdz 2050. gadam, balstoties dažādos parametros. Tiek novērtēta būtiskāko parametru jutība, izmantojot SD modeli.

Sistēmdinamikas modeļa elektroenerģijas uzkrāšanas prakses prognozēšanai mājāsaimniecībās rezultāti

Tas savā ziņā ir intuitīvs secinājums, tomēr izrādījās, ka elektroenerģijas cenai ir liela nozīme pārejā no tīkla elektrības uz *PV* un akumulatoru izmantošanu. 3.4. attēlā redzams *PV* un *PV* salīdzinājums ar akumulatoru sistēmas difūzijas līmeni pie dažādiem elektroenerģijas tarifiem. 3.4. a) attēlā redzams, ka, ja elektroenerģijas cena visā simulācijas periodā būtu 35 EUR par megavatstundu, kas ir aptuveni zemākā elektroenerģijas cena, kāda sasniegta pēdējo 10 gadu laikā (2. tab.), interese gan par *PV*, gan *PV* ar akumulatoru uzstādīšanu būtu ļoti zema. Interese par akumulatoriem sāktos tikai pēc 2040. gada, kad ieguldījumu izmaksas būtu pietiekami samazinātas, lai atmaksāšanās laiks būtu mazāks nekā bateriju tehniskais darbmūžs. Ir loģiski, ka ar zemām elektroenerģijas cenām *PV* un akumulatoru atmaksāšanās laiks ir pārāk ilgs, lai padarītu to par vēlamu iespēju. Modeļa rezultāti liecina, ka pie šāda elektroenerģijas cenu līmeņa 2050. gadā tikai 25,4 % no visām mājāsaimniecībām būtu uzstādījušas tikai *PV* sistēmas un 3,5 % būtu uzstādījušas *PV* sistēmas, kas papildinātas ar akumulatoru uzkrāšanu. Pārējie joprojām būtu pilnībā atkarīgi no tīkla elektroenerģijas.

3.4. b) attēlā redzams, ka, ja elektroenerģijas cena visā simulācijas periodā būtu 50 EUR par megavatstundu, kas bija augstākā elektroenerģijas cena no 2013. līdz 2020. gadam (2.4. tab.), interese par *PV* un akumulatoriem būtiski pieaugtu. *PV* tehnoloģijas ieviešana iegūst vilkmi uzreiz, savukārt *PV* un akumulatoru uzstādīšana sāk pieaugt jau pirms 2030. gada. Modeļa rezultāti liecina, ka pie šāda elektroenerģijas cenu līmeņa 2050. gadā 48,6 % no visām

mājsaimniecībām būtu uzstādījušas tikai *PV* sistēmas un 10,8 % būtu uzstādījušas *PV* sistēmas, kas papildinātas ar akumulatoru uzkrāšanu.



3.4. att. *PV* un akumulatoru sistēmas difūzija, pamatojoties uz elektroenerģijas tarifu.

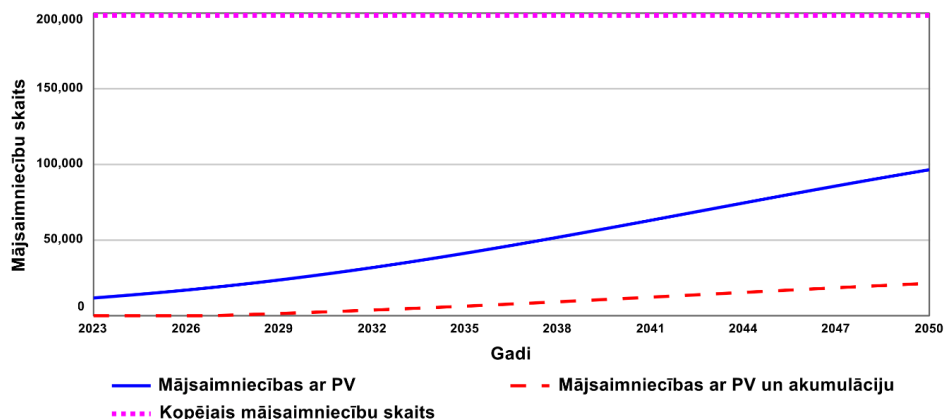
3.4. c) attēlā redzams, ka, ja elektroenerģijas cena visā simulācijas periodā būtu 90 EUR par megavattstundu, kas 2021. gadā bija aptuvenā elektroenerģijas cena (tāda ir bijusi arī 2023. gadā) (2.4. tab.), interese par *PV* un akumulatoriem būtiski pieaugtu. Šajā gadījumā elektroenerģijas cena ir tik augsta, ka pašreizējās *PV* un akumulatoru tehnoloģiju izmaksas jau simulācijas sākumā kļūst ļoti ienesīgas, un atmaksāšanās laiks ir salīdzinoši īss. Pat bez valsts atbalsta mājsaimniecības pieņem lēmumu par pāreju uz *PV* vai *PV* ar akumulatoriem, un nākotnes tehnoloģiju izmaksu samazinājums to veicina vēl vairāk, tomēr tuvu 2050. gadam uzstādīšanas temps palēninās, jo sistēma ir tuvu pilnam piesātinājumam. Modeļa rezultāti liecina, ka pie šāda elektroenerģijas cenu līmeņa 2050. gadā 68,6 % no visām mājsaimniecībām būtu uzstādījušas tikai *PV* sistēmas un 18,0 % būtu uzstādījušas *PV* sistēmas, kas papildinātas ar akumulatoru uzkrāšanu.

3.4. d) attēlā redzams, ka, ja elektroenerģijas cena visā simulācijas periodā būtu 220 EUR par megavattstundu, kas bija aptuvenā elektroenerģijas cena 2022. gadā (2.4. tab.), *PV* un akumulatoru uzstādīšanas ātrums “eksplodētu”. Tīkla elektrība ir tik dārga, ka pat akumulatoru tehnoloģijas, kas šajā brīdī joprojām ir dārgas, šķiet ienesīgākas nekā tikai tīkla elektroenerģijas izmantošana. Tikai *PV* sistēmām joprojām ir lielāka proporcijas daļa nekā *PV* ar akumulatoriem, jo kopējais ieguldījumu atmaksāšanās laiks *PV* vienmēr būs mazāks nekā *PV* sistēmai, kas papildināta ar akumulatoriem. Modeļa rezultāti liecina, ka pie šāda elektroenerģijas cenu līmeņa 2050. gadā 70,8 % no visām mājsaimniecībām būtu uzstādījušas tikai *PV* sistēmas un 22,0 % būtu uzstādījušas *PV* sistēmas, kas papildinātas ar akumulatoru

uzkrāšanu. Gala rezultāti ir līdzīgi tam, ja elektrības cena ir 90 EUR par megavatstundu, tomēr sākotnējais investīciju līmenis ir ievērojami augstāks.

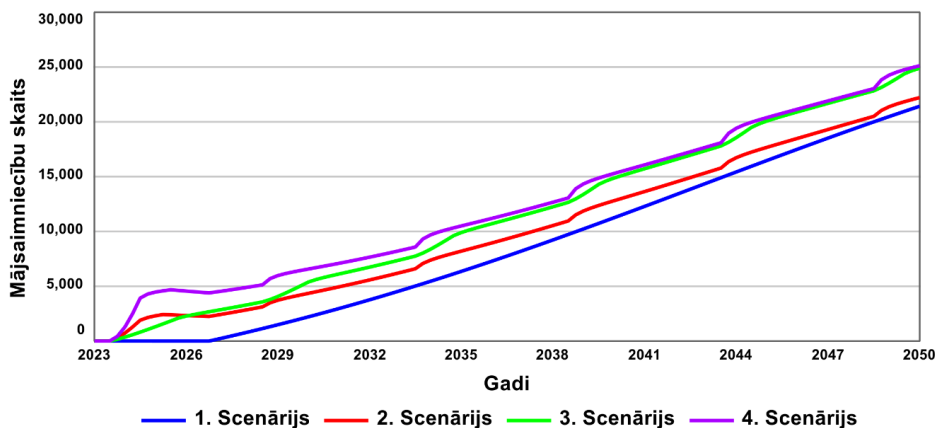
Ir būtiski minēt, ka rezultāti parāda situāciju, kad neto uzskaites sistēmas darbojas pilnīgi simulācijai visos elektroenerģijas cenu scenārijos un visas mājsaimniecības var izmantot šo sistēmu, tomēr realitātē sadales sistēmas operators, visticamāk, nespētu uzkrāt tīklā visu saules elektroenerģijas pārpalikumu, kas parādīts c) un d) scenārijos, un neto uzskaitē tiktu likvidēta, lai saglabātu tīkla stabilitāti. Tas savukārt ietekmētu PV un akumulatoru sistēmas integrācijas ātrumu, jo bez neto uzskaites atmaksāšanās periods palielinās un tīkla pieslēgumi izskatās pievilcīgāki. Tomēr šajā pētījumā netiek analizēta PV integrācijas ātruma ietekme uz elektrotīklu un neto uzskaites sistēmu. Modelis ir jāpaplašina, lai analizētu šo efektu. Tas ir turpmāko pētījumu mērķis.

3.5. attēlā ir parādīts PV un PV ar akumulatoru integrācijas līmeni pamatscenārijam, kurā elektroenerģijas cena tika noteikta 50 EUR par megavatstundu, kas tika pieņemts kā visreālākais nākotnes cenu līmenis pašreizējā pētījumā. Turpmākos pētījumos cenu veidošanās būtu jāpaplašina, apsverot arī cenu svārstības.



3.5. att. PV un PV ar akumulatora integrāciju 1. scenārijā.

Pamatscenārijs atklāj pakāpenisku PV sistēmas uzstādīšanas pieaugumu no 11 764 mājsaimniecībām 2023. gadā līdz 96 497 mājsaimniecībām ar PV 2050. gadā. PV ar akumulatora uzstādīšanu sākas 2027. gadā un palielinās no piecām mājsaimniecībām 2027. gadā līdz 21 422 mājsaimniecībām ar PV un akumulatoru kombināciju 2050. gadā. Tas liecina, ka mājsaimniecības ir potenciāls akumulatoru integrācijai, tomēr, lai sasniegtu augstāku integrācijas līmeni, ir nepieciešama atbalsta politikas īstenošana.



3.6. att. Modeļa scenāriju salīdzinājums.

3.6. attēlā redzams, kā subsīdiju politikas īstenošana maina *PV* sistēmu, integrējot akumulatoru sistēmu mājsaimniecībās. Var redzēt, ka pamatscenārijs bez politikas rāda zemāko mājsaimniecību skaitu ar *PV* un akumulatoru uzglabāšanu 2050. gadā. Ja subsīdijas tiek piešķirtas tikai *PV* uzstādīšanai, bet ne akumulatoru uzglabāšanai, sākotnējais pieaugums sistēmu ar *PV* un akumulatoru uzstādīšanu ir lielāks nekā pamatscenārija gadījumā, tomēr gala rezultāts ir tikai nedaudz lielāks. Sākotnējais pieaugums ir saistīts ar to, ka, subsidējot *PV* uzstādīšanu, tiek samazinātas arī sistēmas kopējās izmaksas ar *PV* un akumulatoriem, tāpēc tā ir pievilcīgāka nekā bāzes scenārijā, tomēr ilgtermiņā tikai *PV* sistēmas joprojām ir pievilcīgākas nekā kombinētā sistēma.

Ja tiek subsidētas tikai baterijas, sākotnējais palielinājums *PV* un akumulatoru sistēmas uzstādīšanai ir līdzīgs tam, kas paredz *PV* subsīdijas, un lielāks nekā pamatscenārijā, tomēr gala rezultāts ir labāks nekā pamatscenārijs un subsīdijas tikai *PV* scenārijam. To var izskaidrot ar faktu, ka, subsidējot tikai baterijas, kombinētās sistēmas atmaksāšanās laiks ir mazāks tikai *PV* sistēmai, tāpēc interese par kombinēto *PV* un akumulatoru sistēmas uzstādīšanu palielinās ne tikai sākotnējā periodā, bet arī visā simulācijā.

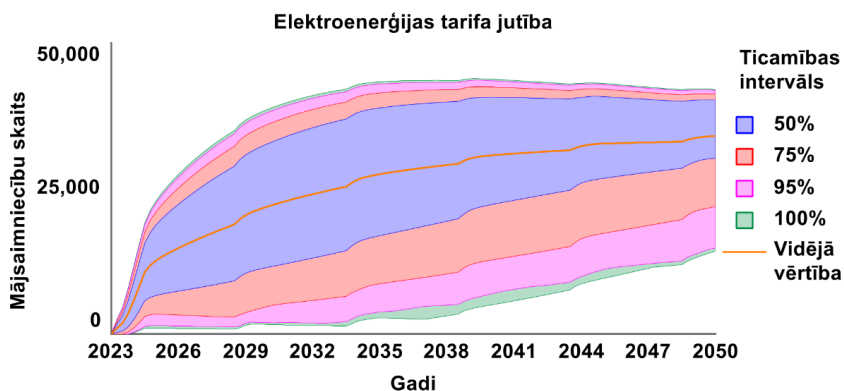
Ja abas tehnoloģijas tiks subsidētas, paredzams, ka sākotnējais pieaugums būs lielāks nekā iepriekšējos scenārijos. Šis pieaugums notiek ne tikai uz *PV* sistēmu rēķina, bet gan tāpēc, ka gan tikai *PV*, gan kombinētās *PV* un akumulatoru sistēmas kļūst konkurētspējīgas ar tīkla elektroenerģijas tarifu, un uzstādīšanas pieaugums notiek abās kategorijās. Tomēr gala rezultāts ir līdzīgs scenārijam ar subsīdijām tikai akumulatoriem, un, tā kā abas tehnoloģijas saņem subsīdijas, investīciju un ietaupījumu starpība starp risinājumiem joprojām ir par labu *PV* sistēmai.

No scenārija rezultātiem var secināt, ka ar 20 miljoniem EUR piecu gadu subsīdijas tehnoloģijām ar 50 % atbalsta intensitāti patiešām nav pietiekami, lai ievērojami palielinātu kombinētās *PV* un akumulatoru sistēmas ieviešanu. Starpība starp pamatscenāriju un subsīdijām abu tehnoloģiju scenārijā ir 3696 mājsaimniecības. Pamatscenārijā 21 422 mājsaimniecībām ir uzstādīta kombinēta *PV* un akumulatoru sistēma, savukārt scenārijā

ar subsīdijām abām tehnoloģijām 25 118 mājsaimniecībām ir uzstādīta kombinētā PV un akumulatoru sistēma.

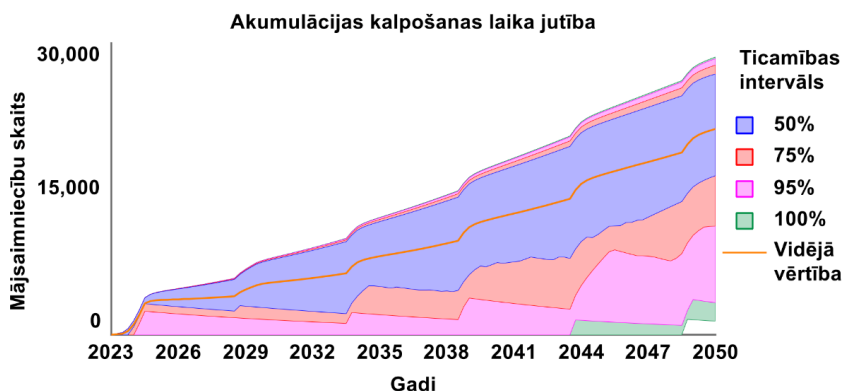
Jutīguma analīzes rezultāti

Jutīguma analīze tika veikta, lai novērtētu, kā būtiskāko parametru izmaiņas varētu ietekmēt PV un akumulatoru kombinēto sistēmu ieviešanu. Jutīguma analīze tika veikta sistēmai bez subsīdijām ar četriem parametriem. 3.7. attēlā redzams elektroenerģijas tarifa jutīgums. Ir redzama milzīga plaisa starp PV un akumulatoru sistēmas uzstādīšanu pie elektrības cenas 30 EUR un 150 EUR par megavatstundu.



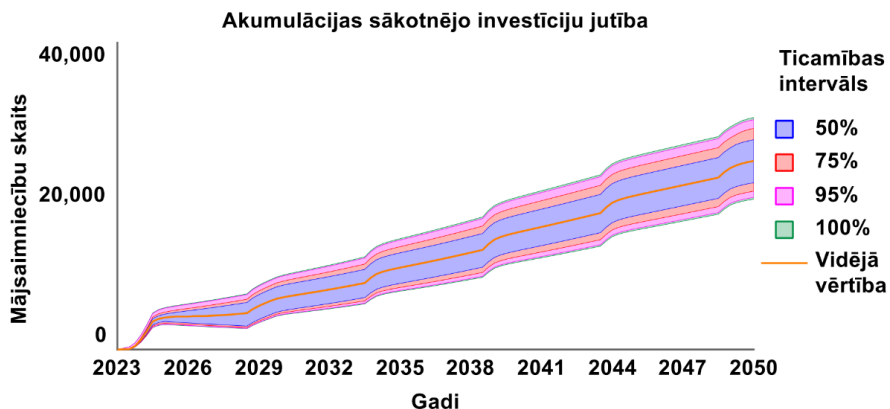
3.7. att. Elektroenerģijas tarifa jutīguma analīze akumulatoru akumulācijas uzstādīšanai (tarifa intervāls – 30–150 EUR par MWh).

Akumulatora tehniskais kalpošanas laiks būtiski ietekmē arī kombinēto PV un akumulatoru sistēmas uzstādīšanu. 3.8. attēlā redzams, ka, ja akumulatoru tehniskais kalpošanas laiks būtu 10 gadi vai mazāks, gandrīz nekāda akumulatoru uzglabāšanas uzstādīšana notiktu, jo ieguldījumi būtu pārāk lieli, lai atmaksātos tehnoloģiju darbmuža laikā.



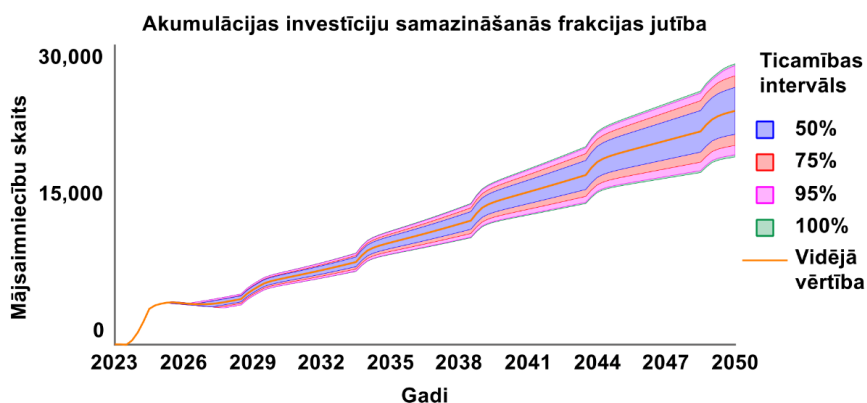
3.8. att. Akumulatora tehniskā kalpošanas laika jutīguma analīze akumulatora uzglabāšanas iekārtās (tehniskais darbmuža intervāls – 10–30 gadi).

Sākotnējiem ieguldījumiem ir liela nozīme arī akumulatoru uzglabāšanas īstenošanā, un jutīguma analīze parāda, kā mainās uzstādītais *PV* un akumulatoru sistēmu daudzums, palielinot vai samazinot sākotnējos ieguldījumus par 25 %. Mājsaimniecību skaits ar *PV* un akumulatoru sistēmu izmaiņām no 19 890 lielāko investīciju scenārijā līdz 31 029 zemāko investīciju scenārijā redzams 3.9. attēlā.



3.9. att. Sākotnējo ieguldījumu akumulatoru uzglabāšanas iekārtās jutīguma analīze (sākotnējo ieguldījumu intervāls – 600–1000 EUR par kWh).

Akumulatoru sistēmu integrācijā nozīme ir ne tikai sākotnējiem ieguldījumiem, bet arī investīciju samazinājumam laika gaitā. Ieguldījumu samazinājuma daļas jutīguma analīze (3.10. att.) parāda būtiskas izmaiņas galarezultātā, mainot ieguldījumu gada samazinājuma daļu no 0,5 % uz 3 %. Mājsaimniecību skaits ar *PV* un akumulatoru sistēmu izmaiņas no 19 127 zemākās investīciju samazināšanas frakcijas scenārijā līdz 28 840 lielākās investīciju samazināšanas frakcijas scenārijā redzamas 3.10. attēlā.



3.10. att. Akumulatora ieguldījumu jutīguma analīze samazināt frakciju akumulatoru uzglabāšanas iekārtās (akumulatora ieguldījumu samazināšanās frakcijas intervāls – 0,5–3 % gadā).

No jutīguma analīzes var redzēt, ka visiem četriem parametriem – elektroenerģijas cenai, bateriju uzglabāšanas tehniskajam kalpošanas laikam, sākotnējām investīcijām bateriju uzkrāšanā un investīcijām, lai samazinātu bateriju uzkrāšanas daļu, – ir milzīga ietekme uz akumulatora uzglabāšanas iekārtu, tāpēc ir ļoti svarīgi rūpīgi apsvērt šo parametru vērtības, veicot nākotnes prognozi par akumulatoru uzglabāšanas attīstību.

Sistēmdinamikas modeļa simulācijas hibrīdai energosistēmai mājāsaimniecībā rezultāti

Šajā apakšnodaļā sniegti rezultāti, kas raksturo enerģijas uzkrāšanas sistēmas uzstādīšanas rentabilitāti mājāsaimniecībās Latvijā, ņemot vērā mājāsaimniecības kopējo elektroenerģijas patēriņa profilu.

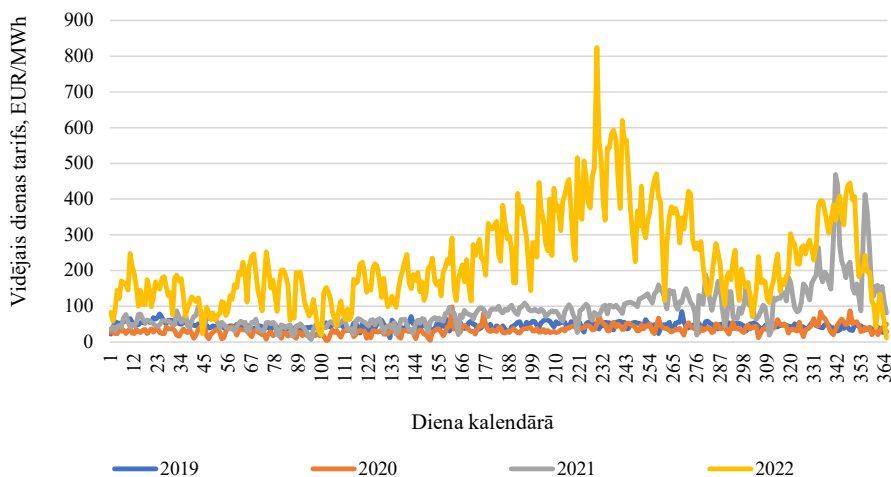
Simulējot sistēmu darbību pie *NordPool* elektroenerģijas stundas cenām 2021. gadam, tika konstatēts, ka kopējās elektroenerģijas izmaksas mājāsaimniecībai, kuras kopējais gada patēriņš ir 7800 kWh/gadā un kas patērē tikai enerģiju no tīkla, ir 2663,55 EUR/gadā. Savukārt, ja tāda paša profila mājāsaimniecība uzstāda saules paneļus, saražoto elektroenerģiju izmanto pašpatēriņam un izmanto tīklu kā pārpalikumu, kopējās elektroenerģijas izmaksas ir 715,82 EUR/gadā, līdz ar to ir redzams būtisks uzlabojums. Ja *PV* ir pievienots arī litija jonu akumulators un sistēma tiek izmantota efektīvi, tad mājāsaimniecības elektroenerģijas izmaksas ir 639,41 EUR/gadā. Izmaksu atšķirības no SD simulācijām trīs dažādos gados apkopotas 3.1. tabulā.

3.1. tabula

Elektroenerģijas izmaksu salīdzinājums

<i>NordPool</i> dati	Tīkla pieslēgums, EUR/gadā	Pievienoti <i>PV</i> paneļi, EUR/gadā	Ar pievienotu uzkrāšanas sistēmu EUR/gadā
2019	1779,78	710,14	642,18
2020	1554,06	646,98	571,34
2021	2663,55	715,82	639,41
2022	4851,32	968,97	858,02

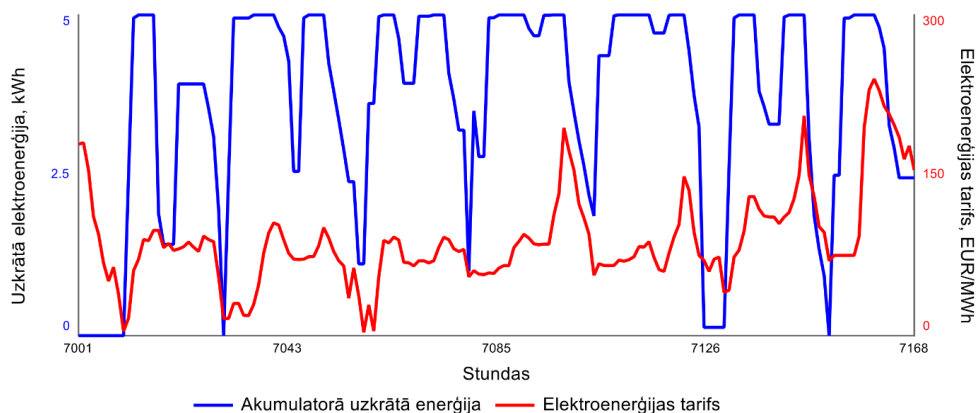
3.1. tabulā redzama būtiska atšķirība kopējās gada elektroenerģijas izmaksās atkarībā no tā, kura gada dati (*NordPool* elektroenerģijas biržas cena) simulācijā izvēlēti kā prognozētās elektroenerģijas cenas. Tas ir skaidrots arī 3.11. attēlā, vizuāli salīdzinot vidējo dienas *NordPool* tarifu starp gadiem, kas tika analizēti un salīdzināti sistēmdinamikas modelī.



3.11. att. Vēsturiskās elektroenerģijas cenas.

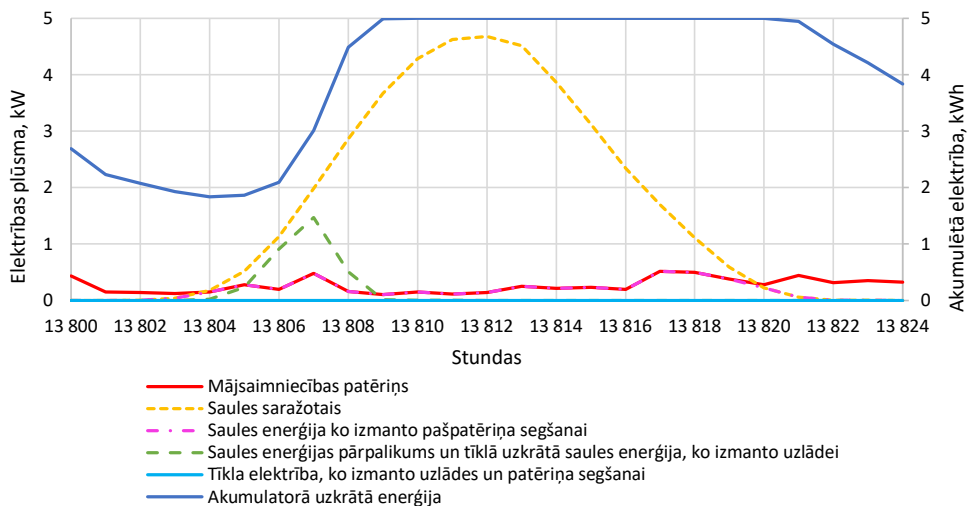
Iepriekšējā gada izmaksu atšķirības ietekmēja dažādi ārējie apstākļi. 2019. gadā elektroenerģijas biržas cena Latvijā samazinājās, salīdzinot ar 2018. gadu, un 84,7 % no kopējā patēriņa tika segti, izmantojot vietējo ģenerāciju. Tāpēc elektroenerģijas izmaksas bija salīdzinoši pieņemamas. Elektroenerģijas cenu ziņā 2019.–2020. gadu Latvijai var uzskatīt par mērenu periodu. Savukārt 2021. gadā bija vērojams elektroenerģijas cenu kāpums, no septembra sasniedzot jaunus vēsturiski vidējos mēneša cenu rekordus. Elektroenerģijas cenas visā Eiropā pieauga rekordaugsto gāzes un CO₂ emisiju kvotu cenu dēļ. Citi ietekmējošie faktori bija zemāka enerģijas ražošana vēja un hidroelektrostacijās Eiropā, kas bija jāsedz ar fosilajiem resursiem. Turklāt 2022. gads iezīmējās ar vēl lielāku elektroenerģijas cenu pieaugumu katru mēnesi, kas sasniedza 156 %, salīdzinot ar pieaugumu 2021. gadā. Tāpēc no modeļa iegūtajos datos izmaksas, piemēram, tikai ar elektroenerģijas koplietošnaas tīklu savienotai sistēmai, 2022. gadā dubultojās. Viens no galvenajiem cenu pieauguma iemesliem bija Krievijas iebrukums Ukrainā, kā rezultātā tika pārtraukts elektroenerģijas imports no Krievijas un Baltkrievijas.

3.12. attēlā redzama akumulatora uzlādes un izlādes (kWh) dinamika atkarībā no elektroenerģijas tarifa konkrētajā brīdī (EUR/kWh). Grafiks attēlo aptuveni vienu nedēļu no visa simulētā perioda. Akumulatorā uzkrātās enerģijas daudzumu attēlo zilā līkne, savukārt elektrības tarifu – sarkanā līkne. Ir iespējams konstatēt, ka pie augstākām elektrības cenām notiek ātrāks akumulatora izlādes process, savukārt pie zemākām elektrības cenām notiek pretējais, t. i., akumulators tiek uzlādēts.



3.12. att. Akumulatora uzlāde un izlāde, pamatojoties uz elektrības tarifu.

Saskaņā ar simulācijas apkopotajiem rezultātiem modelī modelī, Latvijas gadījuma izpētei tika pārbaudīta elektroenerģijas akumulācijas ierīkošanas rentabilitāte ar esošo saules potenciālu un ikgadējo starojuma intensitāti, ņemot vērā elektroenerģijas izmaksas, kas ietekmē akumulācijas sistēmas darbības principus. Iegūtie rezultāti par konkrēto iepriekš aprakstīto mājsaimniecību ar uzstādītu saules panelu un akumulācijas sistēmu vienai dienai (24 h bāzei) vidējai elektroenerģijas slodzei vasaras mēnesī redzami 3.13. attēlā.



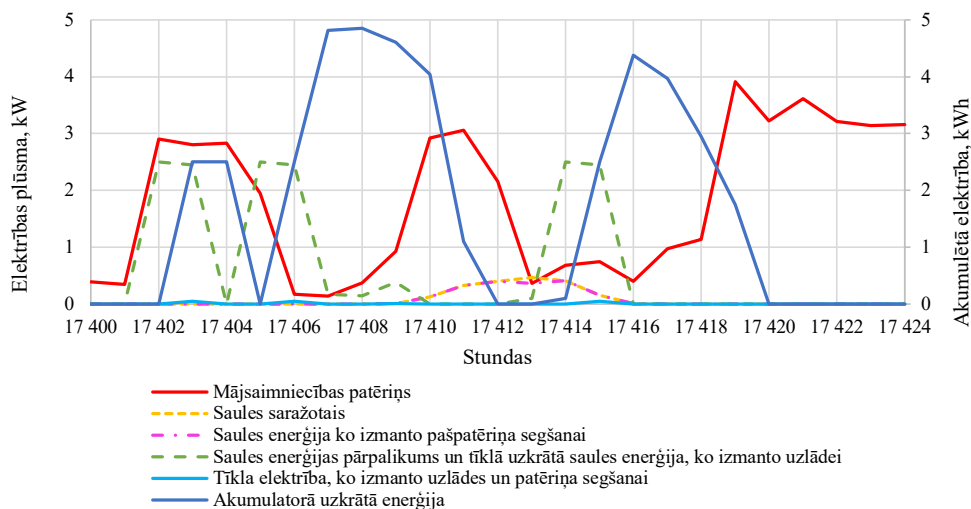
3.13. att. Ikdienas enerģijas plūsmas profils sistēmai ar saules paneļiem un akumulatoru vasaras dienā.

Vasarā mājsaimniecības elektroenerģijas patēriņš ir salīdzinoši zems (sarkanā līkne 3.13. att.), tāpēc akumulatorā uzkrātās enerģijas daudzums ir pietiekams, lai segtu patēriņu naktis stundās (tumši zilā līkne 2.4. att.), savukārt dienas laikā saules paneļu sistēmas saražotās enerģijas daudzums kļūst pietiekami liels, lai ne tikai segtu mājsaimniecības patēriņu, bet arī

pilnībā uzlādētu akumulatoru. Turklāt konkrētajā dienā, kas analizēta 3.13. attēlā, var redzēt, ka akumulators tiek uzlādēts arī no rīta, izmantojot tīklā uzkrātās saules paneļu enerģijas pārpalikumu pēc patēriņa segšanas. Ir iespējams konstatēt, ka īpašos apstākļos vasaras dienā netiek patērēta elektroenerģija no tīkla, kā arī netiek izmantots tīklā uzkrātās elektroenerģijas daudzums. Gluži pretēji, akumulators tiek uzlādēts, nodrošinot lielāku pieejamās enerģijas uzkrāšanas apjomu dienām, kad saules paneļu saražotais daudzums būs nepietiekams, lai segtu patēriņu.

Lai gan kopējā elektroenerģijas profila sadalījums katrai no modelētajām dienām ir nedaudz atšķirīgs, kopumā tas attaisno elektroenerģijas akumulācijas uzstādīšanas rentabilitāti periodā, kad saules starojums ir lielāks un saulaināku dienu ir vairāk, ņemot vērā laikapstākļus Latvijā.

Lai pārbaudītu arī sezonālītātes ietekmi uz akumulācijas sistēmas ierīkošanas rentabilitāti Latvijā, tika analizēti dati par dienas elektroenerģijas profilu par vienu izvēlētu dienu ziemas mēnesī. Iegūtie rezultāti redzami 3.14. attēlā.

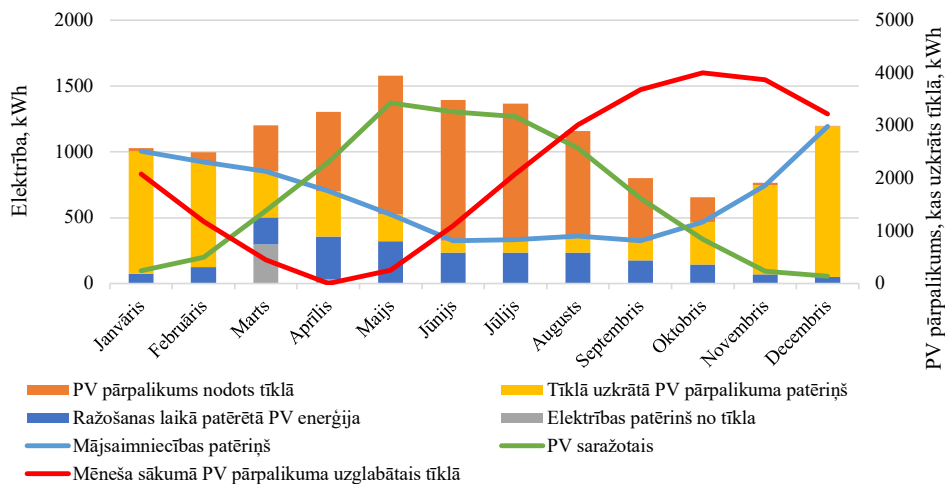


3.14. att. Ikdienas enerģijas plūsmas profils sistēmai ar PV un akumulatoru ziemas dienā.

Kā redzams iegūtajā grafikā, mājsaimniecību elektroenerģijas patēriņš ziemā ir salīdzinoši lielāks. Ziemas dienā enerģijas pieprasījumu daļēji sedz akumulatorā uzkrātais enerģijas daudzums (tumši zilā līkne 3.14. att.), savukārt elektroenerģijas patēriņš no tīkla, ņemot vērā šī brīža tarifu, šajā dienā ir ļoti mazs. Šo parametru apraksta gaiši zilā līnija, kas 3.14. attēlā ir gandrīz nulles līmenī. Ziemas mēnešos akumulatora uzlādēšanai tiek izmantots saules enerģijas pārpalikums un tīkla uzkrātā saules enerģija (zaļā pārtrauktā līkne 3.14. att.). Tomēr ziemas dienā Latvijas apstākļos pēc patēriņa segšanas un akumulatora uzlādēšanas vairs nav saules enerģijas, ko nodot tīklā, jo tā tiek pilnībā patērēta. Kopumā elektroakumulācijas sistēmas uzstādīšanas rentabilitāti mājsaimniecībā Latvijā ir iespējams novērot arī ziemas periodā.

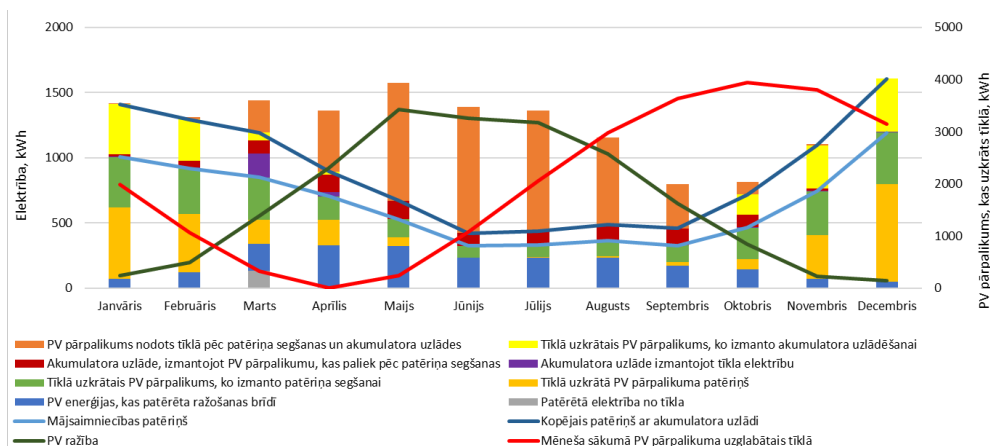
Lai iegūtu gada pārskatu un novērtētu modelēto sistēmu no ikmēneša enerģijas plūsmu viedokļa, tika apkopoti SD modelī (izmantojot 2021. gada datus) iegūtie rezultāti. 3.15. attēlā

redzams enerģijas plūsmu profils pa gada mēnešiem, ja mājsaimniecībā ir uzstādīta saules paneļu sistēma, savukārt 3.16. attēlā parādīta sistēma ar saules paneļiem un akumulatoru.



3.15. att. Ikmēneša enerģijas profils saules paneļu sistēmai.

Iegūtie rezultāti liecina, ka augstākā elektroenerģijas ražošana no saules paneļiem notiek no maija līdz augustam (zaļā līkne 3.15. att.). Zemākais elektroenerģijas patēriņš vērojams vasaras mēnešos (zilā līkne 3.15. att.). Sarkanā līkne (3.15. att.) norāda saules paneļu enerģijas daudzumu, kas katrā mēneša sākumā tiek uzglabāts tīklā. Var novērot, ka, sākot no maija (jauna bilances gada sākums), šis apjoms pieaug, un augstākais uzkrājums (~ 4000 kWh) tiek sasniegts oktobrī, kas ļauj šo enerģiju izmantot līdz nākamajam aprīlim. Diagrammā (3.16. att.) parādīts avotu sadalījums katrā mēnesī, lai segtu patēriņu. Ziemas mēnešos (no novembra līdz janvārim) lielākoties patēriņa segšanai tiek izmantots tīklā uzkrātais elektroenerģijas daudzums. Savukārt vasaras periodā, jau sākot no maija līdz augustam, saules paneļu saražotā enerģija lielākoties tiek patērēta uzreiz un tiek izmantota tikai neliela daļa no tīkla sistēmā uzkrātās. Līdzīgs ikmēneša enerģijas plūsmu profils tika iegūts gadījumam, ja ir uzstādīta saules paneļu un elektroenerģijas akumulācijas sistēma. Iegūtie rezultāti redzami 3.16. attēlā.



3.16. att. Ikmēneša enerģijas profils saules paneļu sistēmai ar akumulatoru.

Galvenās izmaiņas ikmēneša elektroenerģijas plūsmu profilā, kad akumulators ir pievienots sistēmai, ir tās, ka akumulatorā uzkrātajam enerģijas daudzumam ir liela nozīme mājsaimniecību patēriņa segšanā laika posmā no oktobra līdz aprīlim, bet jo īpaši ziemas mēnešos. Vasaras mēnešos saules paneļu saražotā enerģija, kā arī akumulatorā uzkrātais enerģijas daudzums ir pietiekams, lai segtu mājsaimniecību patēriņu, tādējādi panākot lielāku neatkarību no tīkla un nodrošinot pašpatēriņu. Šajā gadījumā, pievienojot akumulatoru un nodrošinot atbilstošu automatizācijas līmeni, ir iespējams pat gūt ekonomiskus ieguvumus, izmantojot savstarpējo saistību starp elektroenerģijas izmaksām un enerģijas pieprasījumu konkrētajā brīdī, nodrošinot augstāku rentabilitāti. Šīs attiecības raksturo ikmēneša elektroenerģijas plūsmu profila daudzveidība, īpaši mēnešos no oktobra līdz martam.

Lai apkopotu iegūtos rezultātus, tika veikts visu četru analizēto sistēmu salīdzinājums, nosakot elektroenerģijas gada izmaksas no tīkla, gada ietaupījumu un katras sistēmas atmaksāšanos un gada laikā no tīkla patērētās elektroenerģijas apjomu pēc analizētajām elektroenerģijas cenām no 2019. līdz 2022. gadam. Rezultātu kopsavilkums redzams 3.2.–3.5. tabulā.

3.2. tabula

Dažādu sistēmu salīdzinājums ar elektroenerģijas cenu 2019. gada līmenī

2019	Tīkla elektroenerģijas gada izmaksas	Gada uzkrājums	Atmaksāšanās laiks	Patērētā tīkla elektroenerģija
	EUR/gadā	EUR/gadā	Gadi	kWh/gadā
Tīkla elektrība	889	–	–	7755,55
Saules paneļu sistēma	293	596	16,8	331,32
Akumulators	858	31	448,3	7862,27
Saules paneļu + akumulatora sistēma	260	629	22,3	372,39

Pie 2019. gada elektroenerģijas cenām ir iespējams novērot, ka brīžos, kad tīkla enerģijas izmaksas ir salīdzinoši zemas, tomēr ir iespējams ietaupīt, uzstādot *PV* sistēmu vai *PV* un akumulatoru sistēmu (3.2. tab.). Tomēr uzstādīšanas izmaksu dēļ atmaksāšanās laiks būtu ievērojami ilgs, *PV* sistēmai sasniedzot gandrīz 17 gadu un sistēmai ar pievienotu akumulatoru – 22,3 gadus, tādējādi samazinot ekonomisko pamatojumu sistēmas ieviešanai Latvijas mājāsaimniecībās. No otras puses, uzstādot tikai baterijas, ikgadējais ietaupījums par zemām elektroenerģijas cenām ir nenozīmīgs, un, ņemot vērā atmaksāšanās laiku, kas sasniedz 448,3 gadus, ir iespējams teikt, ka tikai bateriju uzstādīšana konkrētajos apstākļos ir nerentabla.

3.3. tabula

Dažādu sistēmu salīdzinājums ar elektroenerģijas cenu 2020. gada līmenī

2020	Tīkla elektroenerģijas gada izmaksas	Gada uzkrājums	Atmaksāšanās laiks	Patērētā tīkla elektroenerģija
	EUR/gadā	EUR/gadā	Gadi	kWh/gadā
Tīkla elektrība	776	–	–	7755,55
Saules paneļu sistēma	285	491	20,35	331,32
Akumulators	724	52	266,9	7857,75
Saules paneļu + akumulatora sistēma	250	526	26,6	368,78

Vēl zemāku elektroenerģijas izmaksu gadījumā, t. i., pie 2020. gada elektroenerģijas cenām, kad samazinās kopējās tīkla elektroenerģijas gada izmaksas katrā no analizētajiem sistēmas risinājumiem, ir iespējams noteikt, ka gada ietaupījums *PV* un *PV* ar akumulācijas sistēmām samazināsies, attiecīgi palielinot atmaksāšanās laiku abām sistēmām (3.3. tab.). Savukārt situācijā, kad ir tikai akumulators, ikgadējais ietaupījums palielinās un atmaksāšanās laiks samazinās, atmaksāšanās laiks joprojām ir nereāls, un scenārijs tiek definēts kā nerentabls.

3.4. tabula

Dažādu sistēmu salīdzinājums ar elektroenerģijas cenu 2021. gada līmenī

2021	Tikla elektroenerģijas gada izmaksas	Gada uzkrājums	Atmaksāšanās laiks	Patērētā tīkla elektroenerģija
	EUR/gadā	EUR/gadā	Gadi	kWh/gadā
Tikla elektrība	1331	–	–	7755,55
Saules paneļu sistēma	293	1038	9,6	331,32
Akumulators	1223	108	129,2	7862,81
Saules paneļu + akumulatora sistēma	259	1072	13,1	370,68

Gadījumos, kad elektroenerģijas izmaksas ir augstākas, piemēram, kā 2021. gada elektroenerģijas cenu gadījumā, ir iespējams panākt daudz lielāku ikgadējo ietaupījumu un pieņemamāku atmaksāšanās periodu tikai *PV* paneļu sistēmai un *PV* un akumulatoru sistēmai, sasniedzot ietaupījumu 1072 EUR/gadā un pēdējā gadījumā samazinot atmaksāšanās laiku līdz 13,1 gadam (3.4. tab.). Tas attaisno energoefektīvu risinājumu uzstādīšanas rentabilitāti mājāsaimniecībās Latvijā. Tomēr pat pie 2021. gada cenām tikai akumulatora sistēma pieņemamā periodā neatmaksājas.

3.5. tabula

Dažādu sistēmu salīdzinājums ar elektroenerģijas cenu 2022. gada līmenī

2022	Tikla elektroenerģijas gada izmaksas	Gada uzkrājums	Atmaksāšanās laiks	Patērētā tīkla elektroenerģija
	EUR/gadā	EUR/gadā	Gadi	kWh/gadā
Tikla elektrība	2425	–	–	7755,55
Saules paneļu sistēma	350	2075	4,8	331,32
Akumulators	2164	261	53,7	7860,62
Saules paneļu + akumulatora sistēma	307	2118	6,6	367,85

Četras iepriekšējās tabulas dati liecina par vēl vienu īpatnību – patēriņš ir lielāks scenārijā, ja ir tikai akumulators sistēmā, salīdzinot ar pārējiem scenārijiem. Tas ir saistīts ar akumulatora uzlādes/izlādes procesu, kurā rodas zudumi (tostarp tie, kas ir gaidstāves režīmā). Lai aptvertu to pašu mājāsaimniecības patēriņa slodzi, izmantojot sistēmu, kas paredzēta tikai akumulatoriem, ir nepieciešams vairāk elektroenerģijas. Tāda pati ietekme ir vērojama saules paneļu un akumulatoru sistēmām, salīdzinot ar sistēmām, kurās ir tikai *PV*.

Vislielākos ieguvumus var rast gadījumā, ja elektroenerģijas izmaksas ir 2022. gada cenu līmenī. Tādā gadījumā ikgadējais ietaupījums *PV* sistēmas uzstādīšanai sasniedz 2075 EUR/gadā un atmaksāšanās laiks samazinās līdz 4,8 gadiem (3.5. tab.). Pie 2022. gada elektroenerģijas cenām arī saules paneļu un akumulatoru sistēmām ikgadējais ietaupījums sasniegtu 2118 EUR/gadā, savukārt atmaksāšanās periods samazinātos līdz 6,6 gadiem, tādējādi liecinot par sistēmas uzstādīšanas rentabilitāti mājāsaimniecībās Latvijā gadījumā, ja elektroenerģijas cenas būtiski nesamazinātos, salīdzinot ar 2022. gada līmeni, vai – ilgtermiņā,

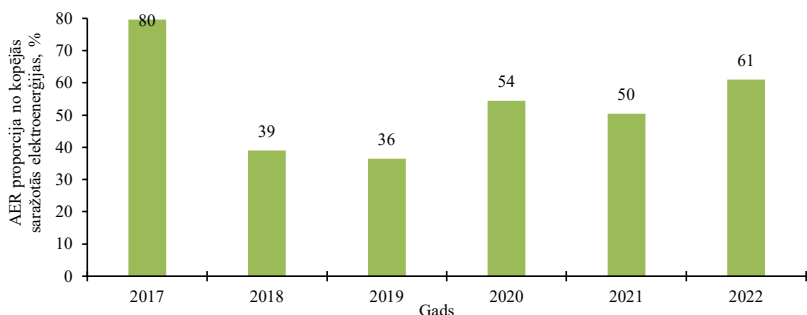
ja cenas pieaugtu citu globālu ekonomikas un vides problēmu dēļ (piemēram, klimata pārmaiņas). Sistēma, kurā ir tikai akumulatori, joprojām ir sarežģīta iespēja. Lai gan atmaksāšanās laiks samazinās, tas joprojām sasniedz 53,7 gadus, kas tiek uzskatīts par pārāk ilgu periodu, lai to uzskatītu par rentablu.

Konstatēts, ka Latvijas specifiskajos apstākļos (saules potenciāls, gada vidējā starojuma intensitāte u. c.) fotoelementu un fotoelementu un akumulatoru sistēmu uzstādīšanas rentabilitāte privātajās māsaimniecībās Latvijā ir attaisnojama gan vasaras, gan ziemas apstākļos. Vasarā māsaimniecību elektroenerģijas patēriņš ir salīdzinoši zems; tāpēc tika noteikts, ka akumulatorā uzkrātās enerģijas daudzumu var izmantot, lai segtu patēriņu nakts stundās, savukārt PV paneļu sistēmas saražotās enerģijas daudzums dienas laikā ir pietiekams, lai ne tikai segtu māsaimniecības patēriņu, bet arī pilnībā uzlādētu akumulatoru. Analizētajā gadījumā vasaras dienā elektrība no tīkla netiek patērēta, un tīklā uzkrātās elektroenerģijas daudzums arī netiek izmantots. Gluži pretēji, krātuve tiek papildināta, nodrošinot lielāku pieejamās enerģijas daudzumu dienām, kad saules paneļu saražotais daudzums būtu nepietiekams, lai segtu patēriņu. Kopumā elektroenerģijas akumulācijas ierīkošanas rentabilitāte bija pamatota periodam, kad saules starojums ir lielāks un ir vairāk saulainu dienu, ņemot vērā laikapstākļus Latvijā. Tika konstatēts, ka pat ziemas dienā ir iespējams segt enerģijas pieprasījumu ar akumulatorā uzkrāto enerģijas daudzumu, kā arī tas, ka ziemas mēnešos nelielu enerģijas daudzumu saražo saules paneļi, kas tiek izmantoti patēriņa segšanai, tādējādi kopumā pamatojot elektroenerģijas akumulācijas sistēmas uzstādīšanas rentabilitāti māsaimniecībā Latvijā arī ziemas periodā.

Tomēr galvenais faktors, kas kavē uzkrājuma izveidi, ir augstās ieguldījumu izmaksas, kas jāsedz pirms atmaksas saņemšanas no atbalsta instrumentiem. Papildu izmaksas par neērtībām ir saistītas ar tehnoloģijas uzturēšanas izmaksām, kas katrā gadījumā var veidot atšķirīgus izdevumus.

3.3. Algoritms datu apkopošanai un kritiskai analīzei, aprēķiniem un prognozēšanai

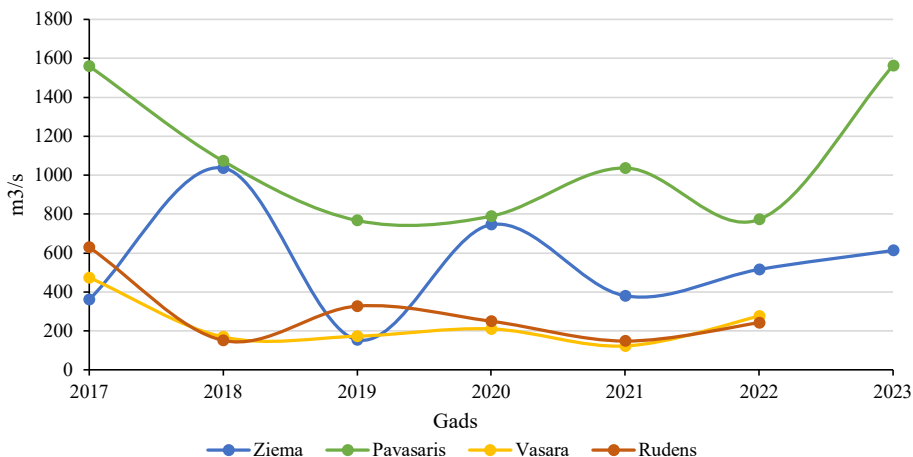
AER īpatsvars kopējā saražotajā elektroenerģijā Latvijā redzams 2.8. attēlā. Vidēji atkarībā no sezonas, kas būtiski ietekmē elektroenerģijas ražošanu no AER, Latvija no AER saražo ap 40 % līdz 50 % no kopējās nepieciešamās elektroenerģijas. Trīs Daugavas hidroelektrostaciju kaskāde nodrošina lielāko daļu no kopējās saražotās elektroenerģijas, nodrošinot Latvijas elektroenerģijas bāzes jaudu [69]. Līdz 2021. gadam vēja enerģijas ražošanas jauda bija tikai 77–78 MW, 2022. gadā tā palielinājās līdz 136 MW, jo tika izveidots jauns vēja parks [70]. 2022. gadā būtiski palielinājās arī saules enerģijas jauda [71]. Saasinoties ģeopolitiskajai situācijai Eiropā, iedzīvotāji arvien vairāk apsver individuālo enerģētisko neatkarību. Turklāt Latvijas valdība ir piedāvājusi atbalstu saules paneļu uzstādīšanai māsaimniecībās [72], un tā rezultātā būtiski palielinās kopējā uzstādītā saules jauda. Patlaban saules enerģijas ražošanas jauda valstī ir gandrīz 150 MW, pēdējo trīs gadu laikā tā ir palielinājusies aptuveni deviņas reizes [73].



3.17. att Atjaunīgo energoresursu īpatsvars (%) kopējā saražotajā elektroenerģijā Latvijā (2017-2022). Dati: AS “Latvenergo”.

No AER saražotās elektroenerģijas daudzums ir ļoti mainīgs atkarībā no sezonas un laikapstākļiem. Tas attiecas ne tikai uz vēja un saules enerģiju, bet arī uz hidroenerģiju. Trīs HES darbība un jauda ir atkarīga no ziemas skarbuma un Daugavas tecējuma (3.18. att.). Ja ir zems ūdens līmenis, ir mazāk resursu, no kā ražot elektroenerģiju, kas nozīmē, ka elektroenerģijas ražošana sausās vasarās Latvijā ir vairākas reizes mazāka. Savukārt pavasara atkušņa periodā vietēji ražotā elektroenerģija pilnībā apmierina pieprasījumu Latvijā.

Hidroenerģijas ražošanā ir ne tikai sezonālas, bet arī ikgadējas atšķirības. 2023. gada aprīlī trīs Daugavas hidroelektrostacijas saražoja 893 gigavatstundas (GWh) jeb aptuveni 90 % no kopējās Latvijā saražotās elektroenerģijas. Šajā mēnesī, pateicoties lielajai ūdens pieplūdei Daugavā, Latvijā tika saražots lielākais elektroenerģijas apjoms kopš 2011. gada aprīļa. 2023. gada janvārī Daugavas HES saražoja 638 GWh (69 % no kopējā valstī saražotās elektroenerģijas apjoma). 2022. gada janvārī Daugavas HES īpatsvars kopējā saražotajā elektroenerģijā bija tikai 43 % [69].



3.18. att. Daugavas tecējums Jēkabpilī (m³/s) pa gadalaikiem (2017–2023). Avots: Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centra (LVĢMC) dati.

Aprēķinot Latvijas gada elektroenerģijas bilanci, kas ir starpība starp saražoto un patērēto elektroenerģiju, rezultāti parāda, ka elektroenerģijas ražošanas apjoms Latvijā ir nevienmērīgs un nepietiekams, lai apmierinātu vietējo elektroenerģijas pieprasījumu (3.6. tab). Elektroenerģijas gada bilance galvenokārt ir negatīva, un tā rezultātā tā ir atkarīga no elektroenerģijas importa.

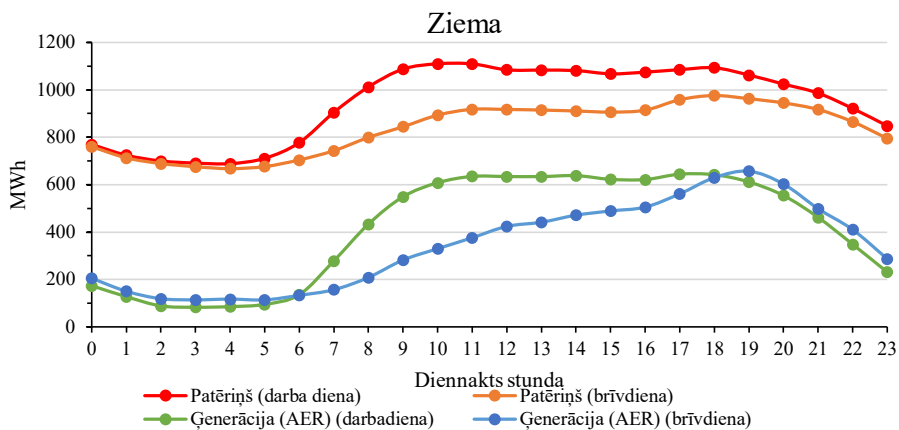
3.6. tabula

Latvijas elektroenerģijas bilance (GWh) pa mēnešiem (2017–2022); pozitīva bilance, un gada kopējās vērtības ir izceltas treknrakstā. Avots: AS “Latvenergo” dati

Mēnesis	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Janvāris	43,7	184,1	-107,8	-31,8	-65,7	-156,3
Februāris	-25,8	69,7	-146,2	-16,5	-40,7	-151,8
Marts	302,9	4,7	34,6	44,9	56,5	-192,9
Aprīlis	161,5	238,8	-80,9	-177,5	73,8	75,0
Maijs	12,7	-138,6	-160,7	-110,1	-46,6	-168,6
Jūnijs	-164,8	-244,1	-144,7	-52,3	-200,4	-259,2
Jūlijs	-177,8	-196,8	-198,5	-293,1	-291,3	-336,1
Augusts	-178,3	-141,4	-54,0	-173,0	-419,6	-310,9
Septembris	-39,6	-180,2	-17,5	-225,0	-265,9	-330,2
Oktobris	-14,6	-239,3	-107,8	-285,0	-335,1	-352,4
Novembris	85,0	-151,3	-42,0	-154,8	-200,1	-104,7
Decembris	59,2	-157,1	-92,5	-151,5	-37,4	-23,5
KOPĒJĀ	64,2	-951,5	-1118,1	-1625,7	-1772,5	-2311,5

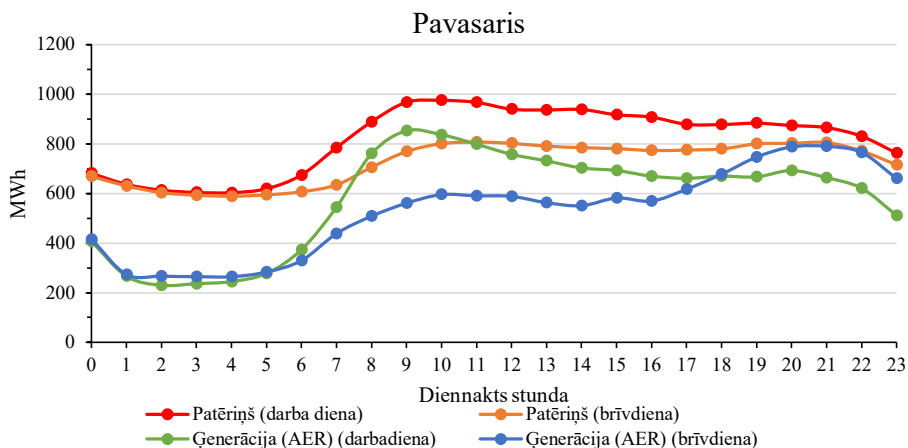
Apkopojot saražotās un patērētās elektroenerģijas apjomu pa mēnešiem un aprēķinot bilanci, tika novērota tendence, ka pavasara mēnešos pārsvarā tiek sasniegta pozitīva bilance. Lielākais elektroenerģijas ražošanas īpatsvars Latvijā nāk no trim Daugavas hidroelektrostacijām. Vislielākā ūdens plūsma Daugavā ir pavasarī, atkuššanas periodā, kad kūst ledus un sniegs, un tā rezultātā palielinās hidroenerģijas ražošana [69]. Elektroenerģijas bilance pa mēnešiem un gadiem apkopota 3.6. tabulā. Laika posmā no 2017. līdz 2022. gadam elektroenerģijas bilance Latvijā bijusi pozitīva pārsvarā pavasara mēnešos – martā un aprīlī.

Lai izvērtētu elektroenerģijas akumulācijas potenciālu, tika izmantota klasterizācijas metode, grupējot saražotos un patērētos apjomus pa sezonām un pa dienām – darba dienās un nedēļas nogalēs, vienlaikus vērtējot elektroenerģijas ražošanas un patēriņa intensitāti (3.19.–3.22. att.).



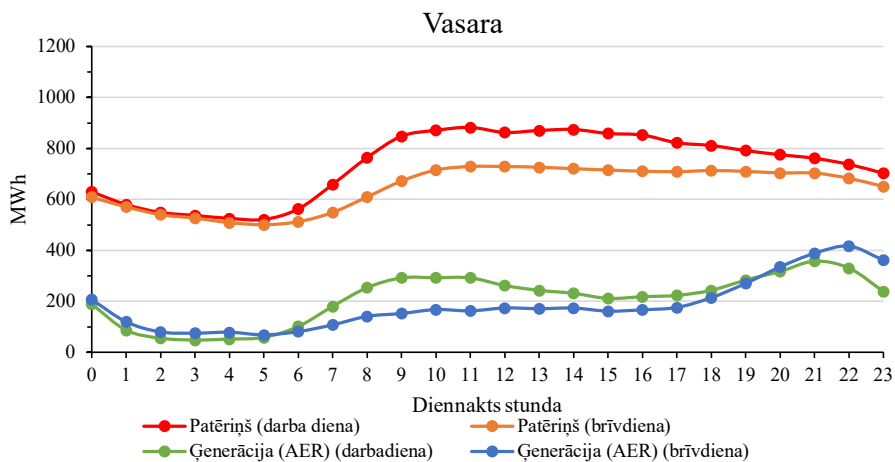
3.19. att. Elektroenerģijas ražošana no atjaunojamiem energoresursiem (AER) un patēriņš ziemā (nedēļas nogalēs un darba dienās) Latvijā 2022. gadā. Dati: apkopoti no AS “Latvenergo”.

3.19. attēlā redzama elektroenerģijas ziemas ražošanas un patēriņa tendence dienas laikā, parādot, ka patēriņš palielinās no plkst. 6.00 no rīta un samazinās tikai pēc plkst. 20.00. Elektroenerģijas ražošanas modelim ir līdzīga ģeometriskā forma kā patēriņa modelim, jo vietējās ražošanas jaudas cenšas apmierināt pieprasījumu pēc elektroenerģijas, bet ziemas periodā tās ir nepietiekamas, jo samazinās AER ražošanas apjomi. 3.20. attēlā redzams, ka, sākoties atkušņa periodam Daugavā, elektroenerģijas ražošana pavasarī tuvojas patēriņa līmenim, kas ļauj izmantot Daugavas HES bāzes jaudu elektroenerģijas ražošanai. Salīdzinot ar ziemas periodu, elektroenerģijas patēriņa samazinājums bija vērojams gaišākā un siltākā pavasara laikā.



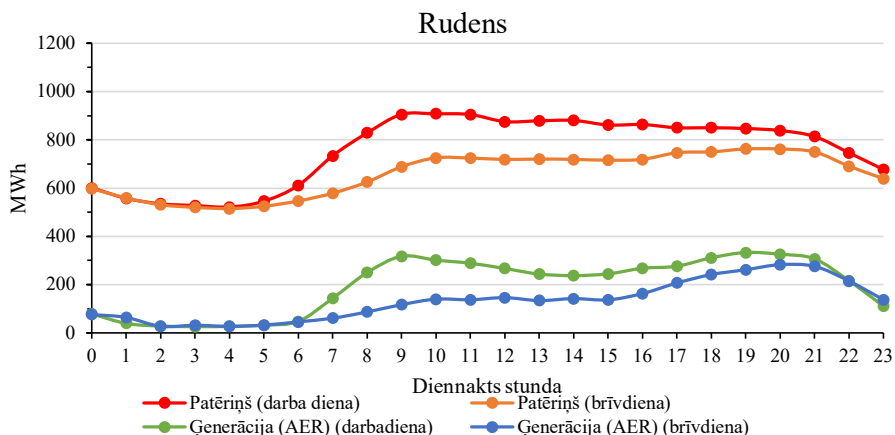
3.20. att. Elektroenerģijas ražošana no atjaunojamiem energoresursiem (AER) un patēriņš pavasarī (nedēļas nogalēs un darba dienās) Latvijā 2022. gadā. Dati: apkopoti no AS “Latvenergo”.

3.21. attēlā redzamas tendences vasaras periodā. Vasarā samazinās gan elektroenerģijas ražošanas intensitāte, gan patēriņš. Tas saistīts ar Daugavas ūdens plūsmas samazināšanos un ilgākām diennakts gaišajām stundām, kad apkures un apgaismes ierīces tiek izmantotas retāk.



3.21. att. Elektroenerģijas ražošana no atjaunojamiem energoresursiem (AER) un patēriņš vasarā (nedēļas nogalēs un darba dienās) Latvijā 2022. gadā. Dati: apkopoti no AS “Latvenergo”.

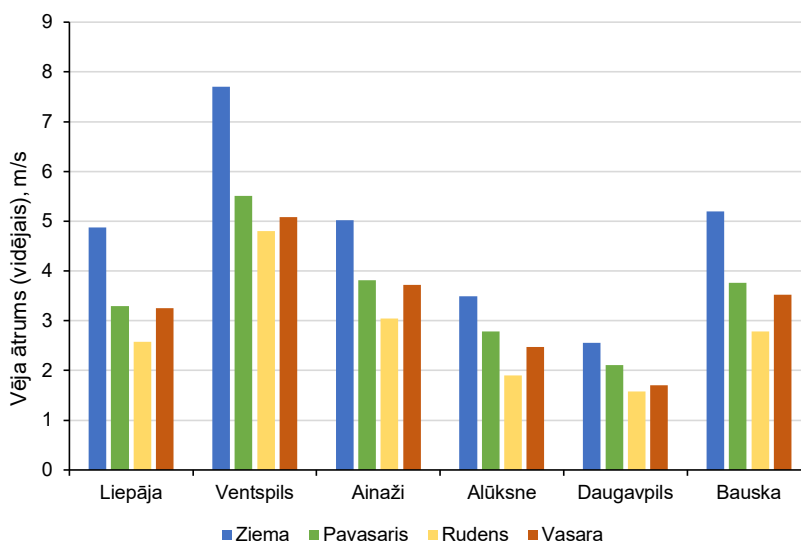
3.22. attēlā redzama elektroenerģijas ražošana un patēriņš rudens sezonā. Var novērot, ka elektroenerģijas patēriņš atkal pieaug, bet ražošanas apjoms ir gandrīz līdzvērtīgs vasaras periodam.



3.22. att. Elektroenerģijas ražošana no atjaunojamiem energoresursiem (AER) un patēriņš rudenī (nedēļas nogalēs un darba dienās) Latvijā 2022. gadā. Dati: apkopoti no AS “Latvenergo”.

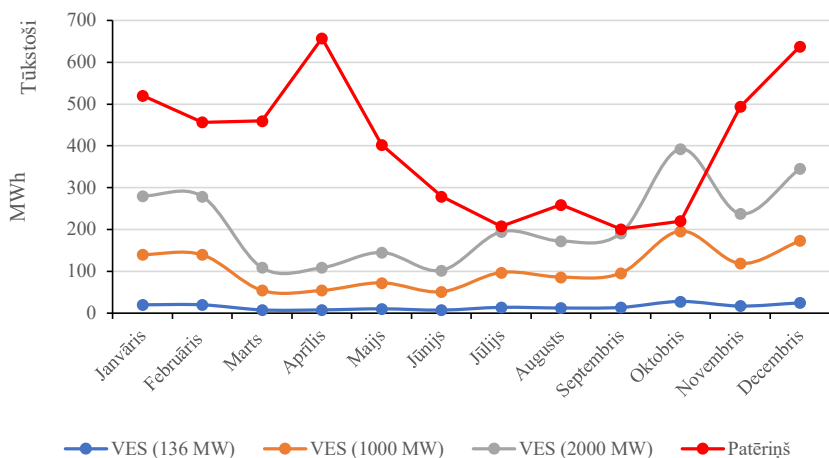
Analizēto datu rezultāti liecina, ka patlaban elektroenerģijas patēriņš pārsniedz saražoto no AER (3.19.–3.22. att.), lai gan Daugavas hidroelektrostacijas atsevišķos periodos 2022. gada aprīlī spēja panākt pozitīvu elektroenerģijas bilanci (dati nav uzrādīti). Aplūkojot kopējo elektroenerģijas bilanci, ir daži mēneši, kad elektroenerģijas bilance Latvijā ir bijusi pozitīva (3.6. tab.). Pozitīvais līdzsvars ļauj uzglabāt lieko enerģiju ūdens rezervuāros, izmantojot *PHEs* tehnoloģiju. Šo uzkrāto enerģiju varētu izmantot laikā, kad pieprasījums pēc elektroenerģijas ir liels. Turklāt paredzams, ka nākotnē AER jaudas pieaugs un vēja un saules enerģija būs nepieciešama, lai uzglabātu maksimālās ražošanas stundās.

Hidroelektroenerģija savu maksimālo potenciālu sasniedz pavasarī, savukārt maksimālais vēja enerģijas potenciāls tiek sasniegts ziemas mēnešos, kad visā Latvijas teritorijā vērojams lielākais vidējais vēja ātrums (3.23. att.).



3.23. att. Vidējais vēja ātrums (m/s) dažādās Latvijas pilsētās un gadalaikos 2022. gadā. Dati: apkopoti no Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centra (LVĢMC).

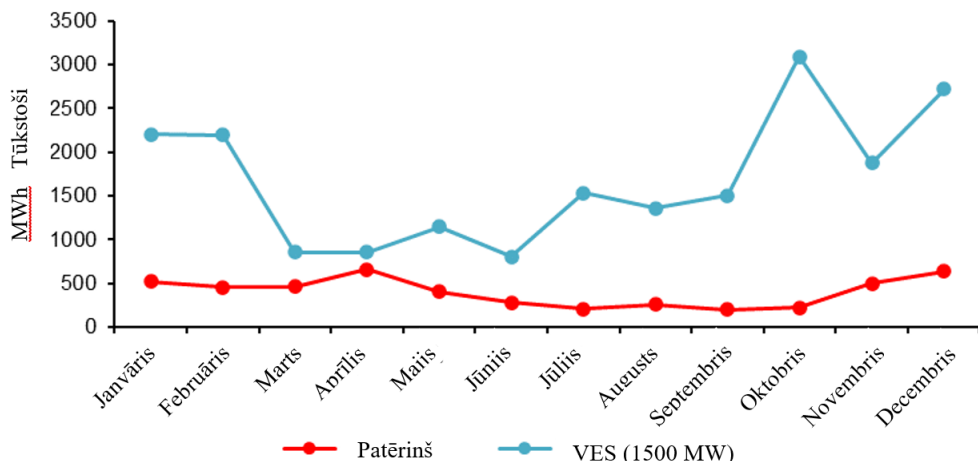
Ir novērots, ka vidējais vēja ātrums ir zemāks Latvijas austrumu daļā, savukārt Baltijas jūras piekrastē un centrālajā reģionā tas ir ievērojami lielāks, padarot tos pievilcīgus vēja parku investoriem. 2022. gadā kopējā uzstādītā vēja enerģijas jauda Latvijā sasniedza 136 MW [35]. Ja kopējā uzstādītā jauda sasniegtu 1000 MW, saražotā elektroenerģija palielinātos septiņas reizes, un, sasniedzot 2000 MW jaudu, saražotās elektroenerģijas apjoms palielinātos 14 reizes. Ja kopējā uzstādītā vēja enerģijas jauda 2022. gadā būtu 1000 MW, vēja enerģija ziemas periodā varētu nodrošināt aptuveni 25–30 % no Latvijas elektroenerģijas, savukārt rudenī tā varētu sasniegt 50 % un vairāk. Ja kopējā uzstādītā vēja enerģijas jauda Latvijā 2022. gadā būtu 2000 MW, rudenī būtu elektroenerģijas pārpalikums (3.24. att.).



3.24. att. Vēja enerģijas ražošanas (zilā līnija) un patēriņš (sarkanā līnija) Latvijā 2022. gadā, vēja enerģijas ražošanas, ja jauda būtu 1000 MW (zaļā līnija) un ja jauda būtu 2000 MW (pelēkā līnija).

Aplēstais Latvijas atkrastes vēja enerģijas potenciāls ir aptuveni 15 GW [74]. Patlaban šis potenciāls ir neizmantots. Atkrastes vēja enerģijas potenciāls, ja tas tiktu pilnībā izmantots, segtu Latvijas elektroenerģijas patēriņu daudzkārt ar pārpalikumu (3.25. att.).

Vēja enerģijas ražošanu Latvijā plānots palielināt līdz 2030. gadam [42]. Vēja enerģijas attīstīšanai būs nepieciešamas enerģijas uzglabāšanas iekārtas. [74]. Potenciālais risinājums ir esošo Daugavas hidroelektrostaciju pārbūve, lai tajās varētu izvietot hidroelektroenerģijas akumulāciju.



3.25. att. Latvijas atkrastes vējparku potenciāls (zilā krāsā) salīdzinājumā ar Latvijas elektroenerģijas patēriņu 2022. gadā (sarkanā krāsā) pa mēnešiem.

Daugavas HES ir lielākās hidroelektrostacijas valstī, kas elektrotīklam nodrošina lielu atjaunojamās enerģijas īpatsvaru. 2022. gadā Daugavas HES tika saražotas 2,7 TWh elektroenerģijas. Uzstādītās elektriskās jaudas ir šādas: 908 MW (Pļaviņu HES), 402 MW (Rīgas HES) un 248 MW (Ķeguma HES). Vietas uz Daugavas no vistālāk augšup līdz lejtecei ir Pļaviņas, Ķegums un Rīga. Pēc uzstādītās jaudas Pļaviņu HES ir lielākā hidroelektrostacija Baltijas valstīs un viena no lielākajām Eiropas Savienībā [75]. Trīs Daugavas HES uzkrāj ūdeni ūdenskrātuvēs aiz dambjiem un ražo elektrību pīķa stundās. Izņēmums ir tad, ja pavasarī upē ir plūdi un lielāka ūdens plūsma. Tad hidroelektrostacijas tiek darbinātas ar maksimālo jaudu. Ja ūdens līmenis ir pārāk augsts, drošības un vides apsvērumu dēļ tas tiek izlaists caur noplūdes vārtiem. Tādējādi HES elektroenerģijas balansēšanas iespējas pavasarī ir ierobežotas [76].

Augsto kapitāla izmaksu un vides apsvērumu dēļ vēlams nebūvēt hidroelektroenerģijas akumulācijas sistēmu no jauna, bet gan pielāgot jau esošās HES kaskādes [77], [78], [79], [76], [80]. Hidroelektroenerģijas akumulācijas efektivitāte svārstās no 75 % līdz 85 % [76]. *PHES* ir visefektīvākā uzglabāšanas metode lielam elektroenerģijas daudzumam. Enerģiju var uzglabāt ilgu laiku, un sistēmai ir ātrs reakcijas ātrums un elastīgs palaišanas un apstāšanās laiks [76]. *PHES* ir noderīga atjaunojamās, piemēram, saules, enerģijas integrēšanai un līdzsvarošanai elektrotīklā.

Enerģijas daudzums, ko var uzglabāt ar *PHES* tehnoloģiju, ir atkarīgs no augstuma starpības starp rezervuāriem un ūdens daudzuma, ko var transportēt starp rezervuāriem [76], [81]. Pļaviņu, Ķeguma un Rīgas HES augstums starpības/kritums ir 40 m, 14 m un 18 m, ūdenskrātuves tilpums attiecīgi ir 0,509 km³, 0,157 km³ un 0,339 km³. Detalizētāka tehnisko aspektu, kā arī investīciju izmaksu analīze Daugavas HES potenciālajai pielāgošanai sūkņu hidroelektroenerģijas uzkrāšanai ir ārpus šī pētījuma tvēruma.

Balstoties izvērtējumā ar izveidoto datu analīzes algoritmu, rezultāti liecina, ka Latvijai ir liels potenciāls vēja enerģijas attīstībā, jo tā var ražot elektroenerģiju mēnešos, kad hidroelektroenerģijas ražošana ir zemāka Daugavas ūdens līmeņa dēļ. Tas padarītu Latvijas elektroapgādi drošāku un mazāk atkarīgu no importētās enerģijas, vienlaikus veicinot arī klimata mērķu sasniegšanu. Attīstot arī papildu saules enerģijas jaudu, ir iespējams palielināt vietēji ražotās elektroenerģijas īpatsvaru, īpaši vasaras mēnešos, kad saules starojums ir lielāks. Hidroelektroenerģijas akumulācijas iekļaušana esošajās Daugavas hidroelektrostacijās vēl vairāk veicinātu atjaunojamās enerģijas attīstību. Šāda diversificēta pieeja enerģijas ražošanai un uzglabāšanai var nodrošināt gan drošību, gan ilgtspēju Latvijas elektroapgādē.

3.4. Uzņēmumu tehniski ekonomiskā analīze

Autors uzskata, ka šīs tehniski ekonomiskās analīzes rezultāti varētu pārsteigt daudzus nozares ekspertus, jo patlaban valda uzskats, ka pie vidējās investīcijas zem 400 EUR/MWh elektroenerģijas akumulācija atpelnās biznesam saprotamā termiņā, kas tiek pieņemts zem 12 gadiem. Šī pētījuma jautājums ir, vai elektroenerģijas akumulācijas sistēmas atpelnās līdz 10 gadu laikā ar un bez papildu atbalsta ar sistēmu kapitālieguldījumiem zem 350 EUR/MWh mazām sistēmām un zem 300 EUR/MWh lielām sistēmām. Par atpelnīšanos ir pieņemts bruto atpelnīšanās periods, kur netiek ņemtas vērā kapitāla izmaksas, amortizācija un iekārtu

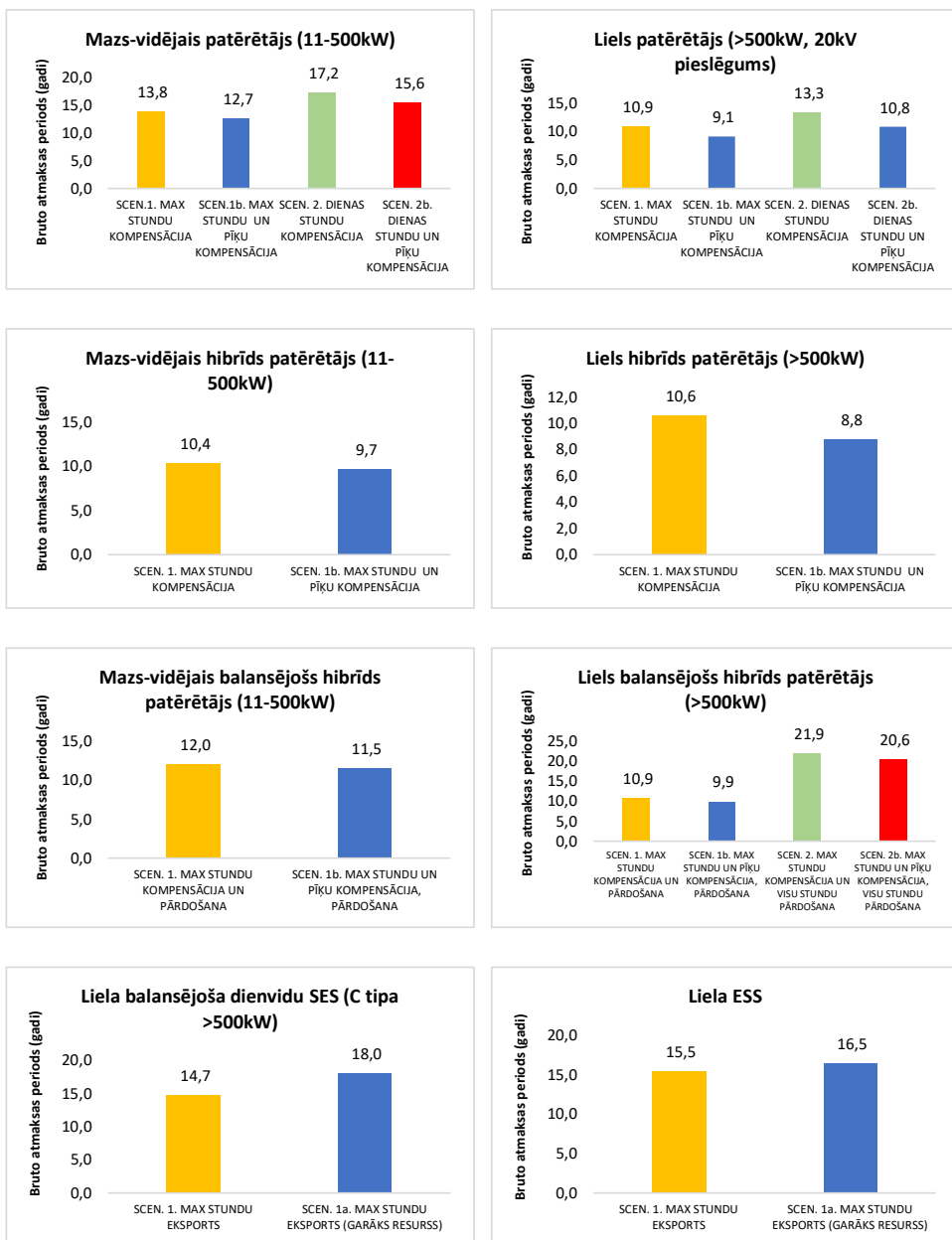
degradācija. Izvēlēto sistēmu astoņas alternatīvas ir izvēlētas no reāliem dzīves apstākļiem, katrai aprēķinos izmantojot faktiskos parametru lielumus. Šī ir augsta detalizācijas pakāpe, kas ir izmantojama arī citās valstīs. Rezultātos nav attēloti pētījuma rezultāti, kas attiecas uz bankas un finanšu atbalsta instrumentu ietekmi uz projekta atpelnišanās termiņu. Patlaban *Euribor* likmes ir augstas, un tas ietekmē šāda veida investīciju projektus.

3.7. tabulā kā arī 3.26. un 3.27. attēlā redzami kopējie rezultāti visiem 22 scenārijiem no astoņām izvēlētajām alternatīvām, kas analizētas šajā pētījumā. 3.7. tabulā apkopoti rezultāti kas iegūti no vienādojumiem, savukārt grafiki ir izmantoti, lai vieglāk salīdzinātu un vizualizētu tālākos rezultātos .

3.7. tabula

Bruto atpelnišanās periods visām alternatīvām un visiem scenārijiem

Alternatīva un SCENĀRIJI		Bruto atmaksas periods (gadi)
1	Mazais/vidējais patērētājs (11–500kW)	
1.1.	SCEN.1. MAX STUNDU KOMPENSĀCIJA	13,8
1.2.	SCEN.1b. MAX STUNDU UN PĪĶU KOMPENSĀCIJA	12,7
1.3.	SCEN. 2. DIENAS STUNDU KOMPENSĀCIJA	17,2
1.4.	SCEN. 2b. DIENAS STUNDU UN PĪĶU KOMPENSĀCIJA	15,6
2	Alternatīva – lielais patērētājs (> 500 kW, 20 kV pieslēgums)	
2.1.	SCEN. 1. MAX STUNDU KOMPENSĀCIJA	10,9
2.2.	SCEN. 1b. MAX STUNDU UN PĪĶU KOMPENSĀCIJA	9,1
2.3.	SCEN. 2. DIENAS STUNDU KOMPENSĀCIJA	13,3
2.4.	SCEN. 2b. DIENAS STUNDU UN PĪĶU KOMPENSĀCIJA	10,8
3	Alternatīva – mazais/vidējais hibrīdais patērētājs (11–500 kW)	
3.1.	SCEN. 1. MAX STUNDU KOMPENSĀCIJA	10,4
3.2.	SCEN. 1b. MAX STUNDU UN PĪĶU KOMPENSĀCIJA	9,7
4	Alternatīva – lielais hibrīdais patērētājs (> 500 kW)	
4.1.	SCEN. 1. MAX STUNDU KOMPENSĀCIJA	10,6
4.2.	SCEN. 1b. MAX STUNDU UN PĪĶU KOMPENSĀCIJA	8,8
5	Alternatīva – mazais/vidējais balansējošais hibrīdais patērētājs (11–500 kW)	
5.1.	SCEN. 1. MAX STUNDU KOMPENSĀCIJA UN PĀRDOŠANA	12,0
5.2.	SCEN. 1b. MAX STUNDU UN PĪĶU KOMPENSĀCIJA, PĀRDOŠANA	11,5
6	Alternatīva – lielais balansējošais hibrīdais patērētājs (> 500 kW)	
6.1.	SCEN. 1. MAX STUNDU KOMPENSĀCIJA UN PĀRDOŠANA	10,9
6.2.	SCEN. 1b. MAX STUNDU UN PĪĶU KOMPENSĀCIJA, PĀRDOŠANA	9,9
6.3.	SCEN. 2. MAX STUNDU KOMPENSĀCIJA UN VISU STUNDU PĀRDOŠANA	21,9
6.4.	SCEN. 2b. MAX STUNDU UN PĪĶU KOMPENSĀCIJA, VISU STUNDU PĀRDOŠANA	20,6
7	Alternatīva – liela balansējoša dienvidu SES (C tipa > 500 kW)	
7.1.	SCEN. 1. MAX STUNDU EKSPORTS	14,7
7.2.	SCEN. 1a. MAX STUNDU EKSPORTS (GARĀKS RESURSS)	18,0
8	Alternatīva – liela ESS	
8.1.	SCEN. 1. MAX STUNDU EKSPORTS	15,5
8.2.	SCEN. 1a. MAX STUNDU EKSPORTS (GARĀKS RESURSS)	16,5

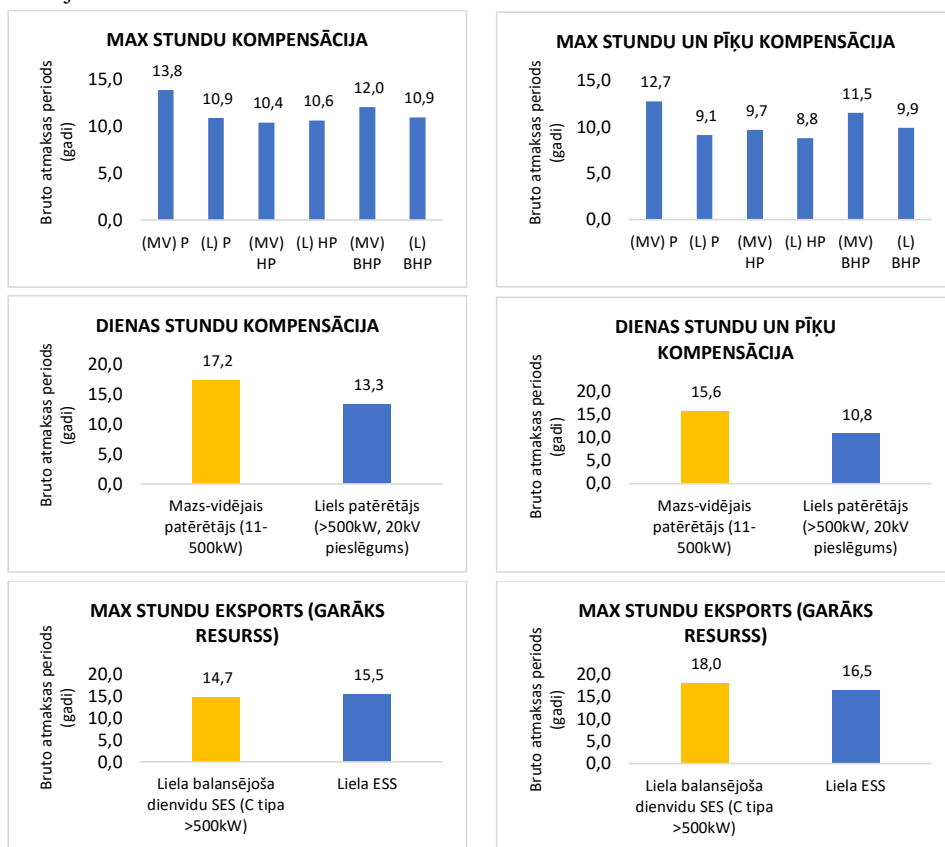


3.26. att. Bruto atpelnīšanās periods visām alternatīvām un visiem scenārijiem.

Iegūtie dati liecina, ka bruto atpelnīšanās periods svārstās no 8,8 gadiem līdz 21,9 gadiem. Šīm svārstībām ir dažāda rakstura iezīmes, kas ir specifiskas katrai no izvēlētajām uzņēmumu īpatnībām. Minimumu no maksimuma galvenokārt atšķir akumulācijas sistēmas izvēle attiecīgā uzdevuma veikšanai. Liela hibrīda patērētāja maksimumstundu un pīķu kompensēšanai

piemērota 0,25 C izlādes faktora sistēma, savukārt lielam balansējošam hibrīdam patērētājam maksimumstundu kompensācijai un visu stundu pārdošanai tika izvēlēta lēnākas uzlāde/izlādes sistēma ar 0,125 C faktoru. Līdz ar to arī nepieciešamās investīcijas palielinājās vairākas reizes. Ņemot vērā iepriekš teikto, autors secina, ka zemāks C faktors sniedz plašāku darbības diapazonu, kas var nodrošināt darbību ilgākā periodā, taču ekonomiskiem aprēķiniem tas rada lielāku kapitālieguldījumu slogu. Šajā analizē tika pievērsta uzmanība iespējamām alternatīvām un scenārijiem, nevis biznesa loģikai. Šī metodoloģija palīdzēs uzņēmumiem gan Latvijā, gan arī ārpus tās iegūt ļoti precīzus rezultātus savu biznesa modeļu aprēķiniem.

Lai uzskatāmāk varētu aprakstīt iegūtos rezultātus, tie tika ranžēti pa ietaupījumu un ieņēmumu tiem, lai var salīdzināt, kāda atšķirība veidojas vienādiem vai līdzīgiem scenārijiem dažādās alternatīvās.



3.27. att. Bruto atpelnīšanās periods, ranžēts pa scenārijiem no dažādām alternatīvām.

Iegūtie dati parāda to, ka, uzstādot elektroenerģijas akumulācijas sistēmu, var noteikti samazināt atpelnīšanās periodu, ja par projekta uzdevuma mērķi nosaka kompensēt ne tikai maksimumstundas, bet arī elektroenerģijas pašpatēriņa pīķus. Tā rezultātā patērētājs var samazināt ievadaizsardzības aparāta pieprasīto nominālu un samazināt ikmēneša elektroenerģijas rēķina pārvades tarifa daļu. Vidsprieguma abonētu piederības robežā esošiem

patērētājiem ieguvums ir būtiskāks par zemsprieguma abonentiem, ko arī var redzēt kā atpelnīšanās perioda starpību. Lielam hibridam patērētājam aprēķinos ņemot vērā ne tikai maksimumstundu kompensāciju, bet arī patērētāja pīķu kompensāciju, atpelnīšanās periods samazinās par 17 %. Konkrētajā piemērā nepieciešamo kapitālieguldījumu apmērs nemainās, taču mainās elektroenerģijas akumulācijas sistēmas lietošanas paradumi, daļēji kompensējot patērētāja pīķa nepieciešamību ar uzkrāto elektroenerģiju. Pīķa patēriņi šim uzņēmumam ir reti, tāpēc tas būtiski neietekmē akumulatoru sistēmas ilgmūžību. Tieši tādi paši rezultāti ir redzami arī starp dienas stundu un dienas stundu ar pīķa stundu kompensāciju. Taču autors secina arī to, ka kompensēt dienas stundas ir neizdevīgāk kā kompensēt maksimumstundas, jo elektroenerģijas cenas ir zemākas dienas laikā, salīdzinot ar maksimumstundām. Tātad, ja jāizvēlas starp dienas stundām, maksimumstundām un pīķa slodzēm, tad tehniski ekonomiski pamatotāk ir kompensēt maksimumstundas un pīķa slodzes neatkarīgi no klienta profila alternatīvas.

Šī pētījuma rezultāti ļoti labi parāda, kā elektroenerģijas akumulācijas sistēma veido sinerģiju ar saules enerģiju. Var secināt, ka efektīvākais veids, kā izmantot elektroenerģijas akumulācijas sistēmu, ir uzstādīt to lielam elektroenerģijas patērētājam, kuram ir uzstādīti saules paneļi bez eksportam paredzētas jaudas. Šajā alternatīvas scenārijā tiek iegūts īsākais atpelnīšanās periods, jo sistēmas kapitālieguldījumi ir salīdzinoši zemāki ar citām alternatīvām uz vienu MWh, jo lielām sistēmām īpatnējie ieguldījumi uz MWh ir zemāki par mazām sistēmām, kā arī tas, ka jau ir izbūvēts patērētāja elektroenerģijas pieslēgums.

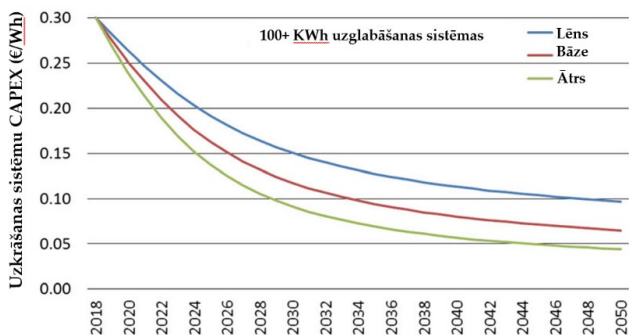
Ir jāatzīst, ka reālā praksē būtu vērojamas rezultātu korekcijas alternatīvās ar uzstādītiem saules paneļiem, jo ražības profils ir ar sezonālu raksturu un tādā gadījumā ir izaicinošāk efektīvi izmantot elektroenerģijas pārpalikumus, salāgojot ar biržas cenām pie akumulatoru uzlādes, taču šīs novirzes tiktu kompensētas no zaļās izcelsmes sertifikātiem, kas šajā pētījumā nav ņemti vērā.

Galvenais šī pētījuma jautājums ir apstiprināts – elektroenerģijas akumulācijas sistēma uzņēmumiem atpelnās īsākā laika periodā par 10 gadiem. Šādai sistēmai ir jābūt uzstādītai uzņēmumā ar esošu elektroenerģijas pašpatēriņu, kas vēlas kompensēt dārgās elektroenerģijas cenas un savas pīķa slodzes, kā arī šim uzņēmumam ir uzstādīti saules paneļi, saražoto pārpalikumu dienas laikā tas uzkrāj un vakara dārgo stundu laikā pārdod elektroenerģijas tirgotājiem. Šāds risinājums viennozīmīgi ir izcils veids, kā radīt papildu enerģētisko neatkarību, būt ilgtspējīgākam, kā arī palielināt atjaunojamo energoresursu efektīvāku izmantošanu, novirzot to no dienas uz maksimumstundām, tādējādi balansējot kopējo elektroenerģijas tirgu.

Jutīguma analīze scenārijiem, kas katrā no alternatīvām ir ar zemāko bruto atpelnīšanās periodu

Ņemot vērā tehnoloģiju attīstības un cenu straujo dinamiku, tika veikta jutīguma analīze scenārijiem, kas katrā no alternatīvām uzrādīja īsāko bruto atpelnīšanās periodu. Litija jonu elektroenerģijas uzrāšanas sistēmu cenu svārstības tika pieņemtas no +10 % dažādu tirgus izmaiņu gadījumos, piemēram, pieprasījums aug krietni ātrāk, nekā piedāvājums spēj

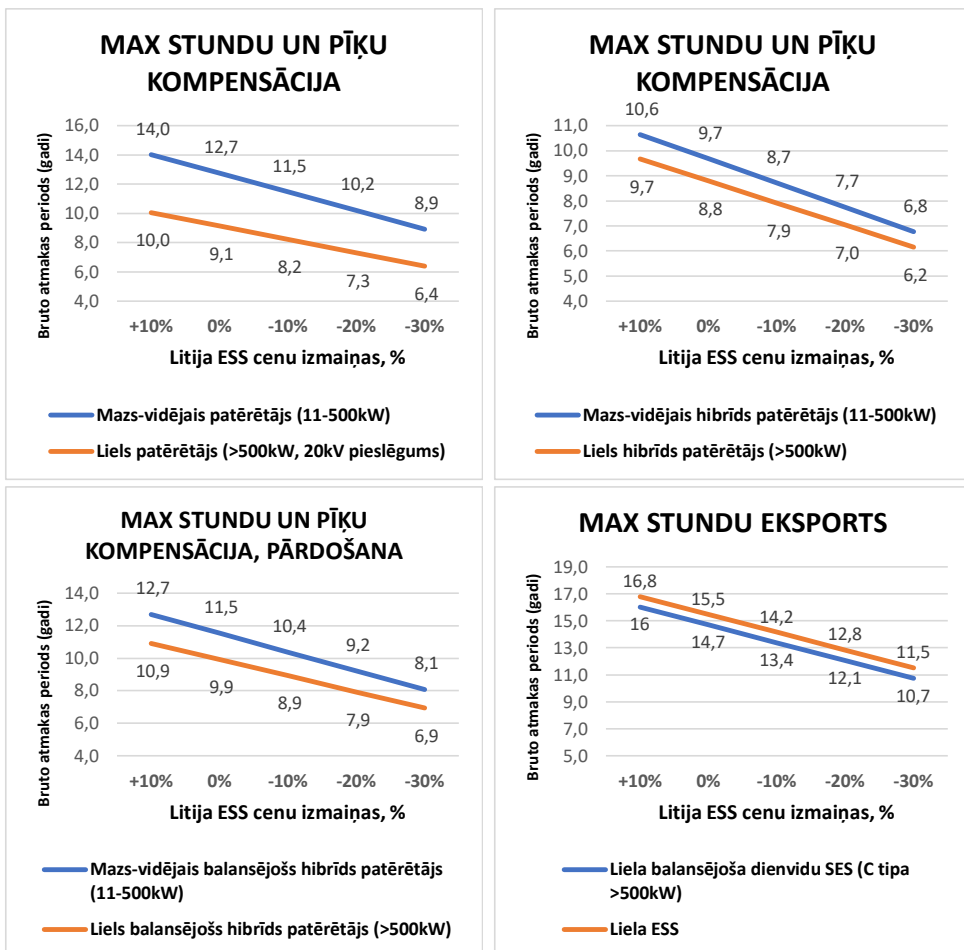
nodrošināt, vai arī dažādu ģeopolitisku svārstību rezultātā pieaug izejvielu izmaksas vai rodas izaicinājumi ar loģistiku. Autors uzskata, ka visi minētie faktori var īslaicīgi paaugstināt cenas 10 % robežās. Scenārija turpinājumā tika izskatītas cenu samazināšanās iespējas trijās pakāpēs 10 %, 20 % un 30 % robežās. Izvērtējot dažādus avotus un dažādus attīstības scenārijus, kā redzams 3.29. attēlā, var secināt, ka pat pie lēna tehnoloģiju attīstības tempa ražotāju pašizmaksa tuvākajos gados strauji samazināsies. Jūtīguma analizē minētie 30 % galaklientu cenas samazinājums pret autora izmantoto šajā pētījumā var tikt sasniegts jau tuvāko 3–5 gadu laikā. Tas vēlreiz liecina par šī pētījuma aktualitāti un to, ka izmantotie aprēķini var palīdzēt uzņēmumiem monitorēt to, kurā brīdī viņiem šķiet ekonomiski pamatoti uzstādīt šīs tehnoloģijas.



3.28. att. Litija jonu akumulatoru sistēmas kapitālizdevumu prognoze [82].

Turklāt analīze liecina, ka nākamo 2–3 gadu laikā parādīsies vairāk alternatīvu un scenāriju ar ātrāku atpelnīšanās periodu, kas bez valsts atbalsta varētu iekļauties 10 gadu robežās. Tas ietekmēs tehnoloģiju izplatību, līdzīgi tam, kā tas noticis ar saules paneļiem. Strauju attīstību Baltijas jūras reģionā prognozē arī vēja turbīnām. Lielām brīvi stāvošām elektroenerģijas akumulācijas sistēmām un saules parkiem pievienotām akumulācijas sistēmām atpelnīšanās periods nesamazinās tik strauji kā gadījumos, kad ir esošs patērētājs, jo elektropieslēguma izmaksas nesamazinās tik strauji. Šis ir novērojams tāpēc, ka elektropieslēguma izmaksām neparedz tikpat strauju cenu samazinājumu kā akumulācijas sistēmām, kas ietekmē kopējos kapitālieguldījumus un līdz ar to – arī atpelnīšanās periodu.

Tādu ietekmi, kā var novērot jutīguma analīzes attēlos, kas rodas pie cenu samazinājuma 30 % apmērā, līdzīgu efektu rada arī atbalsta mehānismi ar 30 % grantu (dāvinājumu), kas nozīmē to, ka jau tagad šāda veida projekti uzņēmumiem ir ļoti izdevīgi ar nosacījumu, ka ir valsts atbalsts. Autors secina arī to, ka valsts atbalsts palīdzētu ne tikai uzņēmumiem, bet arī samazinātu elektroenerģijas tīklu kopējo noslodzi un dotu iespēju pieslēgt jaunus potenciālos elektroenerģijas patērētājus. Tas savukārt dotu iespēju efektīvāk izmantot un plānot tīku darbību un līdz ar to arī samazinātu elektroenerģijas sadales un pārvades tarifus, uzlabojot Latvijas uzņēmumu konkurētspēju. Tātad – ar vienu atbalstu tiktu sasniegti vairāki mērķi.



3.29. att. Jūtīguma analīze scenārijiem, kas katrā no alternatīvām ir ar zemāko bruto atpelnīšanās periodu.

SECINĀJUMI

1. Pašreiz atbilstošākais elektroenerģijas uzkrāšanas risinājums AER ir litija jonu akumulatori, kā uzglabāšanas sistēma izmantojama sūknētā hidroenerģija (hidroelektroenerģijas sūkņu hidroakumulators).
2. Sistēmdinamikas modeļa testēšana radīja pārliecību par modeļa atbilstību un uzticamību. Rezultāti parādīja potenciālu akumulatoru uzglabāšanas integrēšanai mājsaimniecību sektorā. No scenārija rezultātiem var secināt, ka ar piecu gadu subsīdijām 20 miljonu eiro apmērā tehnoloģiju iegādei un uzstādīšanai ar 50 % atbalsta intensitāti nav pietiekami, lai ievērojami palielinātu kombinēto saules paneļu un akumulatoru sistēmu ieviešanu (no 21 500 uz 25 000).
3. Elektroenerģijas uzkrāšanai ir vairāki ieguvumi:
 - 3.1. tas palielina AER izmantošanu;
 - 3.2. tiek nodrošinātas rezerves tīkla pārtraukumu gadījumiem;
 - 3.3. radīta ekonomiskā drošība AER investīcijām.
4. Uzņēmumu un valsts līmeņa litija jonu akumulācijas risinājumu atmaksāšanās laiks jau tagad ir mazāks par 15 gadiem, atsevišķos gadījumos pat mazāks par 10 gadiem. Tuvāko trīs gadu laikā atmaksāšanās periods var samazināties par 30 %.
5. Elektroenerģijas akumulācija ir kritiski nepieciešama, lai veicinātu pāreju uz AER izmantošanu. Ņemot vērā Latvijas un Baltijas jūras reģiona vēja potenciālu, būs neiespējami efektīvi izmantot saražoto elektrību bez atbilstošas enerģijas uzkrāšanas risinājumiem.
6. Elektroenerģijas akumulācijas risinājumi ir jāsāk uzstādīt jau šobrīd, ievērojot pakāpeniskumu.

IETEIKUMI

1. Paplašināt elektroenerģijas akumulācijas diskusijas sabiedrībā, lai palielinātu iedzīvotāju izpratni par aktualitāti un nepieciešamību.
2. Veidot papildu atbalsta instrumentus pētniecības iestādēm elektroenerģijas akumulācijas risinājumu un to komercializācijas sektorā.
3. Strādāt pie politiskiem risinājumiem, lai veicinātu elektroenerģijas patēriņa profila izmaiņas valsts līmenī.

ATSAUCES

- [1] COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS An EU-wide assessment of National Energy and Climate Plans Driving forward the green transition and promoting economic recovery through integrated energy and climate planning. 2020. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0564>
- [2] “Why Energy Storage?,” EASE Storage. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://ease-storage.eu/energy-storage/why-energy-storage/>
- [3] “IEC TS 62933-2-2:2022 | IEC Webstore.” Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://webstore.iec.ch/publication/64570>
- [4] K. Zhu, X. Wang, J. Zhong, and S. Wang, “Hydro-thermal preparation of PbCO₃/N-rGO nano-composites as positive additives to improve the performance of lead-acid batteries,” *J. Energy Storage*, vol. 53, p. 105102, Sep. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.105102.
- [5] A. Blumberga et al., Atjaunojamās elektroenerģijas akumulācija. 2015. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://ortus.rtu.lv/science/lv/publications/21898>
- [6] “Technologies,” EASE Storage. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>
- [7] A. Malewar, “Tesla to build one of the world’s largest li-ion batteries in Australia,” *Inceptive Mind*. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.inceptivemind.com/tesla-victorian-big-battery-worlds-largest-li-ion-batteries-australia/16063/>
- [8] Z. Zhao, C. Zhang, and X. Li, “Opportunities and challenges of organic flow battery for electrochemical energy storage technology,” *J. Energy Chem.*, vol. 67, pp. 621–639, Apr. 2022, doi: 10.1016/j.jechem.2021.10.037.
- [9] “2018.07_EASE_Technology-Description_NaS.pdf,” Sodium-Sulphur (NaS) Battery. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2018/09/2018.07_EASE_Technology-Description_NaS.pdf
- [10] “EASE_TD_ACAES.pdf,” Adiabatic Compressed Air Energy Storage. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_ACAES.pdf
- [11] “EASE_TD_Mechanical_DCAES.pdf,” Diabatic Compressed Air Energy Storage. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_DCAES.pdf
- [12] W. Bogenrieder, “2.6. Pumped storage power plants,” in *Renewable Energy*, vol. 3C, K. Heinloth, Ed., in *Landolt-Börnstein - Group VIII Advanced Materials and Technologies*, vol. 3C. , Springer Berlin Heidelberg, 2006, pp. 165–196. doi: 10.1007/10858992_7.
- [13] “EASE_TD_Mechanical_PHES.pdf,” Pumped Heat Electrical Storage. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_PHES.pdf
- [14] “EASE_TD_Hydrogen.pdf,” Hydrogen. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_Hydrogen.pdf
- [15] D. Wen and M. Aziz, “Design and analysis of biomass-to-ammonia-to-power as an energy storage method in a renewable multi-generation system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 261, p. 115611, Jun. 2022, doi: 10.1016/j.enconman.2022.115611.
- [16] “2018.08_TVAC_WG1_TD-Power-to-Ammonia.pdf,” Power to Ammonia - Gasoline synthesis from H₂ and N₂ by using water electrolysis and Air Separation. Accessed: Oct.

- 12, 2023. [Online]. Available: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2018/09/2018.08_TVAC_WG1_TD-Power-to-Ammonia.pdf
- [17] J. Langemeyer, E. Gómez-Baggethun, D. Haase, S. Scheuer, and T. Elmqvist, “Bridging the gap between ecosystem service assessments and land-use planning through Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA),” *Environ. Sci. Policy*, vol. 62, pp. 45–56, Aug. 2016, doi: 10.1016/j.envsci.2016.02.013.
- [18] A. Memari, A. Dargi, M. R. Akbari Jokar, R. Ahmad, and Abd. R. Abdul Rahim, “Sustainable supplier selection: A multi-criteria intuitionistic fuzzy TOPSIS method,” *J. Manuf. Syst.*, vol. 50, pp. 9–24, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.jmsy.2018.11.002.
- [19] A. Kumar et al., “A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 596–609, Mar. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.11.191.
- [20] A. Memari, A. Dargi, M. R. Akbari Jokar, R. Ahmad, and Abd. R. Abdul Rahim, “Sustainable supplier selection: A multi-criteria intuitionistic fuzzy TOPSIS method,” *J. Manuf. Syst.*, vol. 50, pp. 9–24, Jan. 2019, doi: 10.1016/j.jmsy.2018.11.002.
- [21] R. Yudhistira, D. Khatiwada, and F. Sanchez, “A comparative life cycle assessment of lithium-ion and lead-acid batteries for grid energy storage,” *J. Clean. Prod.*, vol. 358, p. 131999, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.jclepro.2022.131999.
- [22] “What is the environmental impact of a battery?” Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://greenly.earth/en-us/blog/ecology-news/carbon-footprint-battery>
- [23] “Redox flow batteries: a sustainable technology.” Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://cicenergigune.com/en/blog/redox-flow-batteries-sustainable-technology>
- [24] “EASE_TD_FlowBattery.pdf,” Flow Battery. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_FlowBattery.pdf
- [25] J. Das, A. P. Abraham, P. C. Ghosh, and R. Banerjee, “Life cycle energy and carbon footprint analysis of photovoltaic battery microgrid system in India,” *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 20, no. 1, pp. 65–80, Jan. 2018, doi: 10.1007/s10098-017-1456-4.
- [26] M. Qadrdan, N. Jenkins, and J. Wu, “Smart Grid and Energy Storage,” in *McEvoy’s Handbook of Photovoltaics*, Elsevier, 2018, pp. 915–928. doi: 10.1016/B978-0-12-809921-6.00025-2.
- [27] R. Georgious, R. Refaat, J. Garcia, and A. A. Daoud, “Review on Energy Storage Systems in Microgrids,” *Electronics*, vol. 10, no. 17, p. 2134, Sep. 2021, doi: 10.3390/electronics10172134.
- [28] “Synthesis Electricity storage via adiabatic air compression | National Research Programme Energy.” Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://nfp-energie.ch/en/dossiers/191/cards/305>
- [29] T. S. and E. Bellini, “New compressed air storage tech from Canada,” *pv magazine International*. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2021/04/16/new-compressed-air-storage-tech-from-canada/>
- [30] “Emissions from home energy use.” Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.carbonindependent.org/15.html>
- [31] W. Bogenrieder, “2.6. Pumped storage power plants,” in *Renewable Energy*, vol. 3C, K. Heinloth, Ed., in *Landolt-Börnstein - Group VIII Advanced Materials and Technologies*, vol. 3C. , Springer Berlin Heidelberg, 2006, pp. 165–196. doi: 10.1007/10858992_7.
- [32] D. Bionaz, P. Marocco, D. Ferrero, K. Sundseth, and M. Santarelli, “Life cycle environmental analysis of a hydrogen-based energy storage system for remote applications,” *Energy Rep.*, vol. 8, pp. 5080–5092, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.03.181.

- [33] N. Salmon, R. Bañares-Alcántara, and R. Nayak-Luke, “Optimization of green ammonia distribution systems for intercontinental energy transport,” *iScience*, vol. 24, no. 8, p. 102903, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.isci.2021.102903.
- [34] M. Fasihi, R. Weiss, J. Savolainen, and C. Breyer, “Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants,” *Appl. Energy*, vol. 294, p. 116170, Jul. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116170.
- [35] “Sensitivity Analysis Definition,” Investopedia. Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.investopedia.com/terms/s/sensitivityanalysis.asp>
- [36] H. S. Abdel-Khalik, Y. Bang, and C. Wang, “Overview of hybrid subspace methods for uncertainty quantification, sensitivity analysis,” *Ann. Nucl. Energy*, vol. 52, pp. 28–46, Feb. 2013, doi: 10.1016/j.anucene.2012.07.020.
- [37] “Kopējais energoresursu patēriņš samazinājās par 6,1 %.” Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://stat.gov.lv/lv/statistikas-temas/noz/energetika/preses-relizes/7129-energoresursu-paterins-latvija-2020-gada>
- [38] “AER patēriņš 2021. gadā bija par 3 % lielāks nekā gadu iepriekš.” Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://stat.gov.lv/lv/statistikas-temas/noz/energetika/preses-relizes/8732-atjaunigo-energoresursu-paterins-2021-gada>
- [39] “Saules paneļu skaits Latvijā gada pirmajā ceturksnī pieaudzis sešas reizes,” *Uzlādēts*. Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://uzladedts.lv/saules-panelu-skaits-pieaudzis-sesas-reizes/>
- [40] “Find out more about Europe’s leading power market.,” About nordpool. Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/en/About-us/>
- [41] “Elektroenerģijas tirgus likums,” LIKUMI.LV. Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://likumi.lv/doc.php?id=108834>
- [42] “Par Latvijas Nacionālo enerģētikas un klimata plānu 2021.–2030. gadam,” LIKUMI.LV. Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://likumi.lv/doc.php?id=312423>
- [43] A. Aslani, P. Helo, and M. Naaranoja, “Role of renewable energy policies in energy dependency in Finland: System dynamics approach,” *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 758–765, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.08.015.
- [44] D. J. Currie, C. Smith, and P. Jagals, “The application of system dynamics modelling to environmental health decision-making and policy - a scoping review,” *BMC Public Health*, vol. 18, no. 1, p. 402, Dec. 2018, doi: 10.1186/s12889-018-5318-8.
- [45] H. Qudrat-Ullah, “Modelling and Simulation in Service of Energy Policy,” *Energy Procedia*, vol. 75, pp. 2819–2825, Aug. 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.07.558.
- [46] S. Bolwig et al., “Review of modelling energy transitions pathways with application to energy system flexibility,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 101, pp. 440–452, Mar. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2018.11.019.
- [47] J. Sterman, “Business Dynamics, System Thinking and Modeling for a Complex World,” *Httpst-Iepiiep-Unescoorgcgi-Binwwwi32exeinepidoc1int2000013598100*, vol. 19, Jan. 2000.
- [48] J. Ziemele, A. Gravelins, A. Blumberga, G. Vigants, and D. Blumberga, “System dynamics model analysis of pathway to 4th generation district heating in Latvia,” *Energy*, vol. 110, pp. 85–94, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2015.11.073.
- [49] “Environments | Free Full-Text | When the Household Becomes Environmentally Friendly—Dynamic Simulation of Hybrid Energy System’s Feasibility.” Accessed: Oct. 12, 2023. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3298/10/9/164>
- [50] “EKII.LV - Atbalsta programmu iedzīvotājiem salīdzinājums.” Accessed: Nov. 09, 2023. [Online]. Available: <https://ekii.lv/index.php?page=programmu-salidzinajums>

- [51] “Technology Data. Catalogues of technology data by Danish Energy Agency,” Energistyrelsen. Accessed: Nov. 09, 2023. [Online]. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>
- [52] V. Ramasamy, D. Feldman, J. Desai, and R. Margolis, “U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021,” NREL/TP-7A40-80694, 1829460, MainId:77478, Nov. 2021. doi: 10.2172/1829460.
- [53] “Elektroapgādes apskats,” SADALES TĪKLS: ELEKTROAPGĀDES APSKATS. Accessed: Nov. 09, 2023. [Online]. Available: <https://sadalestikls.lv/lv/elektroapgades-apskats>
- [54] U. G. K. Mulleriyawage and W. X. Shen, “Optimally sizing of battery energy storage capacity by operational optimization of residential PV-Battery systems: An Australian household case study,” *Renew. Energy*, vol. 160, pp. 852–864, Nov. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.07.022.
- [55] “Tradicionālie mājokļi un tajos dzīvojošās personas pēc ēkas tipa un uzcelšanas laika reģionos, republikas pilsētās, novados un apkaimēs | Oficiālās statistikas portāls,” Tradicionālie mājokļi un tajos dzīvojošās personas pēc ēkas tipa un uzcelšanas laika reģionos, republikas pilsētās, novados un apkaimēs. Accessed: Nov. 09, 2023. [Online]. Available: <https://stat.gov.lv/lv/statistikas-temas/iedzivotaji/majokli/tabulas/mas070-tradicionalie-majokli-un-tajos-dzivojosas>
- [56] “See what Nord Pool can offer you.” Accessed: Nov. 09, 2023. [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/en/>
- [57] J. W. F. Peter M. SENGE, Tests for building confidence in system dynamics models. North-Holland Publishing Company, 1980. [Online]. Available: <https://www.albany.edu/faculty/gpr/PAD724/724WebArticles/ForresterSengeValidation.pdf>
- [58] dareh, “PPT - Model validity and quality: Concepts, methods and tools PowerPoint Presentation - ID:3619633,” SlideServe. Accessed: Nov. 09, 2023. [Online]. Available: <https://www.slideserve.com/dareh/model-validity-and-quality-concepts-methods-and-tools-powerpoint-ppt-presentation>
- [59] K. Dolge, G. Bohvalovs, V. Kirsanovs, A. Blumberga, and D. Blumberga, “Bioeconomy in the Shade of Green Deal: The System Dynamic Approach,” *Environ. Clim. Technol.*, vol. 26, no. 1, pp. 1221–1233, Jan. 2022, doi: 10.2478/rtuct-2022-0092.
- [60] A. Barisa, V. Kirsanovs, and A. Safronova, “Future transport policy designs for biomethane promotion: A system Dynamics model,” *J. Environ. Manage.*, vol. 269, p. 110842, Sep. 2020, doi: 10.1016/j.jenvman.2020.110842.
- [61] A. Blumberga, A. Gravelins, and D. Blumberga, “Deliberation Platform for Energy Transition Policies: How to Make Complex Things Simple,” *Energies*, vol. 15, no. 1, p. 90, Dec. 2021, doi: 10.3390/en15010090.
- [62] M. Kubli and S. Ulli-Ber, “Decentralisation dynamics in energy systems: A generic simulation of network effects,” *Energy Res. Soc. Sci.*, vol. 13, pp. 71–83, Mar. 2016, doi: 10.1016/j.erss.2015.12.015.
- [63] I. Pakere, A. Gravelins, G. Bohvalovs, L. Rozentale, and D. Blumberga, “Will Aggregator Reduce Renewable Power Surpluses? A System Dynamics Approach for the Latvia Case Study,” *Energies*, vol. 14, no. 23, p. 7900, Nov. 2021, doi: 10.3390/en14237900.
- [64] “Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centrs.” Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://videscentrs.lv>
- [65] “Saules enerģijas risinājumi mājai.” Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://www.enefit.lv/majai/saules-paneļi>

- [66] “AS ‘Sadales tīkls’ elektroenerģijas sadales Tarifi.” Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://sadalestikls.lv/lv/tarifi>
- [67] “Energija24.lv,” Energija24.lv. Accessed: Dec. 14, 2023. [Online]. Available: <https://energija24.lv/>
- [68] E. Kudurs, E. Atvare, K. Dolge, and D. Blumberga, “Ranking of Electricity Accumulation Possibilities: Multicriteria Analysis,” *Appl. Sci.*, vol. 13, no. 13, Art. no. 13, Jan. 2023, doi: 10.3390/app13137349.
- [69] “Elektroenerģijas tirgus apskats | AST,” Elektroenerģijas tirgus apskats. Accessed: Dec. 28, 2023. [Online]. Available: <https://ast.lv/lv/electricity-market-review>
- [70] “Sauszemes vēja enerģijas jauda Latvijā 2022,” Statista. Accessed: Dec. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.statista.com/statistics/868479/onshore-wind-energy-capacity-in-latvia/>
- [71] “Latvija ievērojami apsteidz Igauniju mikroģenerācijas attīst...” Accessed: Dec. 28, 2023. [Online]. Available: <https://sadalestikls.lv/lv/aktuali/latvija-ieverojami-apsteidz-igauniju-mikroģenerācijas-attīstības-tempos>
- [72] “Atbalsta programma atjaunojamo energoresursu izmantošanai mājsaimniecībās | Vides aizsardzības un reģionālās attīstības ministrija.” Accessed: Dec. 28, 2023. [Online]. Available: <https://www.varam.gov.lv/lv/atbalsta-programma-atjaunojamo-energoresursu-izmantosana-majsaimniecibas>
- [73] “Projektēšanas un izbūves procesā pie ‘Sadales tīkla’ ir saul...” Accessed: Dec. 28, 2023. [Online]. Available: <https://sadalestikls.lv/lv/aktuali/projektēšanas-un-izbūves-procesā-pie-sadales-tīkla-ir-saules-elektrostacijas-ar-kopejo-razosanas-jaudu-900-mw>
- [74] “‘LWEA: Latvijas atkrastes vēja potenciāla realizēšana’, Baltic Wind,” Baltic Wind. Accessed: Dec. 28, 2023. [Online]. Available: <https://balticwind.eu/lwea-unlocking-the-potential-of-latvian-offshore-wind/>
- [75] “Ražošana,” Latvenergo. Accessed: Dec. 28, 2023. [Online]. Available: <https://latvenergo.lv/lv/par-mums/razosana>
- [76] T. Zoss, I. Karklina, and D. Blumberga, “Power to Gas and Pumped Hydro Storage Potential in Latvia,” *Energy Procedia*, vol. 95, pp. 528–535, Sep. 2016, doi: 10.1016/j.egypro.2016.09.080.
- [77] C. Ju, T. Ding, W. Jia, C. Mu, H. Zhang, and Y. Sun, “Two-stage robust unit commitment with the cascade hydropower stations retrofitted with pump stations,” *Appl. Energy*, vol. 334, p. 120675, Mar. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120675.
- [78] P. Toufani, E. Nadar, and A. S. Kocaman, “Operational benefit of transforming cascade hydropower stations into pumped hydro energy storage systems,” *J. Energy Storage*, vol. 51, p. 104444, Jul. 2022, doi: 10.1016/j.est.2022.104444.
- [79] J. Zhang, C. Cheng, S. Yu, J. Shen, X. Wu, and H. Su, “Preliminary feasibility analysis for remaking the function of cascade hydropower stations to enhance hydropower flexibility: A case study in China,” *Energy*, vol. 260, p. 125163, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.125163.
- [80] A. R. Lical, N. Fitzgerald, and P. Leahy, “Sūknējamā hidroenerģijas krātuve: potenciāls no atsevišķiem aizsprostiem,” JRC Publications Repository. Accessed: Dec. 28, 2023. [Online]. Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC68678>
- [81] E. E. (Stathis) Michaelides, “Alternatīvie enerģijas avoti.”
- [82] “Li-ion akumulatoru sistēmas kapitālizdevumu (CAPEX) cena...,” ResearchGate. Accessed: Jan. 10, 2024. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Li-ion-battery-system-capital-expenditure-CAPEX-price-development-projection-for-the_fig5_335494335

PUBLIKĀCIJU KOPA

1. publikācija

Kudurs, E., Atvare, E., Dolge, K., Blumberga, D. Ranking of Electricity Accumulation Possibilities: Multicriteria Analysis. Applied Sciences, 2023, Vol. 13, No. 13, Article number 7349. e-ISSN 2076-3417. Pieejams: [doi:10.3390/app13137349](https://doi.org/10.3390/app13137349).

2. publikācija

Atvare, E., Grāvelsiņš, A., Kudurs, E., Rozakis, S., Blumberga, D. When the Household Becomes Environmentally Friendly-Dynamic Simulation of Hybrid Energy System's Feasibility. Environments, 2023, Vol. 10, No. 9, Article number 164. e-ISSN 2076-3298. Pieejams: [doi:10.3390/environments10090164](https://doi.org/10.3390/environments10090164).

3. publikācija

Grāvelsiņš, A., Atvare, E., Kudurs, E., Kubule, A., Blumberga, D. System Dynamics Model of Decentralized Household Electricity Storage Implementation: Case Study of Latvia. Smart Cities, 2023, Vol. 6, No. 5, pp. 2553–2573. ISSN 2624-6511. Pieejams: [doi:10.3390/smartcities6050115](https://doi.org/10.3390/smartcities6050115).

4. publikācija

Brence, K., Kudurs, E., Valters, K., Blumberga, D. Twinned Renewable Energy Accumulation: Case of Wind and Hydro Energy. Environmental and Climate Technologies, 2023, Vol. 27, No. 1, 696.–710. lpp. ISSN 1691-5208. e-ISSN 2255-8837. Pieejams: [doi:10.2478/rtuect-2023-0051](https://doi.org/10.2478/rtuect-2023-0051).

Article

Ranking of Electricity Accumulation Possibilities: Multicriteria Analysis

Edgars Kudurs ^{*}, Erlanda Atvare, Kristiāna Dolge and Dagnija Blumberga

Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Azenes Iela 12/1, LV-1048 Riga, Latvia; erlanda.atvare@rtu.lv (E.A.); dagnija.blumberga@rtu.lv (D.B.)

* Correspondence: edgars.kudurs@rtu.lv

Abstract: The pace of the implementation of renewable electricity storage in Europe is disappointingly slow. Several factors influence this and there is a need to speed up the rate and increase the volumes in order to promote a 100% transition to renewable energy resources, expand the practice of using renewable energy, and contribute to the improvement of the quality of life of consumers. An important factor is significantly reducing impact on the environment and climate change. Electricity from renewable energy sources such as solar and wind has a seasonal nature that cannot provide the necessary electricity consumption and cover peak loads. The so-called “energy resource crisis” is also a very topical problem at the moment, which reinforces the global need to increase the share of renewable energy resources in the overall balance of primary energy resources. Practical wider integration of renewable electricity storage is what can help stimulate this. The availability of renewable electricity is constantly increasing, and the level of technological innovation is rapidly developing. Therefore, it is valuable to analyse, look for connections and for ways to accumulate electricity in order to promote its availability from private homes to the national scale and more broadly on the European scale. Therefore, this article analyses and compares the different options for renewable electricity storage, from small batteries to large storage systems, arriving at the best solution according to needs, using analysis methods such as multicriteria decision analysis (MCDA) and TOPSIS. After comparing nine criteria, such as the amount of investment required, existing power density, efficiency, duration of operation, and others in two groups (small and large accumulation systems), it was concluded that lithium-ion batteries are currently the best solution among batteries, while pumped hydro storage is the best solution among large accumulation systems.

Keywords: energy; decision-making analysis; innovations; TOPSIS; renewable; storage



Citation: Kudurs, E.; Atvare, E.; Dolge, K.; Blumberga, D. Ranking of Electricity Accumulation Possibilities: Multicriteria Analysis. *Appl. Sci.* **2023**, *13*, 7349. <https://doi.org/10.3390/app13137349>

Academic Editors: Quanqing Yu, Yonggang Liu and Xiaopeng Tang

Received: 8 May 2023
Revised: 14 June 2023
Accepted: 15 June 2023
Published: 21 June 2023



Copyright: © 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

The last decades have seen a purposeful transition in the European energy sector from centralized fossil use to renewable energy source systems. Taking into account the 2030 and 2050 goals set by the European Union in the climate and energy sector, one of the contributions is the commitment to increase the share of renewable energy resources in the total balance of primary energy resources, reduce greenhouse gas emissions and promote energy efficiency [1]. To be able to achieve and stimulate these goals, an integral factor is not only the use of renewable electricity to replace fossil fuel resources, but also the targeted integration of renewable electricity accumulation. Energy storage is a critical enabler of energy transition. The principle is based on the accumulation of excess energy at times when the demand is lower and the efficiency of energy production is higher, but the discharge, i.e., transfer of energy back for consumption, at times when the production volumes are too small as affected by the seasonality of renewable electricity.

Energy storage technologies have been recognized and acknowledged for their integral role in providing ancillary services that contribute significantly to power generation, transmission, and distribution. Energy storage technologies serve as security systems in

power grids, providing uninterrupted power supply through peak load balancing and grid support services that enable greater integration of renewable energy sources [2]. There are countless benefits to using renewable electricity, especially when it comes to solar and wind power. The most important aspect is the sustainability of the resource, making it possible to reduce the impact of the energy sector on climate change. No less important are the economic benefits, which can be further increased by directly storing energy. Accumulation of electricity can meet the needs of consumers, which differ both in terms of volumes and loads characteristic of consumption, which are uneven over the course of the year. The benefits of accumulation are to cover the so-called peak hours and to eliminate the impact of seasonality. By accumulating renewable energy, it not only makes it possible to ensure self-consumption, but also gives renewable energy a higher value by selling electricity at a higher price. On a larger scale, it is also an opportunity to postpone expensive investments in transmission and distribution infrastructure, ensuring higher efficiency of existing networks [3].

A study by [4] investigates various aspects of renewable integrated deregulated power systems, with an emphasis on energy storage. The authors delineate the descriptive statistics of energy storage systems while highlighting the most recent technological advancements. The study contends that various optimization techniques should be used to identify the most optimal and suitable system that maximizes system profits while minimizing operation and maintenance expenses [4]. A study by [5] compares the levelized cost of storage (LCOS) for various energy storage technologies, such as lead-acid, lithium-ion, vanadium redox flow batteries, and flywheel, by concentrating on the competitiveness and economic aspects of these technologies. The results demonstrate that the linear electric machine-based gravity energy storage system has a great deal of potential as a cost-competitive technology for primary response grid support, as well as a number of distinct benefits [5]. Ref. [6] summarizes the different parameters of energy storage systems and presents the main classification of energy storage technological solutions. The study concludes that energy storage systems may not always be the optimal and feasible choice among existing alternative storage systems. However, this suggests that despite the possible absence of investment signals regarding flexibility, it is essential to evaluate the long-term potential at the regional and national levels [6]. The study conducted by [7] employs an equitable weighting technique to prioritize the techno-economic factors of various battery energy storage systems and subsequently compares them. According to the research, Li-ion and advanced lead-acid batteries were found to be the most appropriate options for grid application [7]. A study by [8] conducts a comparative performance analysis of different electricity storage technologies. The study integrated various economic and technological indicators that characterize energy storage systems and developed a global performance index. The developed method was applied to a wind-diesel hybrid system, and the results revealed that the compressed air energy storage system received the highest performance index value compared to other alternative energy storage technologies [8].

Prior research comparing energy storage technologies has primarily concentrated on the techno-economic analysis, ignoring other factors such as social and environmental considerations. In order to make data-driven and scientifically sound decisions, policy makers must consider all relevant factors simultaneously. Therefore, this article reviews and compares ten different storage technologies that, after extensive research, have shown potential effects that provide high efficiency, and the ability to compete in the market and in practice. The objective of this research was to develop an integrated assessment methodology that incorporates technological, economic, environmental, and social factors for a sufficient and comprehensive comparison of different energy storage technologies.

This research has addressed the research gap in two ways: (1) by incorporating social and environmental factors into technology comparison; (2) by demonstrating the application of a methodology that can be comprehensively replicated and utilized to make informed decisions and develop sound policy recommendations. This study's methodology would enable the identification of the most prospective solution for energy storage, taking

into account a broad range of different indicators, and the ranking of opportunities for integrating electricity accumulation into national, regional, and local electricity grids.

2. Comparative Description of Selected Energy Storage Technologies

Accumulation systems differ both in their degree of complexity and in the number of constructive elements, as well as in terms of cost, environmental impact, efficiency, and other factors. The types of energy storage chosen for analysis and mutual comparison are illustrated in Figure 1. Comparative description of the selected energy storage technologies provides a general overview of the field of accumulation, at the relevant stage of development.

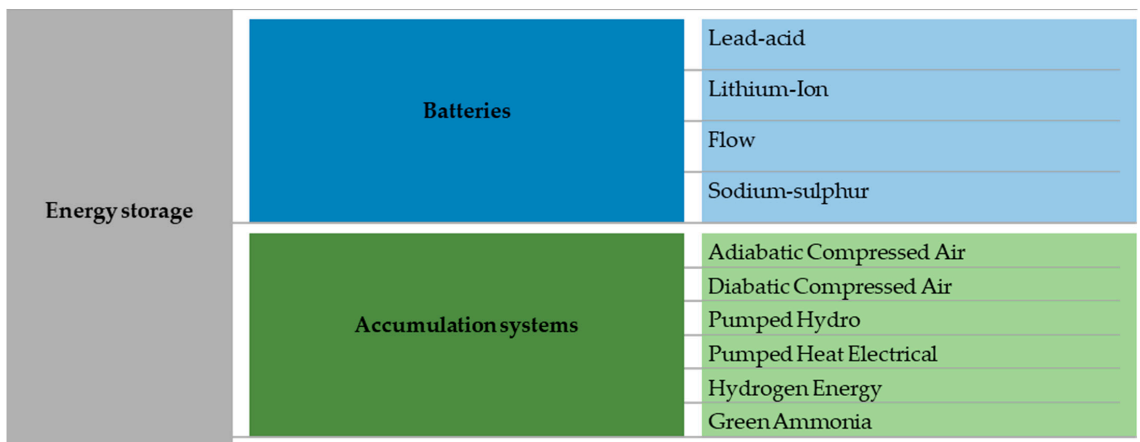


Figure 1. Electricity storage technologies selected for the comparative analysis.

Electricity storage technologies were divided into two groups: batteries and accumulation systems. The first group compared batteries intended for storing smaller amounts of energy in small households. The second group includes large electricity storage systems, which are expected to be integrated into power plants on a national scale. Below is a brief overview of the literature analysis for each of the types of accumulation.

2.1. Lead-Acid Battery

The most common batteries for energy storage are lead-acid batteries used as backup energy sources. The basis of their operation relies on electrochemical reactions involving the exchange of charges between the positive electrode, which consists of lead dioxide, and the negative electrode, which consists of porous lead. These electrodes are submerged in an electrolyte composed of sulfuric acid in water, which actively participates in the charge and discharge reactions.

In recent years, new types of lead-acid batteries have been invented. One such battery is the valve-regulated lead-acid battery which is sealed and does not need to be topped up with water, and thus the maintenance cost of this type of battery is cheaper. Gel-type lead-acid batteries, which are filled with gel instead of liquid, reduce the possibility of leakage [9]. Taking into account the challenge of the modern world, even these batteries continue to be improved and currently efforts are being made to improve the performance of lead-acid batteries and extend their life cycle. One of the examples most often cited in recent articles is to improve the discharge capacity of lead-acid batteries, for example, through the use of graphene oxide [10].

2.2. Lithium-Ion Battery

The energy storage technology of lithium-ion batteries seems to be particularly well-known, given that they are used in more than 50% of the market for small, portable electrical devices, especially mobile phones, because they can provide twice the operating time of a conventional battery. Thus, the response time is much smaller, they charge faster, can last longer, and have the highest efficiency [11]. Lithium-ion batteries are based on electrochemical charge/discharge reactions that occur between a positive electrode containing lithium metal oxide and a negative electrode composed of carbon material. In recent years, the large-scale integration of lithium-ion batteries has been accelerating, particularly driven by the development of automotive and energy storage innovations. It is possible to conclude that lithium-ion batteries can unequivocally be considered the main, potentially the most widely used storage technology of the future. Technological development further increases energy density, operation, and cycle times. Additionally, the cost of the system will continue to decrease, which is currently the largest part of the capital expenditure of lead-acid, flow, or sodium–sulphur batteries. This can be improved by increasing the industrial capacity and promoting mass production. Already, lithium-ion batteries are used for self-consumption in residential and commercial buildings, which are distributed for emergency support and frequency regulation, respectively, as well as for the integration of large renewable energy equipment into power systems [12]. Recycling processes and equipment are also being introduced, which ensure the recycling efficiency is already well over 50% [13].

2.3. Flow Battery

Flow batteries are based on tanks in which the electrolyte is stored. This technology is capable of providing a large amount of energy (more than 10 MWh) for balancing electricity in the power grid. These batteries work similarly to lead-acid batteries, but the electrolyte is stored in external tanks that vary in size depending on the amount of energy to be stored [11]. However, current technologies for flow batteries are still expensive and have a relatively low energy density, which limits their use in large-scale applications. Therefore, solutions are being sought to solve this problem and organic flow batteries are offered as one of the options, which use organic molecules and are considered one of the most promising technologies due to their low cost and high performance [14].

2.4. Sodium-Sulphur Battery

The sodium-sulphur battery system is an energy storage system based on electrochemical charge and discharge reactions that occur between a positive electrode (cathode), usually made of molten sulphur (S), and a negative electrode (anode), usually made of molten sodium (Na). A solid ceramic material known as sodium beta alumina is used to separate the electrodes, and it also functions as an electrolyte. Sodium–sulphur batteries are designed to operate at elevated temperatures and possess a level of safety against external factors and various weather conditions. Most of the installed sodium-sulphur battery production base is in Japan and the US, and the first European projects were installed in Reunion Island (France), Germany, and the United Kingdom. The strategic significance of sodium-sulphur technology lies in its ability to address peak demand periods and meet the requirements of energy-intensive applications. More specifically, in Japan, sodium-sulphur batteries are widely used in the provision of public services, with a total of approximately 300 MW of stored energy. They are also used in the stabilization of wind farms and solar energy production equipment, peak power, and weather changes [15].

2.5. Adiabatic Compressed Air Energy Storage

An adiabatic compressed air energy storage system is based on compressing air and storing it in underground craters. The available electricity is used to compress the air to a pressure of up to 100 bars and store it at a depth of about 100 m. The heat generated during the compression process is stored through thermal energy storage, while the compressed air

is injected into underground chambers. When the stored energy is required, the compressed air is utilized, and the heat is extracted from storage. This process runs automatically when there is a surplus of energy, and fuel is not used for energy recovery, which is one of the main factors for raising the level of efficiency, as well as for the process to run without CO₂ emissions. Although research into this type of energy storage system has been ongoing since 2003, it is not yet commercially available and is only implemented in the demonstration process. One significant challenge is the cost involved, which means that the initial installations will be notably expensive due to the requirement for highly advanced turbo machines and innovative high-temperature storage structures. A second challenge is the need for high-temperature piping technologies, as air temperatures can rise above 600 °C during compression. It is important to mention that regions where geological salt formations naturally form can be used to store compressed air and are the most suitable places for power plants of this type of compressed air technology [16].

2.6. *Diabatic Compressed Air Energy Storage*

The geological locations, as mentioned in adiabatic compressed air technology, are also suitable for diabatic compressed air technology. The working principle is also very similar to that of adiabatic compression and diabatic compression also uses air compression and storage in craters. These are usually the aforementioned salt craters, depleted gas cavities, aquifers, or layers of hard rock. However, the air released from the adiabatic system here is heated by burning natural gas or fuel. Therefore, this type of energy storage technology is not pure, but rather a hybrid system consisting of a natural gas-powered, open-loop turbine and an electric storage system. Since the beginning of the 1980s, there are only two such systems in the world—in the US and Germany. Although natural gas is used in this case, after a certain period of operation the technology shows 97% production reliability and 99% compression [17].

2.7. *Pumped Hydro Storage*

Accumulation of electrical energy is also possible in the reservoirs of hydro stations, considering that the principle of water potential energy is used for the accumulation of electrical energy. In such a system, during periods of low demand and high availability of electricity, water is pumped and stored in upper reservoirs. By releasing energy in accordance with demand, the electricity is obtained in a shorter reaction time. The difference between peak loads and off-peak periods is balanced, ensuring grid stabilization. Weighing several criteria, the use of water storage is the most mature electricity storage system, when taking into consideration the installed power, capacity, the ability to provide additional frequency, and voltage control to the power grid. The ability of such an accumulation system to adapt and switch to different operating modes is also important, providing particularly efficient pumping power even at low capacities when asynchronous motor generators are engaged. It is predicted that the use of water storage for electricity storage, as a concept, will be the main driving factor to help countries achieve their goals in reducing GHG emissions [18].

2.8. *Pumped Heat Electrical Storage*

Analogous to pumped hydro storage, accumulation can also be provided using thermo-accumulation. In this case, instead of pumping water uphill, heat is pumped from one storage, where the temperature is around −160 °C, to another heat storage (+500 °C) using a reversible heat pump. Electricity is generated by driving the heat engine, while heat is stored using wood chips. Although this type of storage system is in the development stage, the long service life of the systems has been proven, even with regular stopping and starting. Efforts are being made to ensure the feasibility of high-efficiency devices suitable for operation in argon and at high temperatures. Additionally, there is a need for more economically justified solutions for integrating such systems, because in specific situations

this type of accumulation could be the solution, for example, in decommissioning nuclear reactors. The system can be adjusted [19].

2.9. Hydrogen Energy Storage

Gain potential is placed on hydrogen energy storage technology systems, considering the possibilities of using the technical solution as an independent energy supply system in energy-isolated areas. The use of hydrogen has several applications besides the energy sector. It can be used both as an admixture for liquefied gas after the methanization process and as a fuel effect in vehicles, it is also possible to turn it into methanol, a resource that can be used in industry. In the system, electricity is stored by electrolyzing water to produce hydrogen and oxygen, whereby oxygen is released and hydrogen is stored. However, to transfer electricity to the grid, hydrogen is re-electrified by combining hydrogen with oxygen. An important aspect is that heat and water are released as a by-product, which is a usable resource. Currently installed projects in Europe use alkaline electrolyzers directly, ranging in size from a few kW to several hundred MW, with a short response time, effectively following load changes affected by wind farm output. It is also expected that hydrogen will be transferred for mobility purposes and wholesale through the gas network [20]. In addition, it should be mentioned that hydrogen energy storage technologies are being further developed for example, as hydrogen-biomethane, and hydrogen-methane storage systems, increasing the quality of syngas and biogas, however, this will not be discussed in more detail.

2.10. Green Ammonia Storage Technology

Another large-scale energy storage method is green ammonia storage technology. It is closely related to the hydrogen energy storage technology described above. The essence of the method is the conversion of biomass into ammonia. This concept combines renewable energy production, biomass chemical loop ammonia production, and direct ammonia fuel cells [21]. One of the most promising ways to obtain “green” ammonia is by using hydrogen from the electrolysis of water and nitrogen separated from the air. Then, using “green” electricity, hydrogen and nitrogen create a reaction at high temperatures and pressure to produce ammonia. Linking ammonia production with “green” hydrogen could create many new opportunities for more rational energy storage and accumulation. At the same time, it can also be used as a raw material for industrial production and a solution in the transport sector. The innovative technology of ammonia fuel cells is already being used in several transport ships in European waters. Although the technological solutions are still in the process of developing innovations in close connection with “green” hydrogen, “green” ammonia marks a new era not only in the world and European energy, but also in the national economy [22].

3. Materials and Methods

In this study, TOPSIS, multi-criteria decision analysis (MCDA) was used to determine the best solution among electricity storage technologies. The methodological framework applied in this research is retrieved from [23–25]. The utilization of Multiple Criteria Decision Analysis (MCDA) is prevalent in the process of decision-making and assessment of determined targets. This approach involves the consideration of diverse forms of information and data, including qualitative and quantitative data, data from the physical and social sciences, as well as policy and ethics. The purpose of this method is to evaluate potential solutions to problems. Various Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA) techniques can be employed to address problems and they can be categorized based on various parameters and their model structure [26].

The TOPSIS method, also known as the Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution, is a decision-making approach that involves selecting the best option based on its similarity to an ideal solution. This can be derived from the notion of a shifted ideal point, whereby the solution that involves compromise is characterized

by the minimum distance. TOPSIS offers significant benefits, including the ability to identify an extensive range of criteria and alternatives, while utilizing a straightforward calculation approach.

The TOPSIS methodology enables the attainment of viable and comprehensible alternatives for conducting comparisons. Alternatives must be selected for evaluation, which are evaluated according to four criteria: technological, economic, environmental, and social. The first step using the TOPSIS method is the normalization of the decision matrix, followed by the calculation of the best and worst solution of the normalized decision matrix. The best solution corresponds to the theoretical variant of the preferred level of each criterion, while the worst solution corresponds to the theoretical variant of the least desirable level of each criterion. Finally, the distance of each alternative is calculated, which further allows to obtain the proximity coefficient of the ranking alternatives. Alternatives rank from best to worst [25]. The equations of the TOPSIS method used in this study are described below.

The derivation of the normalized matrix value can be achieved through the multiplication of the normalized value and weight, as expressed in Equation (1).

$$v_{ai} = w_i \times r_{ia} \tag{1}$$

where

- v_{ai} = weighted value;
- w_i = weight, $w_{i1} + w_{i2} + \dots + w_{im} = 1, w_i = 1 \dots m$;
- r_{ia} = normalized criterion value.

The calculation of distance for both ideal and non-ideal alternatives involves the summation of the squares of weighted criterion values. The calculation is performed by following Equations (2) and (3).

$$d_a^+ = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_j^+ - v_{aj})^2} \tag{2}$$

where

- d_a^+ = distance for each action to the ideal solution;
- v_j^+ = ideal solution;
- v_{aj} = weighted value.

$$d_a^- = \sqrt{\sum_{j=1}^n (v_j^- - v_{aj})^2} \tag{3}$$

where

- d_a^- = distance for each action to the non-ideal solution;
- v_j^- = non-ideal solution;
- v_{aj} = weighted value.

Closeness coefficient (Ca) shows the distance to the non-ideal solution, which is determined by Equation (4).

$$Ca = \frac{d_a^-}{d_a^+ + d_a^-} \tag{4}$$

where

- $d_a^+ + d_a^-$ = sum of the distance to the non-ideal solution;
- d_a^- = distance to the non-ideal solution [25].

After conducting a literature review, it was concluded that in order to obtain more accurate results, it was necessary to compare energy storage technologies in two groups. Division in groups is determined by considering energy storage scalability and applicability, conducting a comprehensive evaluation of various criteria to facilitate a more suitable comparison between alternatives. It was determined that in one group, lead-acid, lithium-ion, flow, and sodium-sulphur batteries will be compared, while in the other group,

the literature-reviewed storage systems, adiabatic compressed air energy storage systems, diabatic compressed air energy storage systems, pumped hydroelectric storage, pumped heat electrical storage technologies, hydrogen energy storage, and green ammonia storage technologies will be compared. Nine comparison criteria were defined for the batteries, while eight were defined for the storage systems, without evaluating power density. Technological, economic, environmental, and social aspects were covered in the determination of the criteria. The created matrices, defined criteria, and assigned values are visible in Tables 1 and 2.

Table 1. Overview of Selected Criteria for Batteries.

		A1 Lead-Acid Battery	A2 Lithium-Ion Battery	A3 Flow Battery	A4 Sodium-Sulphur Battery
C1	Investments, EUR/kWh	150	450	250	375
C2	Power density, W/kg	75	260	130	150
C3	Cycles, count	1750	5000	4500	4500
C4	Duration of operation, years	10	17.5	30	17.5
C5	Reaction time, s	0.003	0.003	0.003	0.003
C6	Efficiency, %	80	94	72.5	75
C7	Climate impact factor, kgCO ₂ eq/kWh	0.2	0.175	0.183	0.67
C8	Level of technological readiness (from 1—the lowest to 5—the highest)	3	4	2	3
C9	Level of social factor (from 1—the lowest to 5—the highest)	2	3	1	2
		[9,27]	[12,28]	[29,30]	[15,31]

Most of the numerical values in the matrix were obtained after the literature analysis, assuming the average values within the given range. Meanwhile, criteria for the technological readiness and social factors were determined based on information found in the literature analysis as well as the opinions of four experts specialized in environmental science or electrical engineering. In this case, criteria were determined on a five-point scale, assigning values from the lowest (1) to the highest (5). Accordingly, the level of social factor of energy storage technologies was evaluated based on their impact on sustainable development, considering promoting and hindering factors, as well as the dimension of participation and examples of good practices for integrating energy storage into practice. Higher social factor indicates greater public familiarity with the technology and greater recognition of the benefits of technology on energy transition, as well as greater opportunities for the technology to create significant social welfare. The more positively the technology was evaluated in terms of its impact on sustainable development and commercialization potential, the higher the value assigned. Meanwhile, level of technological readiness was evaluated based on the technical maturity of the battery, or its proximity to broader commercialization. Accordingly, the more developed the technology and the broader its availability in the market, the higher the rating was given. Battery investments were compared as peculiar battery investment costs per kWh. The power density criterion determines the battery's ability to release power at a specific moment. Storage devices with higher power density can operate larger load devices. Meanwhile, the cycle count is related to the lifespan and efficiency, as this parameter describes the number of charge/discharge cycles that the battery can provide before performance degradation [32]. The response time parameter characterizes the time required for the system to provide energy at full nominal power. Although this parameter is the same for the observed batteries, it is more important for comparing energy storage systems [33]. Similarly, the climate impact factor was also proposed as a criterion, which in this case describes the intensity of emissions generated if renewable energy is stored.

Table 2. Overview of Selected Criteria for Accumulation Systems.

		A5 Adiabatic Compressed Air	A6 Diabatic Compressed Air	A7 Pumped Hydro	A8 Pumped Heat Electrical	A9 Hydrogen Energy	A10 Green Ammonia
C1	Investments, EUR/kWh	1600	800	3400	350	750	2900
C2	Cycles, count	10,000,000	10,000,000	10,000,000	15000	10,000,000	10,000,000
C3	Duration of operation, years	30	30	80	25	17.5	30
C4	Reaction time, s	180	180	0.003	2	60	1
C5	Efficiency, %	70	55	77.5	72.5	30	52.5
C6	Climate impact factor, kgCO ₂ eq/kWh	0.15	0.185	0.165	0.175	0.1137	0.003
C7	Technological readiness level (from 1—the lowest to 5—the highest)	2	3	4.5	1	2	1
C8	Level of social factor (from 1—the lowest to 5—the highest)	2	2	3	2	5	5
		[16,34,35]	[17,36]	[18,34]	[19,34]	[20,37]	[22,38,39]

The energy storage system matrix was also based on the criteria, assumptions, and sources described in the battery matrix. However, the power density criterion was not evaluated here. Considering the different components of the systems, it is not possible to compare this parameter separately. Similarly, the economic aspect in this matrix was determined as capital expenditure per kW, taking into account that they are mostly perceived as long-term expenses.

Using the TOPSIS method, all criteria were given equal weights of 0.111 when evaluating the battery criteria and 0.125 when analysing the storage system criteria. This assumption was made to avoid errors in the weighting process, since in this case, when analysing storage technologies, it is not possible to distinguish between the importance of criteria.

After the TOPSIS analysis, a sensitivity analysis was conducted to evaluate the changes in the obtained results depending on the criteria or the determination of the weight changes from the influencing factors.

Sensitivity analysis is a research method that determines how different sources of uncertainty in mathematical models contribute to the overall uncertainty of the model. This technique is used within certain limits that depend on one or more input variables. Sensitivity analysis is often applied in the business world and economics. It is usually used by financial analysts and economists, also known as “what-if” analysis [40].

To determine the impact of alternative allocations on the TOPSIS method results, equal significance of alternatives is determined. Initially, the weights are set to $w = 1/n$ (where n is the number of influencing parameters). The weight that is subject to changes is determined by Equation (5).

$$w_{k1} = \beta_k \times w_{k=1,2,3\dots n} \tag{5}$$

where

w_{k1} —the weight that is subject to changes

β_k —coefficient of uniform variation, which sums up to 1

w_k —weight changes

The distribution of other weights is altered based on weight changes according to Formula (6).

$$w_{k21} = w_{k31} = \frac{(1 - w_{k11})}{n - 1}, \tag{6}$$

where

w_{kxx} —the weight that is subject to changes

n —number of influential parameters [41].

The initial weights of alternatives are replaced with the newly obtained weights in the TOPSIS matrix, and the approach is repeated with the results of all the set criteria. In this work, sensitivity analysis was performed for each criterion by changing the weight values from 0.1 to 0.9.

4. Results and Discussion

After performing a multi-criteria decision analysis using the TOPSIS method and setting an equal weighted weight of 0.111, the obtained results for alternative batteries are visible in Figure 2.

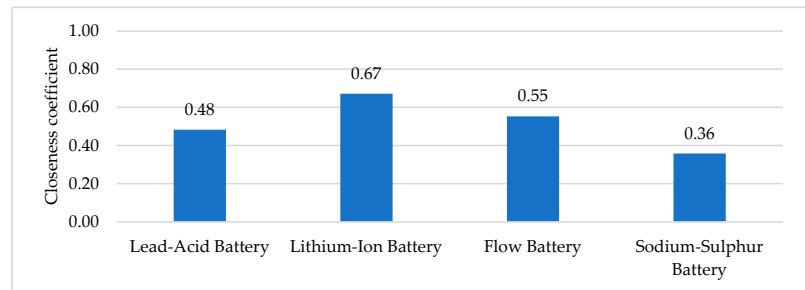


Figure 2. Battery TOPSIS MCDA analysis results.

It was determined that among the four analysed types of batteries, lithium-ion batteries are the closest to the ideal option, with a proximity coefficient of 0.67. Although the investment in a lithium-ion battery (EUR/kWh) is the highest among the compared batteries, this parameter was outweighed by its high-power density, which is about twice as high as the other alternatives, as well as the significantly high efficiency and number of charge/discharge cycles, which are considered primary aspects for achieving such results. It is important to note that the social factor and technological readiness of lithium-ion batteries were also rated the highest. Therefore, lithium-ion batteries are considered the most potential solution for energy storage. Next, with a proximity coefficient of 0.55, flow batteries are ranked. The main advantages of these batteries are their long lifespans and high number of charge/discharge cycles, providing high power density while maintaining relatively low investment costs. Accordingly, lead-acid (0.48) and sodium-sulphur (0.36) batteries have received lower evaluations. Such results are mainly influenced by their relatively low power density and operational lifespan. However, it should be taken into account that the capacity of batteries decreases with increasing charging and discharging time [42,43], and a more in-depth study taking into account the factors of battery degradation is needed to gain insight into its impact on the overall results. In terms of the environmental impact assessment (kgCO₂eq/kg) and comparison, both lithium-ion and flow batteries demonstrated lower impact ratios when compared to lead-acid and sodium-sulphur batteries. However, even the battery types with lower overall ratings are not considered uncompetitive in the energy storage technology market. Under specific parameters, which may differ primarily depending on technological needs and individual views, flow batteries, lead-acid batteries, and sodium-sulphur batteries, by further developing their innovation potential, can provide effective energy storage, promoting a global transition to the use of renewable resources.

Similarly, after performing a multicriteria decision analysis using the TOPSIS method and setting an equal weighted value of 0.125, the results obtained for the alternatives of energy storage systems are visible in Figure 3.

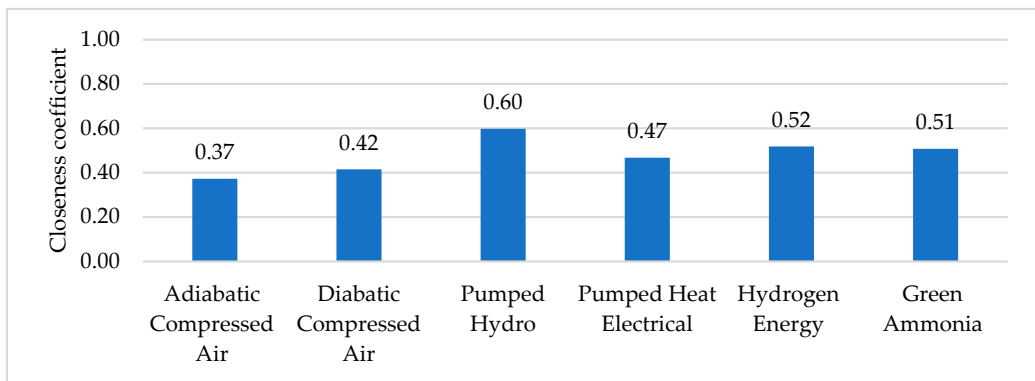


Figure 3. Accumulation systems TOPSIS MCDA analysis results.

Among the compared six energy storage systems, it was found that the hydroelectric pumped storage station is the closest solution to the ideal renewable energy storage technology, reaching a proximity coefficient of 0.60. This result was mainly obtained because it is the most matured storage system among those considered, as electricity storage is also possible in hydroelectric reservoirs, so large capital expenditures are not necessary. The operational lifetime is also significantly longer, reaching up to 80 years, and the efficiency is the highest at 77.5%. The hydrogen energy (0.54) and green ammonia (0.51) storage technologies are ranked lower. According to the literature analysis, these two technologies for energy storage were also evaluated as the most promising and with a higher added value outside the energy sector. However, capital expenditures for these storage systems are significantly higher, and the technological solutions are still in the innovation development process. With a proximity coefficient of 0.45, the electric thermal energy storage technology is ranked lower because, although the capital expenditures EUR/kWh are the lowest among the compared storage systems, technological readiness is still at the demonstration level, hence the social factor is evaluated the lowest. The farthest from the ideal solution are the diabatic compressed air energy storage system (0.42) and the adiabatic compressed air energy storage system (0.38), considering the technological limitations of operation, geographic restrictions, and the fact that compressed air energy storage system infrastructure is suitable for mountainous areas where underground craters are also found. The reaction time for both technologies is also significantly longer. However, among the compared alternative storage system options, each one is considered a competitive storage technology in the nearer or farther future, providing efficient energy storage. Additionally, different storage technology concepts can be adapted to specific geographic regions and infrastructure challenges.

To verify the results, a sensitivity analysis was performed for battery alternatives using all the criteria mentioned before. The sensitivity analysis was not performed for the accumulation systems, because the criteria overlap and a wider analysis would reduce the transparency of the results. The obtained results are shown in Figures 4 and 5.

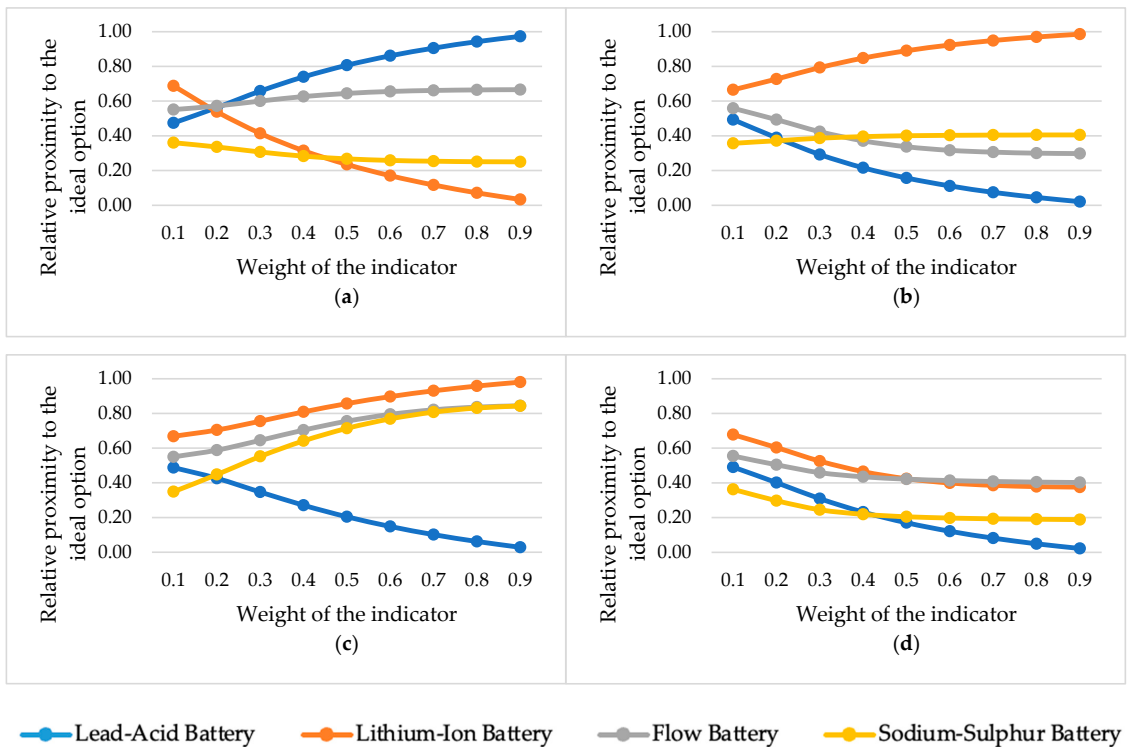


Figure 4. TOPSIS sensitivity analysis for battery alternatives changing the weight of indicators as follows: (a)—necessary investments for the installation and maintenance of the accumulation; (b)—storage power density; (c)—number of charge/discharge cycles; (d)—lifetime of the technology.

Considering the results of the sensitivity analysis, it is possible to determine the specific impact of each criterion on the selected technological solutions for the accumulation of renewable electricity, making it possible to determine the most important factors that change the results of the TOPSIS analysis. The main conclusions that arise from the analysis of batteries are as follows: lithium-ion batteries are negatively affected by the amount of required investment (Figure 4a), also according to the input data, it can be concluded that the investment EUR/kWh at this moment of development is approximately two times higher than the other types of accumulation in this group and also by lifetime of the technology, however, this is outweighed by the fact that in practically all other criteria, lithium-ion batteries show the best indicators, accordingly justifying its emergence in the forefront of the other batteries.

It should be noted that lead-acid and sodium-sulphur batteries are almost not affected by technological readiness (d), as their innovative progress is average, as is the social factor, and direct benefit to society (e), while the reaction time (a) does not particularly affect all types of batteries as it is almost identical for all types. Additionally, the last visible influencing factor is the environmental impact factor (c) for sodium-sulphur batteries, which is also significantly higher in the collected data.

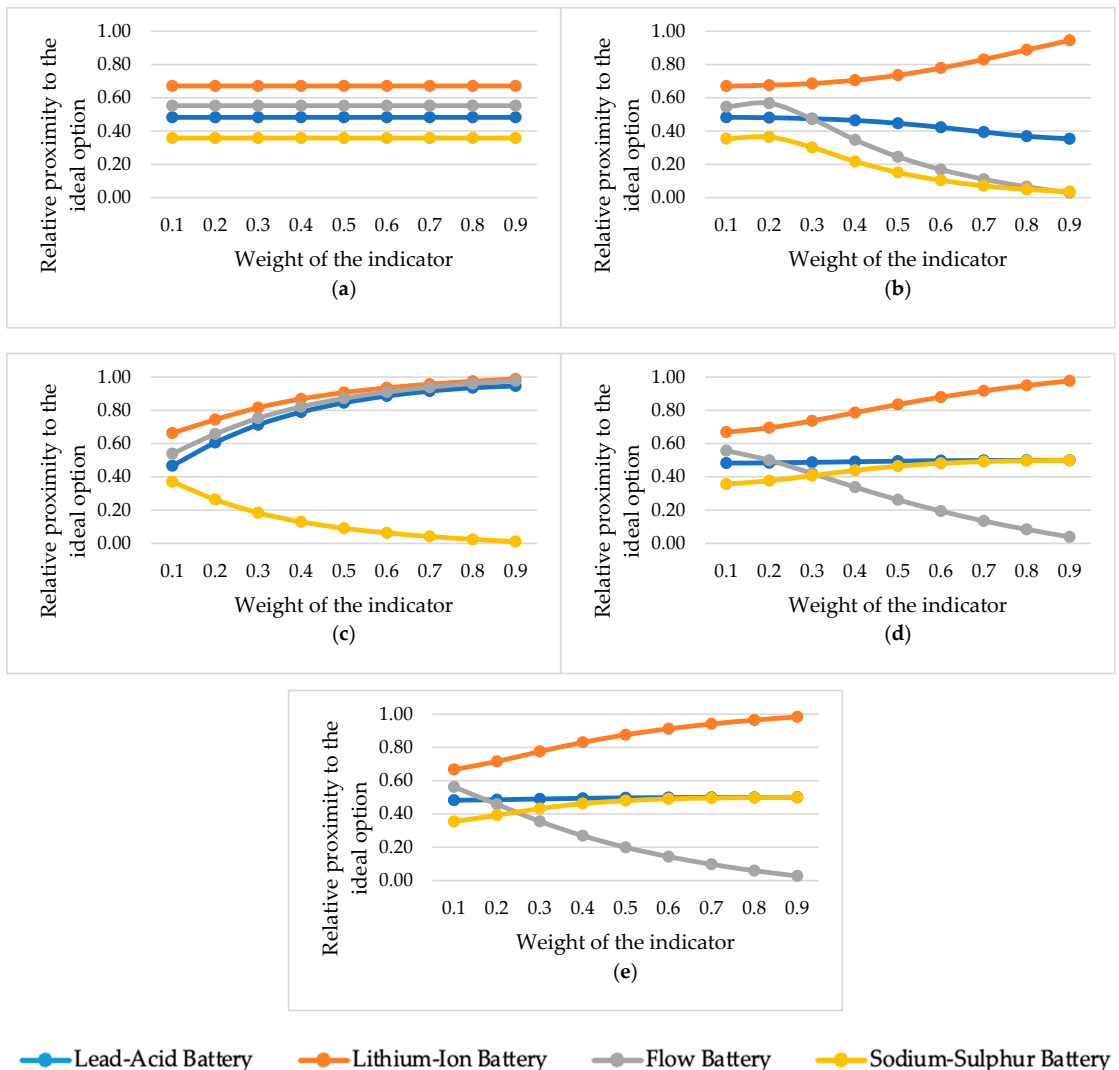


Figure 5. Topsis sensitivity analysis for battery alternatives changing the weight of indicators as follows: (a)—system response time; (b)—efficiency of the storage system; (c)—environmental impact; (d)—technological readiness of the system for commercialization; (e)—social factor, direct benefit to society.

5. Conclusions

The accumulation of renewable electricity serves as the primary catalyst for advancing a sustainable, carbon-neutral, and competitive energy sector. Given the current global challenges and increasing concerns about energy security, understanding these technological solutions has a critical role to play. While energy storage technologies are widely recognised as critical enablers of energy security and fundamental elements for maintaining uninterrupted power supply through peak load balancing, policy makers often face a knowledge gap regarding the availability and optimal suitability of different energy storage

technologies for specific national and local contexts. This knowledge gap arises from the multitude of factors that influence decision making in the energy sector.

Considering the challenges of the modern world, electricity storage technologies are evolving very rapidly, and thought is constantly being given to how to improve their operational capacity, extend their life cycle, reduce the cost of technology, and make other improvements. Similarly, a large portion of the electricity storage alternatives studied have reached the technology development stage for broader integration into the power transmission infrastructure. The information found in the literature sources on the technical parameters of the storage technology also allowed conclusions to be drawn about the criteria and threshold values for their sizes. The values used in the analysis were determined based on the experience of energy experts.

This research demonstrates a comprehensive and easily reproducible methodology that can be used by policy makers, energy planners, and local public authorities in making decisions about the selection of the most optimal and appropriate energy storage solution, taking into account multiple influencing factors. After conducting the relevant analyses, reviewing the literature sources, the most innovative solutions, weighing the influencing criteria and summarizing the results, it has been possible to achieve the goal of this research, to determine the potentially best renewable electricity storage alternatives and to provide a general overview of the current stage of technological development in this field. Using the TOPSIS MCDA method, it was found that lithium-ion batteries are the best alternative in the battery group, considering their efficiency, sustainability, and technological readiness, although the amount of investment is currently the largest for this type. In the accumulation systems group, the pumped-hydro storage was the closest to the ideal solution for the moment, however, weighing all the factors, it was concluded that the technologies with more potential were hydrogen and green ammonia. The sensitivity analysis applied for battery types gave insight into the main factor inhibiting the commercialization of technologies—the high cost of installation and individual components, and total necessary investments.

In general, research has provided insight into the renewable electricity technology sector, evaluating the positive and negative factors of different accumulation systems, as well as future development opportunities, by weighing the best solutions. The methodology of this study is useful for various policy makers, ranging from local municipal development plans to national and international targets and their implementation mechanisms, and is the first step in selecting and ranking technologies based on a broader list of criteria. The next step is to analyse the selected technology that best meets the defined plan with the relevant criteria in the energy sector development model using tools such as the “Energy Plan”, “Times” system dynamics model, and others.

Overall, when evaluating the different accumulation alternatives, it should be noted that the suitability for a given region is particularly influenced by geographic compatibility, independent infrastructure, and the corresponding climate zone, among other factors. Further research could apply the methodology of this study in a specific case study to explore a more specific comparison of technologies in a specific local energy system, integrating more specific data on geographic constraints, the ability of the technology to be integrated into the existing grid, impacts on social welfare, and other important factors.

Future research should consider the inclusion of additional indicators by developing a wider range of criteria, as well as analysing other renewable electricity storage options. This provides valuable information to promote the integration of energy-efficient storage technologies in electricity storage and transmission systems, helping to introduce wider use of renewable electricity both in individual households and in power plants on a national scale.

Author Contributions: Conceptualization, E.K., E.A. and D.B.; Validation, E.K., K.D. and D.B.; Formal analysis, E.A. and E.K.; Investigation, E.K. and E.A.; Data curation, E.A. and E.K.; Writing—original draft, E.K., E.A. and K.D.; Writing—review & editing, E.A., K.D. and E.K.; Visualization, E.A., Supervision, E.K. and D.B. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This work has been supported by the European Social Fund within the Project No 8.2.2.0/20/1/008 «Strengthening of PhD students and academic personnel of Riga Technical University and BA School of Business and Finance in the strategic fields of specialization» of the Specific Objective 8.2.2 «To Strengthen Academic Staff of Higher Education Institutions in Strategic Specialization Areas» of the Operational Programme «Growth and Employment».

Institutional Review Board Statement: Not applicable.

Informed Consent Statement: Not applicable.

Data Availability Statement: Not applicable.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

References

1. Committee and the Committee of the Regions. *An EU-Wide Assessment of National Energy and Climate Plans Driving Forward the Green Transition and Promoting Economic Recovery through Integrated Energy and Climate Planning*; EU Commission: Brussels, Belgium, 2020.
2. Zame, K.K.; Brehm, C.A.; Nitica, A.T.; Richard, C.L.; Schweitzer, I.G.D. Smart grid and energy storage: Policy recommendations. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *82*, 1646–1654. [CrossRef]
3. Energy Storage Association. *Benefits of Energy Storage*. In *Why Energy Storage*; European Association for Storage of Energy: Brussels, Belgium, 2023.
4. Chakraborty, M.R.; Dawn, S.; Saha, P.K.; Basu, J.B.; Ustun, T.S. A Comparative Review on Energy Storage Systems and Their Application in Deregulated Systems. *Batteries* **2022**, *8*, 124. [CrossRef]
5. Mugyema, M.; Botha, C.D.; Kamper, M.J.; Wang, R.J.; Sebitosi, A.B. Levelised cost of storage comparison of energy storage systems for use in primary response application. *J. Energy Storage* **2023**, *59*, 106573. [CrossRef]
6. Asri, L.I.M.; Ariffin, W.N.S.F.W.; Zain, A.S.M.; Nordin, J.; Saad, N.S. Comparative Study of Energy Storage Systems (ESSs). In *Journal of Physics: Conference Series*; IOP Publishing Ltd.: Bristol, UK, 2021. [CrossRef]
7. Saez-de-Ibarra, A.; Milo, A.; Gaztañaga, H.; Etxeberria-Otadui, I.; Rodríguez, P.; Bacha, S. Analysis and Comparison of Battery Energy Storage Technologies for Grid Applications. In Proceedings of the 2013 IEEE Grenoble Conference, Grenoble, France, 4 November 2013. [CrossRef]
8. Ibrahim, H.; Chandour, M.; Saad, S. Performance Index: A Simple Selection Method of Appropriate Energy Storage for Specific Application. In Proceedings of the MATEC Web of Conferences, Abu Dhabi, United Arab Emirates, 20–22 November 2018; EDP Sciences: Les Ulis, France, 2018. [CrossRef]
9. Electrical Energy Storage. International Electrotechnical Commission: Geneva, Switzerland, 26 December 2011. Available online: <https://www.iec.ch/basecamp/electrical-energy-storage> (accessed on 14 June 2023).
10. Da Zhu, K.; Wang, X.R.; Zhong, J.; Wang, S.L. Hydro-thermal preparation of PbCO₃/N-rGO nano-composites as positive additives to improve the performance of lead-acid batteries. *J. Energy Storage* **2022**, *53*, 5102. [CrossRef]
11. Blumberga, A.; Blumberga, D.; Dzene, I.; Gušča, J.; Romagnoli, F.; Vīgants, E.; Veidenbergs, I. *Atjaunojamās Elektroenerģijas Akumulācija*; Rigas Tehniskā Universitāte Eneģētikas un Elektrotehnikas Fakultāte Vides Aizsardzības un Siltuma Sistēmu Institūts: Riga, Latvia, 2015.
12. Energy Storage Technology Descriptions-EASE-European Association for Storage of Energy Lithium-Ion Battery. *Electrochemical Energy Storage*. Available online: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_LiIon.pdf (accessed on 31 October 2022).
13. Malewar, A. Tesla to Build One of the World's Largest Li-Ion Batteries in Australia. Inceptivemind, 6 November 2020. Available online: <https://www.inceptivemind.com/tesla-victorian-big-battery-worlds-largest-li-ion-batteries-australia/16063/> (accessed on 14 June 2023).
14. Zhao, Z.; Zhang, C.; Li, X. Opportunities and challenges of organic flow battery for electrochemical energy storage technology. *J. Energy Chem.* **2022**, *67*, 621–639. [CrossRef]
15. Energy Storage Technology Descriptions-EASE-European Association for Storage of Energy Sodium-Sulphur (NaS). *Battery Electrochemical Energy Storage 1. Technical Description A. Physical Principles. Sodium-Sulphur (NaS) Battery*. Available online: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2018/09/2018.07_EASE_Technology-Description_NaS.pdf (accessed on 31 October 2022).
16. Energy Storage Technology Descriptions-EASE-European Association for Storage of Energy. *Adiabatic Compressed Air Energy Storage*. Available online: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_ACAES.pdf (accessed on 31 October 2022).
17. Energy Storage Technology Descriptions-EASE-European Association for Storage of Energy. *Diabatic Compressed Air Energy Storage*. Available online: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_DCAES.pdf (accessed on 31 October 2022).
18. Bogenrieder, W. 2.6. Pumped storage power plants. In *Renewable Energy*; Springer: Berlin/Heidelberg, Germany, 2006; pp. 165–196. [CrossRef]

19. Energy Storage Technology Descriptions-EASE-European Association for Storage of Energy. Pumped Heat Electrical Storage. Available online: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/07/EASE_TD_Mechanical_PHEs.pdf (accessed on 2 November 2022).
20. Energy Storage Technology Descriptions-EASE-European Association for Storage of Energy. Hydrogen 1. Technical Description. Available online: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_Hydrogen.pdf (accessed on 2 November 2022).
21. Wen, D.; Aziz, M. Design and analysis of biomass-to-ammonia-to-power as an energy storage method in a renewable multi-generation system. *Energy Convers. Manag.* **2022**, *261*, 11. [CrossRef]
22. Alcántara, B.; Treadwell, W.D.; Energy Storage Technology Descriptions-EASE-European Association for Storage of Energy. Ueber Die Verwendung Von. Ammoniak Als Treibstoff. Available online: <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/> (accessed on 2 November 2022).
23. Atvare, E.; Kudurs, E.; Blumberga, D. Differences in Commercialization Policies of Innovations. *Customer Perspective. Environ. Clim. Technol.* **2022**, *26*, 1020–1031. [CrossRef]
24. Langemeyer, J.; Gómez-Baggethun, E.; Haase, D.; Scheuer, S.; Elmqvist, T. Bridging the gap between ecosystem service assessments and land-use planning through Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA). *Environ. Sci. Policy* **2016**, *62*, 45–56. [CrossRef]
25. Memari, A.; Dargi, A.; Jokar, M.R.A.; Ahmad, R.A.; Abdul Rahim, R. Sustainable supplier selection: A multi-criteria intuitionistic fuzzy TOPSIS method. *J. Manuf. Syst.* **2019**, *50*, 9–24. [CrossRef]
26. Kumar, A.; Sah, B.; Singh, A.R.; Deng, Y.; He, X.; Kumar, P.; Bansal, R.C. A review of multi criteria decision making (MCDM) towards sustainable renewable energy development. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *69*, 596–609. [CrossRef]
27. Yudhistira, R.; Khatiwada, D.; Sanchez, F. A comparative life cycle assessment of lithium-ion and lead-acid batteries for grid energy storage. *J. Clean. Prod.* **2022**, *358*, 131999. [CrossRef]
28. Arnaud, D. What is the Environmental Impact of A Battery? *Greenly Resources*. 29 September 2022. Available online: <https://greenly.earth/en-us/blog/ecology-news/carbon-footprint-battery> (accessed on 12 December 2022).
29. Redox Flow Batteries: A Sustainable Technology. *CIC Energi Gune*. Available online: <https://cicenergigune.com/en/blog/redox-flow-batteries-sustainable-technology#> (accessed on 13 July 2021).
30. Energy Storage Technology Descriptions-EASE-European Association for Storage of Energy Flow Battery 1. Technical Description. Flow Battery. Available online: https://ease-storage.eu/wp-content/uploads/2016/03/EASE_TD_FlowBattery.pdf (accessed on 3 November 2022).
31. Das, J.; Abraham, A.P.; Ghosh, P.C.; Banerjee, R. Life cycle energy and carbon footprint analysis of photovoltaic battery microgrid system in India. *Clean Technol. Environ. Policy* **2018**, *20*, 65–80. [CrossRef]
32. Qadrdan, M.; Jenkins, N.; Wu, J. Smart grid and energy storage. In *McEvoy's Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*; Elsevier Inc.: Amsterdam, The Netherlands, 2018; pp. 915–928. [CrossRef]
33. Georgious, R.; Refaat, R.; Garcia, J.A.; Daoud, A. Review on energy storage systems in microgrids. *Electronic* **2021**, *10*, 2134. [CrossRef]
34. Electricity Storage via Adiabatic Air Compression—Environmental Compatibility of Compressed air Energy Storage (CAES). Available online: <https://www.nfp-energy.ch/en/dossiers/191/> (accessed on 7 May 2023).
35. Tim Sylvia, E.B. New Compressed Air Storage Tech from Canada. *PV Magazine*. 16 April 2021. Available online: <https://cicenergigune.com/en/blog/redox-flow-batteries-sustainable-technology> (accessed on 12 December 2022).
36. Ian Campbell. Emissions from Home Energy Use. *Carbon Independent*. 9 April 2021. Available online: <https://www.carbonindependent.org/15.html> (accessed on 14 June 2022).
37. Bionaz, D.; Marocco, P.; Ferrero, D.; Sundseth, K.; Santarelli, M. Life cycle environmental analysis of a hydrogen-based energy storage system for remote applications. *Energy Rep.* **2022**, *8*, 5080–5092. [CrossRef]
38. Salmon, N.; Bañares-Alcántara, R.; Nayak-Luke, R. Optimization of green ammonia distribution systems for intercontinental energy transport. *iScience* **2021**, *24*, 8. [CrossRef] [PubMed]
39. Fasihi, M.; Weiss, R.; Savolainen, J.; Breyer, C. Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants. *Appl. Energy* **2021**, *294*, 61–70. [CrossRef]
40. Will, K. Sensitivity Analysis Definition. *Investopedia*. Available online: <https://www.investopedia.com/terms/s/sensitivityanalysis.asp> (accessed on 5 September 2022).
41. Abdel-Khalik, H.S.; Bang, Y.; Wang, C. Overview of hybrid subspace methods for uncertainty quantification, sensitivity analysis. *Ann. Nucl. Energy* **2013**, *52*, 28–46. [CrossRef]
42. Li, W.; Wang, N.; Garg, A.; Gao, L. Multi-objective optimization of an air cooling battery thermal management system considering battery degradation and parasitic power loss. *J. Energy Storage* **2023**, *58*, 106382. [CrossRef]
43. Wang, N.; Garg, A.; Su, S.; Mou, J.; Gao, L.; Li Echelon, W. Utilization of Retired Power Lithium-Ion Batteries: Challenges and Prospects. *Batteries* **2022**, *8*, 96. [CrossRef]

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.



Article

When the Household Becomes Environmentally Friendly—Dynamic Simulation of Hybrid Energy System's Feasibility

Erlanda Atvare ¹, Armands Gravelins ¹, Edgars Kudurs ^{1,*}, Stelios Rozakis ² and Dagnija Blumberga ¹

- ¹ Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, LV-1048 Riga, Latvia; erlanda.atvare@rtu.lv (E.A.), armands.gravelins@rtu.lv (A.G.), dagnija.blumberga@rtu.lv (D.B.)
² Bioeconomy and Biosystem Economics Lab, School of Chemical and Environmental Engineering, Technical University of Crete, 73100 Chania, Greece; srozakis@isc.tuc.gr
* Correspondence: edgars.kudurs@rtu.lv

Abstract: Decentralized electricity production at household scale, particularly by solar panels, has recently grown due to increased technology feasibility and financial support programs. Further development in this field requires the introduction and efficient use of energy storage technologies. This research aims to evaluate the benefits and economic justification of implementing energy storage systems in private households by using system dynamics modelling. Household electricity consumption is a dynamic problem; therefore, the system dynamics approach allows the development of an exploratory model that accounts for the causal relationships and feedback loops in the system. Specifically, an hourly consumption model is developed to analyze the electricity costs in four scenarios: (1) a standard grid-connected system, (2) a PV system with net metering, (3) a grid-connected system with a connected battery, and (4) a grid-connected system with a combined PV and battery storage system. The structure of the build system dynamics model is described with a Latvian context case. It is found that in Latvian climate-specific conditions, the profitability of installing PV and PV and battery systems in private households in Latvia is justified by both summer and winter conditions. The developed model can be used to analyze the real electricity profiles of specific households, determining the profitability of installing energy-efficient solutions, and is adaptable for analyzing the situations of other countries or accumulation systems.

Keywords: battery energy storage; solar panels; energy management; household consumption; system dynamics model



Citation: Atvare, E.; Gravelins, A.; Kudurs, E.; Rozakis, S.; Blumberga, D. When the Household Becomes Environmentally Friendly—Dynamic Simulation of Hybrid Energy System's Feasibility. *Environments* **2023**, *10*, 164. <https://doi.org/10.3390/environments10090164>

Academic Editors: Shu-Yuan Pan and Chihhao Fan

Received: 26 July 2023
Revised: 15 August 2023
Accepted: 28 August 2023
Published: 20 September 2023



Copyright: © 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

The growth of renewable energy sources is part of a global trend in the energy sector. New solar, wind, and other renewable energy production facilities are being built and regularly put into operation [1]. In 2022, the share of renewable sources in the global electricity generation reached 39% of the total volume, and it is expected to increase in the near future [2]. The main factors driving this trend are the practically zero emissions produced and the abundance of primary energy sources. However, the intermittency of the supplied energy due to weather conditions [3,4] and supply-demand displacement in time [5] significantly limits the direct utilization of renewable sources in power systems. Additionally, the operation of power systems, whether on a broader or smaller scale, is characterized by an uneven energy demand, which necessitates conditions for load balancing [6].

One of the most promising directions to address the challenges of utilizing the potential of renewable sources in energy supply is the implementation of energy storage systems. These systems can capture excess energy during periods of low consumption and provide it during peak load periods, ensuring flexibility on different time scales [7]. Moreover,

for individual consumers, i.e., households, this creates an opportunity to increase the self-consumption of solar energy [8] and achieve grid independence, as well as gain economic benefits by storing energy during low-price periods [9]. Battery energy storage has been identified as the dominant type used at household scale [4,5], although the high battery price limits their outspread in households [5].

The demand for batteries worldwide is experiencing rapid growth due to their potential to incorporate additional renewable energy sources into our power systems. Additionally, batteries have the capability of making the industrial and transportation sectors more environmentally friendly, which, in turn, positively impacts the electrification of other sectors [10]. By 2030, the worldwide need for batteries is projected to surpass 2000 GWh [11]. Although consumer electronics were widely used in 2020, their low energy capacities, such as those found in phones, resulted in a comparatively low demand in terms of gigawatts. However, the substantial growth in demand can be primarily attributed to the shift toward electric transportation, which will account for most of the battery demand in 2030, particularly in terms of total energy storage capacity [11]. The predicted global demand for batteries until 2030 is shown in Figure 1.

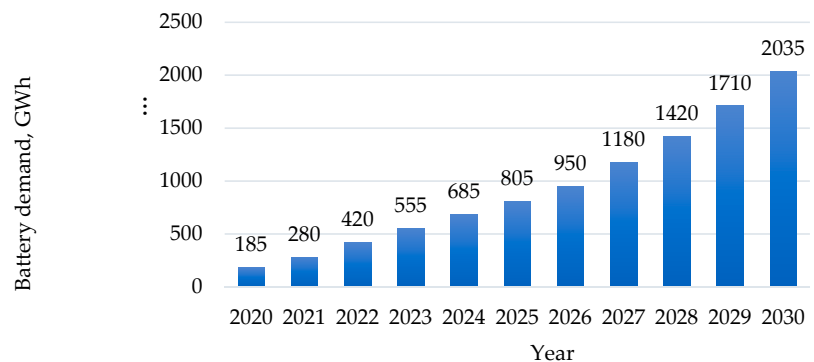


Figure 1. Global battery demand prediction, GWh [11].

Due to the global pandemic and war crisis, residential consumers have experienced a rise in energy consumption costs. In accordance with the Paris Climate Agreement, the adoption of zero-energy designs in residential buildings can significantly contribute to addressing climate change. This agreement urges countries to enhance the utilization of clean energy sources to reduce carbon dioxide emissions. Consequently, numerous homeowners are actively seeking out renewable energy options, such as solar energy and wind energy, in order to minimize their carbon footprint and achieve cost savings [12]. These factors also explain the need to analyze and implement accumulation to ensure effective solutions and greater benefits.

The use of renewable resources, optimization possibilities for household electricity consumption, and the benefits of implementing energy storage systems have been analyzed in previous articles. For instance, in Wang et al. [3], an analysis of energy storage capacity optimization has been conducted, incorporating economic benefit indicators and environmental impact assessment methods. As a result of optimization, a 40% reduction in the volume of electricity obtained from the grid is achieved, significantly shortening the payback period of investments [3]. In Miletic et al. [13], a mixed-integer linear programming (MILP) model is applied to analyze different scenarios of household automation and dynamic electricity pricing, leading to the conclusion that battery-owning households protect the suppliers from revenue and profit drops. It also shows that batteries are not only beneficial for the power system and the end-users, but they also facilitate the transition towards new business models for traditional suppliers [13]. However, the majority of other software applications used in the field of energy are black box models. Reiterating these

models in a white box framework allows a more in-depth investigation of their underlying structures and factor interactions. In the long term, this allows the development of a comprehensive system dynamics model, which can help understand the behavior of the system and aid in making the most optimal decisions.

A dedicated approach for analysis and simulation of dynamic problems with a white box model is the system dynamics (SD) modelling. The SD approach is unique in that it is based on the theory of system dynamics, which focuses on understanding and uncovering the relationships between the behavior of a system's structure and its existing structure. Graces et al. [14] have employed an SD approach to study the possibilities of sustainable electricity supply for small off-grid communities in Colombia. However, the scale of the analysis of their research is regional and the energy storage system is not directly included within the SD model [14]. Kubli and Ulli-Beer [15] have used SD for system-wide modelling of the decentralization of energy networks, and Zapata Riveros et al. [16] have elaborated on this by SD modelling the diffusion of prosumer communities. They include a battery adoption feedback loop in their model; however, their main focus is the user (household) transition from consumer to prosumer status. The existing body of literature still lacks studies that particularly consider the hybrid energy accumulation system's feasibility at the household scale especially with white box models.

As electric energy storage technologies advance, the moment has come when it is possible to carry out extensive commercialization and integration of storage technologies both in the public and private sectors. Therefore, the aim of this article is to analyze and evaluate the benefits and economic justification of implementing energy storage systems in private households using the SD modelling that allows to directly investigate the linkages between system components and their behavior. The analysis considers particular climatic conditions (Latvia is used for the case study) and the current level of development in the field of energy storage. The evaluated scenarios include solar panel (*PV*) use for renewable energy generation in households, as they are the most widely available technology, and lithium-ion batteries for energy storage, as they are the most widespread technology [4,5], and they are a technology with high potential to be an optimal solution for energy storage. Overall, the system's profitability is assessed for four configuration scenarios and considering varied electricity prices.

In the next section, the structure of the system dynamics model is described in the context of the Latvian electricity system. Model components, functions, and parameters are presented in detail, illustrating different configurations under evaluation, namely, *PV* or battery with net metering in the system as well as *PV* with battery energy storage. In Section 3, daily energy flows and monthly profiles are presented for the different configurations. The resulting outcome of the simulations for four consecutive years are provided in aggregates concerning annual cost savings, i.e., electricity consumed from the grid and payback period for the investments. Comments on simulation results driven by various price levels (from low in 2019 to very high prices in 2022) and discussion conclude the paper.

Importantly, the described approach to SD modelling in Latvia is a case study; hence, the locally relevant assumptions are taken. Of course, for household level research, such assumptions that are related to economic, political, and even geographic placement conditions vary across countries and even counties (i.e., solar irradiation in northern or southern counties in central Europe). Hence, this exploratory model is a demonstration of the accumulation feasibility assessment and a prior step for more extended forecasting models. The approach can be used in other countries with minimal adjustments to the assumptions described in the methodology. To facilitate the replication of the process in any context, it is advisable to perceive the description of the methodology at a theoretical level, considering differences between countries that may affect the initial assumptions.

2. Materials and Methods

2.1. Electricity Sector in Latvia

In recent years in Latvia, structural changes in the total consumption of energy resources have been observed, i.e., as the share of natural gas consumption decreases, the share of RES in the total consumption of energy resources has increased [17]. In 2020, the share of natural gas in total energy production was 20.6%, while RES was 37.5%. With the increasing RES share, Latvia is coming closer to achieving its RES promotion target, which is to ensure that 50% of the gross final consumption is produced from RES by 2030 [18]. Latvia has the third highest share of RES in the final energy consumption in the European Union; in 2020 it was 42.13%, while the EU average was 22.09% [19].

The installation of solar panels in Latvian households has also flourished in recent years. According to the latest data from systems operator “Sadales tīkls” LLC, which is the leading electricity network maintainer and developer in Latvia, in the first quarter of 2022 (from January to March) 495 solar PV panel systems with a total capacity of 678 kilowatts (kW) were connected to the distribution grid, of which 488 were solar panels for the production of electricity for self-consumption with a capacity of up to 11.1 kW, and 7 were solar power plants. This is approximately six times more than in the first quarter of 2021 when a total of 90 microgenerators and solar power plants with a total capacity of 265 kW were connected to the system [20]. This pronounced progress can be explained by an unprecedentedly large increase in the price of electricity on the exchange, as well as the influence of various state support measures for the installation of solar panels, as well as Russia’s war in Ukraine, highlighting the need to strengthen the country’s energy independence and the transition from fossil to renewable energy resources.

Latvia participates in NordPool, Europe’s leading electricity market, which offers trading and associated services in both day-ahead and intraday markets across 16 European countries. NordPool comprises a commercial electricity exchange function and a market interconnection operator function. The electricity price of the system is calculated based on sales and purchase volumes, taking into account the available transmission capacity in the Nordic market. The system price is the Nordic reference price for electricity trading, which varies in different NordPool market areas [21].

Additionally, a net electricity accounting (metering) system operates in Latvia, which regulates the order in which payments are made for electricity received from the system, and in which the distribution system operator accounts for the electricity that the household user transfers to and receives from the system. The settlement period of the electricity net accounting system is one calendar month. If more electricity is transferred in the system than received, the corresponding amount of electricity is credited in the next electricity billing period [22].

However, the situation with the implementation of storage systems in Latvian households is not so bright. In fact, so far, the integration of storage technologies in households in Latvia is close to zero. There is a lack of aggregated data on the implemented energy storage projects. Hence, there is a need to analyze the profitability of the introduction of electricity storage in Latvian households in order to promote a clean and fair energy restructuring and lower carbon emissions [23].

2.2. The Structure of the Exploratory Model

Essentially, household electricity consumption is a dynamic problem. Hence, to evaluate the profitability of installing energy storage systems in private households in Latvia, a system dynamics (SD) modelling method was used. SD is a versatile tool that allows for investigating the causal relationships between factors that are interlinked in complex technological and socioeconomic systems and uncovering their underlying structures [24]. SD modelling is a computer-based simulation method appropriate for analyzing a system’s changes over time, e.g., dynamic tendencies [25].

The SD method is based on system dynamics theory, which involves studying the relationships between the behavior of a system and its underlying structure. System

dynamics relies on three main concepts, stocks, flows, and feedback loops, along with well-defined system boundaries and causal relationships. By appropriately utilizing these concepts, it is possible to obtain explanatory results [26]. In general, the process of developing a system dynamics model consists of several sequential steps. These steps include problem formulation, which is the identification of dynamic hypotheses that explain the causes of the problem, model formulation and simulation, which means model testing to assess its correspondence to the real situation, as well as policy formulation and drawing conclusions [15,27].

In the current study, an hourly consumption model was developed to analyze the electricity costs for (1) a standard grid-connected system, (2) a *PV* system with net metering, (3) a grid-connected system with a connected battery, as well as a (4) a grid-connected system with a combined *PV* and battery storage system. The modelling was conducted using the Stella Architect software.

The aim of the model is to determine the profitability of installing a battery storage system considering a household's overall electricity consumption profile. Figure 2 depicts the primary algorithm for a household solar panel (*PV*) system with net metering, while Figure 3 explains the case with an additional battery connected to the solar panel system.

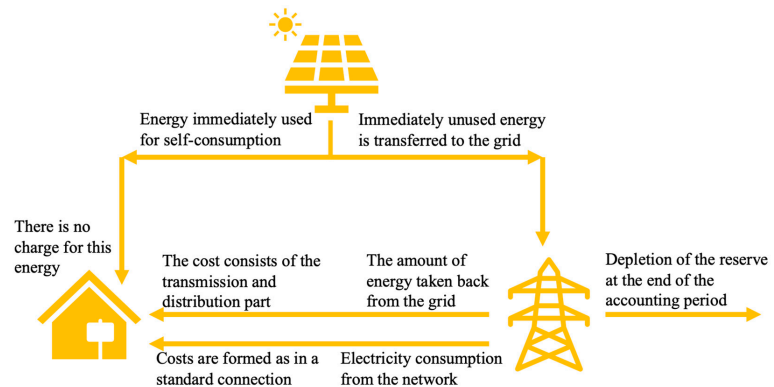


Figure 2. Algorithm for the *PV* system with net metering for the household.

In a net metering system, when the solar panels generate more energy than the household appliances can immediately consume at any given moment, the excess electricity is automatically fed into the utility grid. The amount of electricity fed into the grid can be credited and used to offset consumption at a later time during the accounting year. However, at the end of the net metering accounting period, any accumulated electricity surplus is reset, and a new accounting balance is started. If, at any given time, the combined amount of energy generated by the *PV* system and stored in the grid is insufficient to meet the household's demand, the electricity is consumed from the grid as if there were no *PV* panels installed.

By adding a battery for the accumulation of generated energy to the aforementioned system, it is possible to provide greater independence from the grid connection, as well as gain economic benefits by efficiently utilizing the capabilities of the battery. In this system, when more energy is generated than the household can consume at any given moment, the excess electricity is primarily stored in the battery, which happens automatically within the system. In this case, an electricity purchase from the grid is only required for the moments when there is insufficient energy production from the *PV* system and insufficient battery supply to cover the load. Similarly, the model includes that for a more cost-effective use of the battery, it may be charged from the grid during times when this is economically justified.

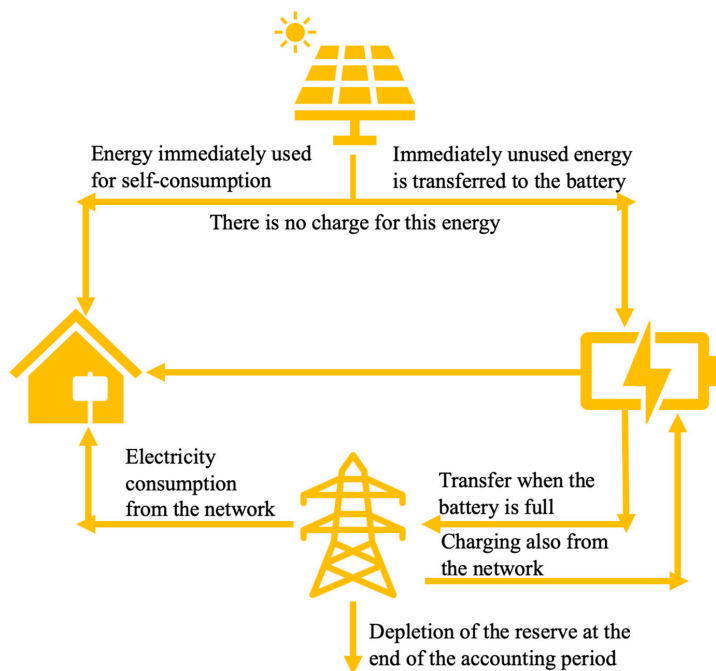


Figure 3. Algorithm for the system with PV panels and battery energy storage.

2.3. Model Components and Parameters

The main factors that influence the cost of electricity and household consumption profiles for different systems are represented in the SD model as various elements: stocks, flows, and feedback loops. The values for these elements are defined through mathematical equations and constants. In the hourly model of the dynamic system, the household consumption profile is assumed based on input data obtained from a system dynamics model developed in 2021 for studying the potential of aggregators to reduce renewable energy surplus in Latvia [27]. The model assumes hourly electricity prices based on historical indicators from the 2021 NordPool electricity market [21], considering them as indicative of electricity price trends for the next decade. Although the prices of electricity and gas have fallen at the moment, in comparison to 2022, these assumptions are ever so relevant because changes are expected in distribution system service tariffs—the tariff fee for customers will increase due to inflation, the transmission tariff will also increase, and the geopolitical conditions and long-term future forecasts have to be considered. Additionally, to determine the sensitivity of the model's results from the input data, the development process includes a comparison with hourly electricity price data from 2019 and 2022.

In the model, separate system dynamics structures are created for all analyzed variants of the household electricity system: (1) the standard grid-connected system, (2) the PV system with net metering, (3) a grid-connected system with an integrated battery energy storage, and (4) a grid-connected system with PV and an integrated battery energy storage. As these variants are based on similar basic structures, only the fourth system (as the most comprehensive one, which considers all possible subsystems) is discussed in detail in the methodology section.

The hourly amount of PV produced electricity, based on Latvian climatic conditions, is determined in the sub-model: PV installed capacity and production (see Figure 4). Solar electricity production capacity is based on average solar irradiation data [28] and assumptions about the average efficiency of PV panels [29]; these data are obtained from a

system dynamics model developed in 2021 [27]. The installed PV capacity is calculated taking into account the considered household’s annual electricity consumption, which is assumed to be 7800 kWh/year. It is also assumed that the PV panels are installed on a roof with 45° inclination on the south side of the house. Therefore, the estimated PV power included in the model is 8 kW [30].

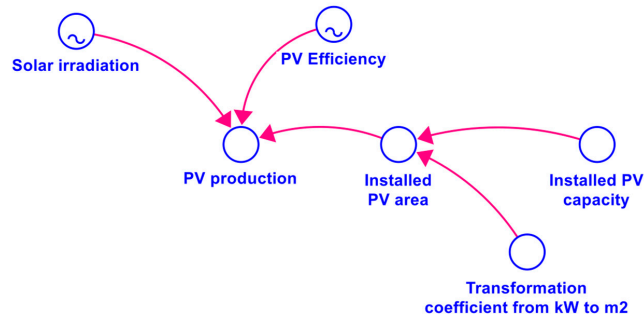


Figure 4. PV installed capacity and production sub-model.

The transformation coefficient from kW to m² is set as 0.75 kW/m²; thus, the PV area is calculated according to Formula (1).

$$S_{PV} = \frac{C_{PV}}{Coe\text{f}_{transf.}} \tag{1}$$

where

S_{PV} —installed PV area for a PV system, m².

C_{PV} —installed PV capacity for a PV system, kW.

$Coe\text{f}_{transf.}$ —transformation coefficient from kW to m², kW/m².

The production volume of the solar panel system is determined by Formula (2).

$$V_{PV} = SR \times E_{PV} \times S_{PV} \tag{2}$$

where

V_{PV} —PV production volume (node PV production in Figure 4.), kW.

SR —solar irradiation, W/m².

E_{PV} —PV efficiency, %.

S_{PV} —required PV area for a PV system, m².

To determine the electricity costs incurred for the specific household profile, for electricity procured from grid connection, the NordPool hourly price tariff for 2021 is used. The fixed electricity connection fee is also considered, which is 3.87 EUR/month for the considered household profile, according to the distribution operator’s data [31]. The model also includes the electricity sales fee (2.68 EUR/MWh), the electricity transmission fee (40.76 EUR/MWh), and the VAT for electricity (21%). These values are assumed based on the costs for equivalent household profiles in Latvia in the given period according to the market offers of electricity merchants such as Elektrum, Enefit, and others [32].

The sizing of the battery is a crucial parameter of the system. As emphasized by [33], too frequent discharge at low level or, on the contrary, too rare full charge in both cases lead to a shorting of the lifetime of the system. For the battery capacity sizing, an additional model optimization is performed. By evaluating the quantity and power of the installed PV panels according to the obtained optimization results, it is concluded that the optimum for the particular household is to install a battery with a 5 kWh electricity capacity to cover the nighttime load. The daily amount of electricity transferred to the network is also considered. Based on previous research [34] developed by the authors, where different

accumulation alternatives were compared, the model includes a lithium-ion battery as the best solution for storing electricity in households. Technological parameters of this type of battery, such as charge/discharge efficiency, average lifetime, and energy storage duration, are included in the model. Additional considerations that are added to the model include the conditions for battery charging from the grid based on solar energy sufficiency, as well as accounting for the daily surplus of solar energy, which is affected by both the hourly surplus and the household consumption profile. To increase the added value of connecting a battery to the system, the additional charging of the battery from the grid is implemented based on the lowest electricity tariff per MWh in the NordPool market. Typically, when installing the battery, it is necessary to account for additional installation and replacement investments; however, in this hourly model, these costs are not taken into account since the overall costs for energy taken from the network in each case are compared during the whole year.

In the SD model structure, the overall electricity costs for a household PV panel and lithium-ion battery system are described by the stock: the electricity costs with PV and battery (see Figure 5). These costs are affected by the incoming flow, i.e., the hourly cost of electricity with PV and battery, which depends on the electricity tariff, the fixed electricity connection fee, the delivery (transmission) costs of solar energy, which is taken back from the grid, and the amounts of electricity used from the grid to charge the battery and cover consumption.

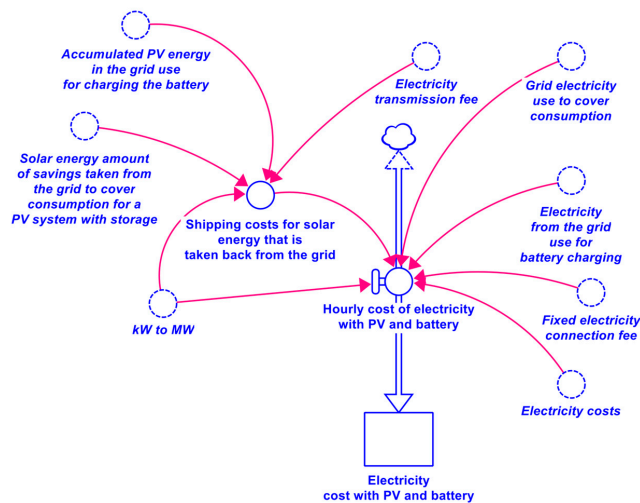


Figure 5. Electricity cost sub-model for a system with PV and battery.

The hourly cost of electricity for a system with PV and battery is determined by Formula (3).

$$EC_h = C_{connect.} + (EA_{cons.} + EA_{accum.}) \times \frac{C_{electr.}}{Coeff_{transf.}} + C_{deliv.} \tag{3}$$

where

- EC_h —hourly cost of electricity with PV and battery, EUR/h.
- $C_{connect.}$ —fixed electricity connection fee, EUR/h.
- $EA_{cons.}$ —use of grid electricity to cover consumption, kW.
- $EA_{accum.}$ —using electricity from the grid to charge the battery, kW.
- $C_{electr.}$ —electricity tariff, EUR/MWh.
- $Coeff_{transf.}$ —transformation coefficient from kW to MW, kW/MW.

$C_{deliv.}$ —delivery costs for solar energy that is taken back from the grid, EUR/h.

The quantity of electricity used from the grid to cover battery charging at more favorable prices is determined by Equation (4). As mentioned earlier, the battery is charged from the grid if the lowest price condition is not met within a five-hour period, also taking into account the available battery charging capacity, and the accumulated solar energy is sufficient to perform the battery charging.

$$EA_{accum.} = IF (N_{lowest\ price} = 0) THEN 0 ELSE (J_{network} \times N_{PV}) \tag{4}$$

where

$EA_{accum.}$ —using electricity from the grid to charge the battery, kW.

$N_{lowest\ price}$ —lowest price condition for charging the battery from the grid.

$J_{network}$ —available battery charging capacity using electricity taken from the network for charging, kW.

N_{PV} —PV energy sufficiency condition for charging the battery from the grid.

The use of grid electricity to cover consumption in the model is determined according to Formula (5). It is affected by the household consumption profile, i.e., if the load is greater than the amount of energy currently produced by PV, as well as the energy stored in the battery, and the network has been used up, then electricity is bought directly from grid, with an additional incurred cost for the electricity consumed.

$$EA_{cons.} = IF P_p\ household > A_{PV+accum.} THEN P_p\ household - A_{PV+accum.} - U_{accum.} - U_{network} ELSE 0 \tag{5}$$

where

$EA_{cons.}$ —use of grid electricity to cover consumption, kW.

$P_p\ household$ —household consumption profile, kW.

$A_{PV+accum.}$ —PV generated electricity volume for a system with PV and battery, kW.

$U_{accum.}$ —using the energy stored in the battery to cover the consumption, kW.

$U_{network}$ —amount of stored solar energy consumed from the grid, kW.

The delivery costs for solar energy that is recovered from the grid (from storage) are affected by the recovered electricity amount for the household’s immediate consumption, the amount of stored electricity used to charge the battery, and the electricity transmission fee (as mentioned previously, 40.76 EUR/MWh [32]). The total delivery cost for taking back the stored solar energy from the grid in the model is represented by Equation (6).

$$C_{deliv.} = (U_{network} + EA_{PV\ accum.}) \times \frac{C_{transm.}}{Coe\ f_{transf.}} \tag{6}$$

where

$C_{deliv.}$ —delivery (transmission costs for solar energy that is taken back from the grid, EUR/h.

$U_{network}$ —amount of stored solar energy consumed from the grid, kW.

$EA_{PV\ accum.}$ —using PV electricity stored in the grid to charge the battery, kW.

$C_{transm.}$ —electricity transmission fee, EUR/MWh.

$Coe\ f_{transf.}$ —transformation coefficient from kW to MW, kW/MW.

After determining the amount of available electricity that remains after covering the household energy consumption, and after determining the available battery capacity, the amount of energy stored in the battery is determined, under the specific conditions for every hour of the year, in the sub-model: the amount of energy stored in the battery (see Figure 6). Also, taking into account the amount of solar energy stored in the network, the model includes that the available battery charging capacity is affected by the battery charging efficiency, which was assumed to be 0.98, based on the data found in the literature [35].

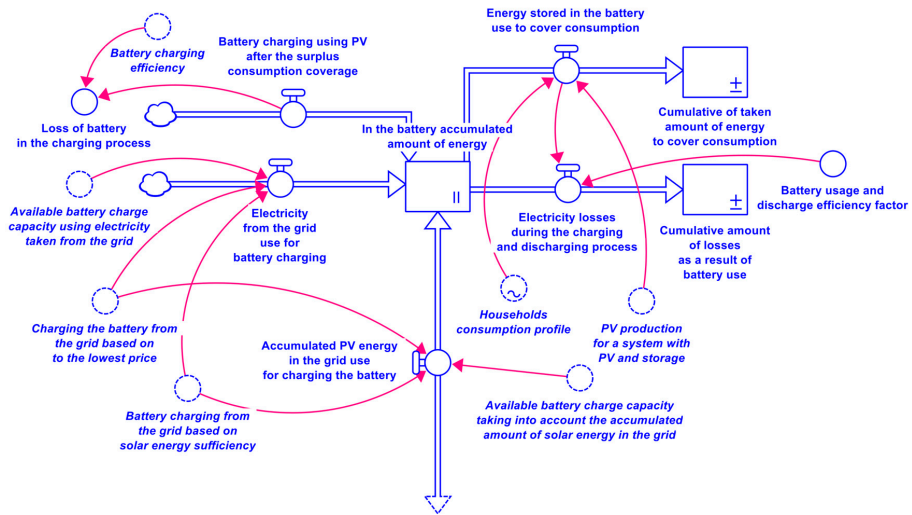


Figure 6. A part of the sub-model: the amount of energy stored in the battery.

The stock representing the amount of energy accumulated in the battery is influenced by the flow that describes the charging fraction of the battery using the surplus PV energy after covering household consumption. This flow depends on the available battery charging capacity, taking into account the availability of surplus PV energy after consumption coverage. Additionally, the stock is affected by the incoming flow, which describes the amount of electricity that is being used for battery charging from the grid (see Equation (4)). Hence, the battery is primarily charged based on the sufficiency of solar energy and the available battery charging capacity; after that, it is charged retrieving stored energy from the grid, and, lastly, when it is economically justified, the battery is charged from grid.

The accumulated PV energy stored in the grid used for charging the battery is also an incoming flow, and its impact can be described similarly to the previous flows. However, in this case, instead of available grid electricity, the quantity of stored energy is dependent on the amount of solar energy stored in the grid, which is described by Equation (7).

$$EA_{PV\ stor.} = IF N_{lowest\ price} = 0\ THEN\ 0\ ELSE\ J_{available} \times N_{PV} \quad (7)$$

where

- $EA_{PV\ stor.}$ —PV energy accumulated in the grid use for charging the battery, kW,
- $N_{lowest\ price}$ —lowest price condition for charging the battery from the grid,
- $J_{available}$ —available battery charging capacity using electricity taken from the network for charging, kW,
- N_{PV} —PV energy sufficiency condition for charging the battery from the grid.

Similarly, the amount of energy accumulated in the battery is influenced by outgoing flows. The quantity of stored energy in the battery decreases when the consumption is covered using the energy stored in the battery. This relationship is described by Formula (8) in the model.

$$EI_{accum.} = IF P_{p\ household} > V_{PV}\ THEN\ MIN\left(P_{p\ household} - V_{PV}; J_{disch.}\right)\ ELSE\ 0 \quad (8)$$

where

- $EI_{accum.}$ —energy stored in the battery use to cover consumption, kW.
- $P_{p\ household}$ —household consumption profile, kW.
- V_{PV} —PV production volume, kW.

$J_{disch.}$ —available battery discharge capacity, kW.

Electricity losses also affect the amount of energy stored and transferred, which was described in the model as the outgoing flow from the stock of the amount of energy stored in the battery according to Formula (9).

$$EA_{losses\ disch.} = U_{accum.} \times (1 - C_{lietd.}) / C_{lietd.} \tag{9}$$

where

$EA_{losses\ disch.}$ —electricity losses during the discharging process, kW.

$U_{accum.}$ —using the energy stored in the battery to cover consumption, kW.

$C_{lietd.}$ —battery usage and discharge efficiency factor.

The overall sub-model describing the PV and energy storage system also influences the fraction of PV energy transmitted and stored in the grid. This part of the model is depicted in Figure 7.

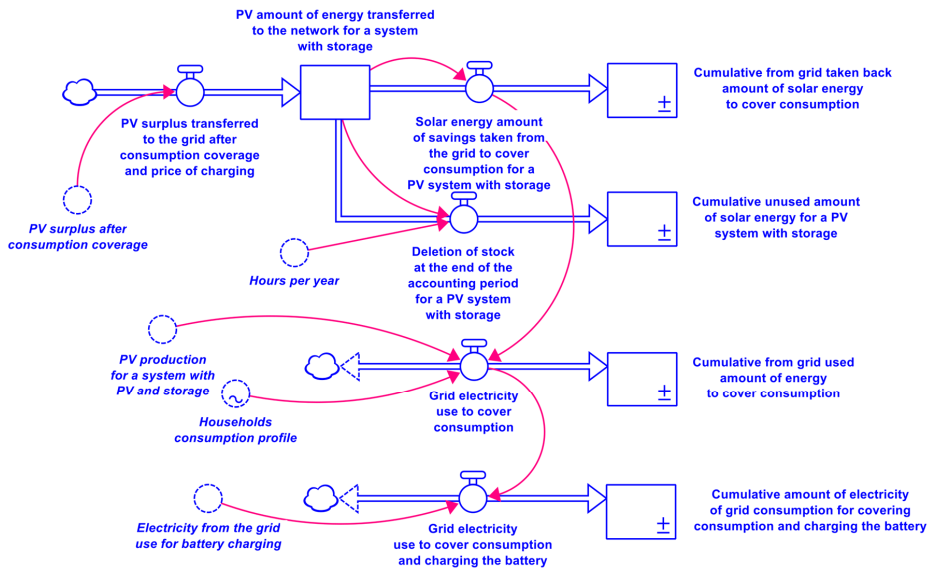


Figure 7. Sub-model of PV surplus accumulation in the grid and its further utilization.

The stock, i.e., the PV energy transmitted to the grid with storage system, is influenced by the previously described flow, i.e., the accumulated PV energy stored in the grid used for charging the battery, as well as the incoming flow that accounts for the excess energy transmitted to the grid after meeting the consumption and battery charging, considering electricity losses as well (refer to Formula (10)).

$$EA_{to\ netw.} = EA_{surpl.} - L_{accum.} - EA_{losses\ char.} \tag{10}$$

where

$EA_{to\ netw.}$ —surplus PV transferred to the network after covering the consumption and charging the battery, kW.

$EA_{surpl.}$ —surplus PV energy after covering consumption, kW.

$L_{accum.}$ —battery charging using surplus PV after covering consumption, kW.

$EA_{losses\ char.}$ —losses during the battery charging process, kW.

Similarly, the volume of energy stored in the grid is influenced by outgoing flows. In this sub-model, the energy stored in the grid is used to meet household consumption,

which is represented by the flow, i.e., the amount of solar energy taken from the grid for consumption in the PV system with storage, which is described by Equation (11).

$$EA_{from\ grid} = IF P_{p\ household.} > V_{PV} THEN MIN(P_{p\ household.} - V_{PV} - U_{accum.}; EA_{to\ netw.}) ELSE 0 \tag{11}$$

where

$EA_{from\ grid}$ —the amount of stored solar energy recovered from the grid to cover the household’s consumption, kW.

$P_{p\ household.}$ —household consumption profile, kW.

V_{PV} —PV production volume, kW.

$U_{accum.}$ —using the energy stored in the battery to cover consumption, kW.

$EA_{to\ netw.}$ —the amount of PV energy transferred to the network for the system with storage, kWh.

The sub-model of the PV and energy storage system also takes into account the degradation factor of the storage at the end of the accounting period, which describes the amount of energy lost. In this sub-model, this aspect is described by the flow, i.e., the degradation of storage at the end of the accounting period for the PV system with storage, which is influenced by the parameter of the number of hours per year, as well as the volume of PV energy transmitted to the grid. The relationship is described by Equation (12).

$$U_{degr.} = IF H = 1416 THEN EA_{to\ netw.}/DT ELSE 0 \tag{12}$$

where

$U_{degr.}$ —stock degradation.

H —number of hours per year, h.

$EA_{to\ netw.}$ —the amount of PV energy transferred to the network for the system with storage, kWh.

3. Results

This section provides the key results that describe the profitability of installing an energy storage system in households in Latvian conditions, considering the household’s overall electricity consumption profile.

After simulating the systems behavior at NordPool’s hourly electricity prices for the year 2021, it was seen that the total cost of electricity for a household with a total annual consumption of 7800 kWh/year and consuming only energy from the network is 2663.55 EUR/year. However, if a household of the same profile installs solar panels, uses the produced electricity for self-consumption, and uses the grid as storage for surplus, then the total cost of electricity is 715.82 EUR/year, thus a significant improvement is seen. If a lithium-ion battery is also connected to the PV panels and the system is used economically, then the household’s cost of electricity is 639.41 EUR/year. Cost differences from system dynamics simulations for three different years are summarized in Table 1.

Table 1. Comparison of electricity costs.

NordPool Data	Grid Connection, EUR/Year	Added PV Panels, EUR/Year	With Added Accumulation System EUR/Year
2019	1779.78	710.14	642.18
2020	1554.06	646.98	571.34
2021	2663.55	715.82	639.41
2022	4851.32	968.97	858.02

In Table 1, a significant difference in the total annual electricity costs can be seen, depending on which year’s data (NordPool electricity exchange price) is selected in the simulation as the predicted electricity prices. This is also explained in Figure 8, with a

visual comparison of the average daily NordPool tariff between the years, which were analyzed and compared in the system dynamics model.

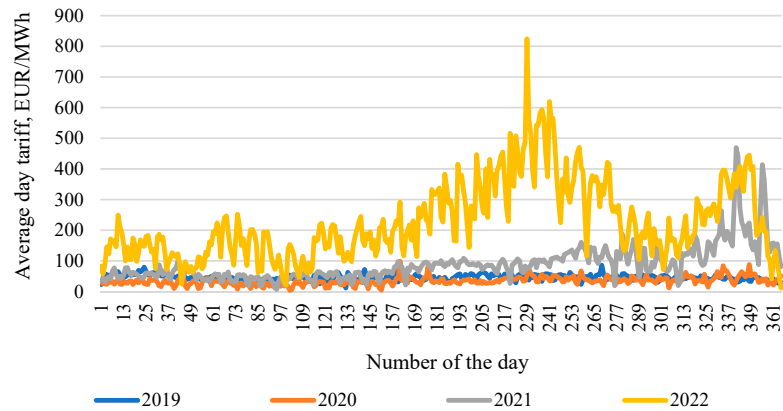


Figure 8. Historic electricity prices.

These yearly cost differences were influenced by different external conditions. In 2019, the electricity exchange price in Latvia decreased compared to 2018, and 84.7% of the total consumption was covered using local generation. Therefore, the cost of electricity was relatively acceptable. In terms of electricity prices, 2019 to 2020 can be considered a moderate period for Latvia. In contrast, in 2021, an increase in electricity prices was observed, reaching new historical monthly average price records from September onwards. Electricity prices were rising all across Europe due to record-high gas prices and CO₂ emission allowance prices. Other influencing factors were the lower power production in wind and hydroelectric power plants in Europe, which had to be covered by fossil resources. Further on, 2022 was marked by an even bigger increase in electricity prices every month, which reached 156% in comparison to the increase in 2021. Therefore, in the data obtained from the model, the costs, for example, for solely network connected system doubled for 2022. One of the main reasons for the increase in prices was Russia's invasion of Ukraine, which resulted in the refusal of electricity imports from Russia and Belarus.

Figure 9 shows the dynamics of battery charging and discharging (kWh) depending on the electricity tariff at a given moment (EUR/kWh). The graph represents approximately one week from the entire simulated period. The amount of energy stored in the battery is represented by the blue curve, while the electricity tariff is represented by the red curve. It is possible to find that at higher electricity prices, a faster battery discharge process takes place, while at lower electricity prices, the opposite happens, i.e., the battery is charged.

According to the results gathered from the model, the profitability of installing an electricity storage was checked for a Latvian case study with the existing solar potential and annual irradiation intensity and taking into account the cost of electricity, which affects the principles of the operation of the storage system. The obtained results for the particular household described above with an installed PV and storage system, for one day (24 h basis) of average electricity load for a summer month, can be seen in Figure 10.

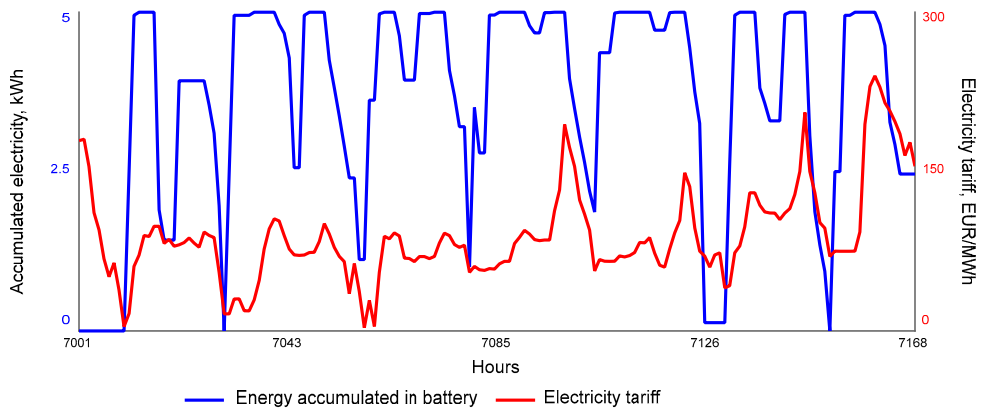


Figure 9. Battery charging and discharging based on the electricity tariff.

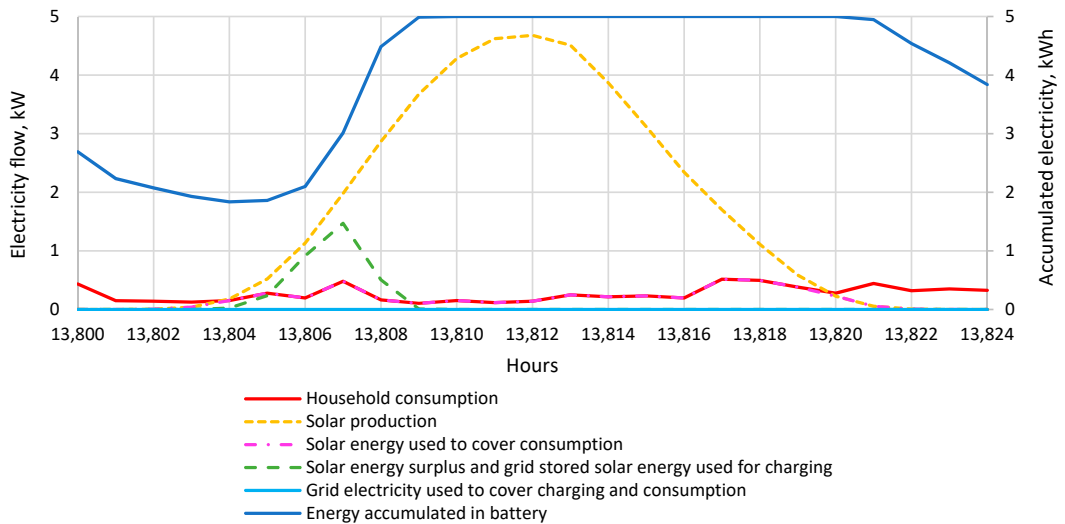


Figure 10. Daily energy flow profile for a system with PV and battery on a summer day.

In summer, the household’s electricity consumption is relatively low (see the red curve in Figure 10); therefore, the amount of energy stored in the battery is enough to cover the consumption during the night hours (represented by the dark blue line), while during daytime, the amount of energy produced by the PV panel system becomes large enough to not only cover the household’s consumption but also fully charge the battery. In addition, in the particular day analyzed in Figure 10, it can be seen that the battery is also charged in the morning, using the surplus of PV energy stored in grid after covering the consumption. It is possible to establish that under the specific conditions, on a summer day, electricity from the grid is not consumed, and the amount of electricity stored in the grid is also not used. On the contrary, the storage is replenished, providing a larger amount of available energy storage for the days when the amount produced by the solar panels will be insufficient to cover the consumption.

Although the distribution of the total electricity profile for each of the modelled days is slightly different, overall, this justifies the profitability of installing electricity storage for

the period when the solar irradiation is higher and there are more sunny days, taking into account the weather conditions in Latvia.

To also check the effect of seasonality on the profitability of the installation of the storage system in Latvia, the data for daily electricity profile for a day in a winter month were analyzed. The obtained results are reflected in Figure 11.

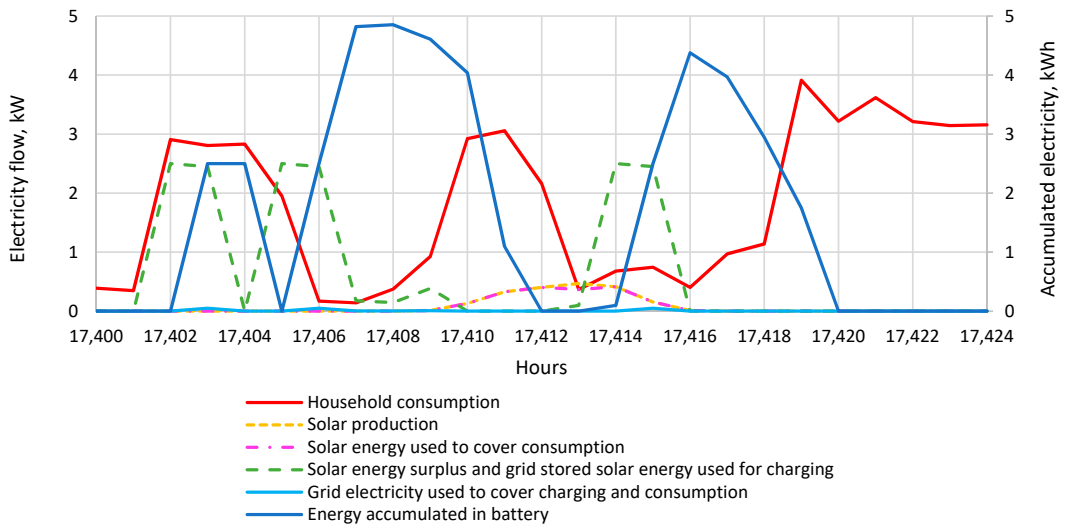


Figure 11. Daily energy flow profile for system with PV and battery on winter day.

As can be seen from the obtained graph, household electricity consumption is relatively higher in winter. During the winter day, the energy demand is partly covered by the amount of energy stored in the battery (see dark blue line in Figure 11), while the electricity consumption from the grid, for the tariff of that moment, is very small during this day. This parameter is described by the light blue line, which is almost at the zero level in Figure 11.

In the winter months, the solar energy surplus and grid stored solar energy is used to charge the battery, which is described by the green dashed curve in the graph. However, during the winter day, under Latvian conditions, after covering the consumption and charging the battery, there is no amount of solar energy left to be transferred to the network because it is completely consumed. In general, it is possible to observe the profitability of installing an electricity storage system in a household in Latvia also during the winter period.

To obtain a yearly overview and to evaluate the modelled system from the point of view of monthly energy flows, the results obtained from the system dynamics model (using 2021 data) were summarized. Figure 12 shows the profile of energy flows by the months of the year if the household has a PV system installed, while Figure 13 describes a system with PV and battery.

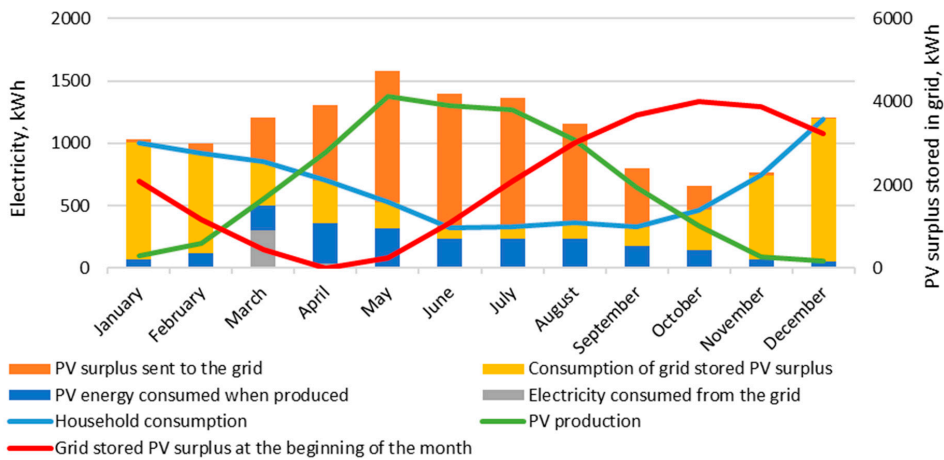


Figure 12. Monthly energy profile for a PV system.

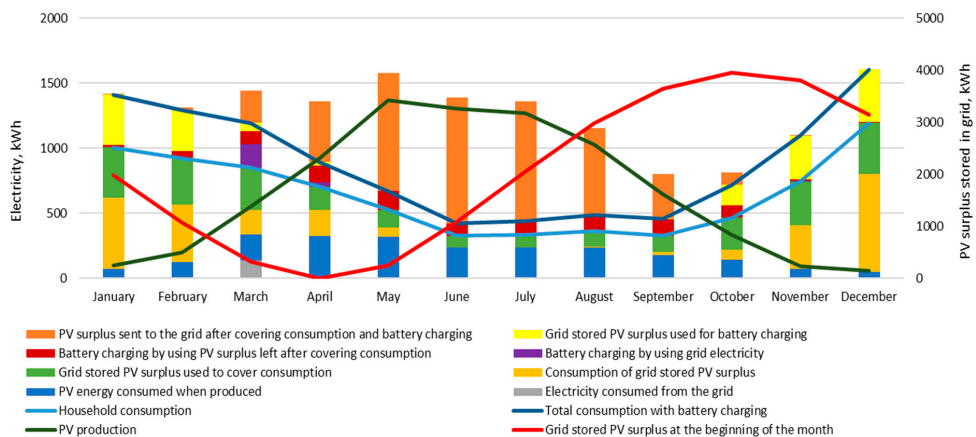


Figure 13. Monthly energy profile for a PV system with battery.

The obtained results indicate that the highest electricity generation from PV occurs from May to August, which is represented by the green curve in Figure 12. Similarly, the lowest electricity consumption can be observed in the summer months (denoted by the blue curve). The red curve indicates the amount of PV energy stored in the grid at the beginning of each month. It can be observed that starting from May (the start of a new balance year) this amount is increasing, with the highest accumulation (~4000 kWh) being reached in October, making it possible to use this energy until next April. The graph shows the distribution of sources in each month to cover consumption. In the winter months, from November to January, for the most part, the amount of electricity stored in the grid is used to cover consumption. While in the summer period, already starting from May to August, the energy produced by PV is mostly consumed immediately and only a little of the amount stored in the grid is used, but a large amount of energy is transferred to the grid to supplement the energy storage in the net system.

A similar profile of monthly energy flows was obtained for a case if a PV and electricity storage system is installed. The obtained results can be seen in Figure 13.

The main change in the monthly profile of electricity flows when a battery is connected to the system is that the amount of energy stored in the battery plays a large role in covering household consumption in the period between October to April, but especially in the winter months. In the summer months, the energy produced by *PV*, as well as the amount of energy stored in the battery, is sufficient to cover household consumption, thus achieving greater independence from the grid and ensuring self-consumption. In this case, by adding a battery and providing an appropriate level of automation, it is possible to even gain economic benefits by leveraging the interrelationship between electricity costs and energy demand at a given moment, ensuring higher profitability. These relationships are characterized by the diversity of the profile of monthly electricity flows, especially in the months from October to March.

To summarize the obtained results, a comparison of all four analyzed systems is conducted by determining the annual costs of electricity from grid, the annual savings, and the payback for each system and the amount of electricity consumed from the network during the year at the analyzed electricity prices from 2019 to 2022. A summary of the results can be seen in Tables 2–5.

Table 2. Comparison of different systems with the electricity price at the 2019 level.

2019	Annual Cost for Grid Electricity EUR/Year	Annual Savings EUR/Year	Payback Time Years	Grid Electricity Consumed kWh/Year
Grid electricity	889	-	-	7755.55
<i>PV</i> system	293	596	16.8	331.32
Battery	858	31	448.3	7862.27
<i>PV</i> + Battery system	260	629	22.3	372.39

Table 3. Comparison of different systems with the electricity price at the 2020 level.

2020	Annual Cost for Grid Electricity EUR/Year	Annual Savings EUR/Year	Payback Time Years	Grid Electricity Consumed kWh/Year
Grid electricity	776	-	-	7755.55
<i>PV</i> system	285	491	20.35	331.32
Battery	724	52	266.9	7857.75
<i>PV</i> + Battery system	250	526	26.6	368.78

Table 4. Comparison of different systems with the electricity price at the 2021 level.

2021	Annual Cost for Grid Electricity EUR/Year	Annual Savings EUR/Year	Payback Time Years	Grid Electricity Consumed kWh/Year
Grid electricity	1331	-	-	7755.55
<i>PV</i> system	293	1038	9.6	331.32
Battery	1223	108	129.2	7862.81
<i>PV</i> + Battery system	259	1072	13.1	370.68

Table 5. Comparison of different systems with the electricity price at the 2022 level.

2022	Annual Cost for Grid Electricity EUR/Year	Annual Savings EUR/Year	Payback Time Years	Grid Electricity Consumed kWh/Year
Grid electricity	2425	-	-	7755.55
<i>PV</i> system	350	2075	4.8	331.32
Battery	2164	261	53.7	7860.62
<i>PV</i> + Battery system	307	2118	6.6	367.85

At 2019 electricity prices, it is possible to observe that at moments when the costs of network energy are relatively low, it is nevertheless possible to make savings by installing a *PV* system or a *PV* and battery system (see Table 2). However, due to installation costs, the payback time would be significantly long, with the *PV* system reaching almost 17 years and the system with a connected battery 22.3 years, thus reducing the economic justification for introducing the system in Latvian households. On the other hand, when installing only batteries, the annual savings at low electricity prices are insignificant, and, taking into account the payback time, which reaches 448.3 years, it is possible to say that only installing batteries is unprofitable under the specific conditions.

In the case of even lower costs for electricity, i.e., at the electricity prices of 2020, when the total annual costs for network electricity in each of the analyzed system solutions decrease, it is possible to determine that the annual savings for *PV* and *PV* with accumulation systems will decrease, correspondingly increasing the payback time for both systems (see Table 3). Meanwhile, in a battery-only situation, the annual savings increase and the payback time decreases, the payback time is still unrealistic, and the scenario is defined as unprofitable.

In cases where the costs of electricity are higher, for example, as in the case of the 2021 electricity prices, it is possible to achieve much larger annual savings and a more acceptable payback period for the *PV* panel-only system and the *PV* and battery system, reaching savings of 1072 EUR/year and reducing the payback time to 13.1 years in the latter case (see Table 4). This justifies the profitability of installing energy-efficient solutions in households in Latvia. However, even at the prices of 2021, a battery-only system does not pay off in an acceptable period.

The four previous tables indicate another peculiarity—the consumption is higher in a battery-only system than in the grid electricity scenario. This is due to the battery charging/discharging process, where inevitable losses (including those in standby mode) occur. Covering the same household consumption load using a battery-only system requires more electricity. The same effect is seen for *PV* and battery systems in comparison to *PV*-only systems.

The greatest benefits can be found in the case when electricity costs are at the 2022 price level. In that case, the annual savings for *PV* system installation reaches 2075 EUR/year and the payback time decreases to 4.8 years (see Table 5). At the 2022 electricity prices, also for *PV* and battery systems, the annual savings would reach 2118 EUR/year, and the payback period would decrease to 6.6 years, thus indicating the profitability of installing the system in households in Latvia in the event that electricity prices do not decrease significantly from the 2022 levels or, in long-term view, if prices rise due to other global economic and environmental challenges (as climate change). The battery-only system is still a challenging option; though the payback time is decreasing, it still reaches 53.7 years, which is considered too long a period to be considered profitable.

4. Discussion and Conclusions

By simulating the SD model at the NordPool hourly electricity exchange prices for 2021, it was seen that the total electricity costs for a household with a total annual consumption of 7800 kWh/year and consuming only electricity from the network amounts to 2663.55 EUR/year (see Table 1). On the other hand, if a household of the same profile installs solar panels, uses the produced electricity for self-consumption, and transfers it to the network for storage (a net metering system is available in Latvia), then the total cost of electricity would be 715.82 EUR/year. But, in the case where a battery storage system is connected to the *PV* panels and the system is used economically, the electricity costs would decrease to 639.41 EUR/year.

The strong impact of the average electricity price on payback time (as summarized in Figure 14) is consistent throughout the analyzed period. In circumstances where the cost of electricity increases, such as the 2021 electricity prices, much higher annual savings could be achieved, as well as a more acceptable payback time. For the *PV* and battery system at

the 2021 electricity prices, the annual savings reached 1072 EUR/year, and the payback time was reduced to 13.1 years.

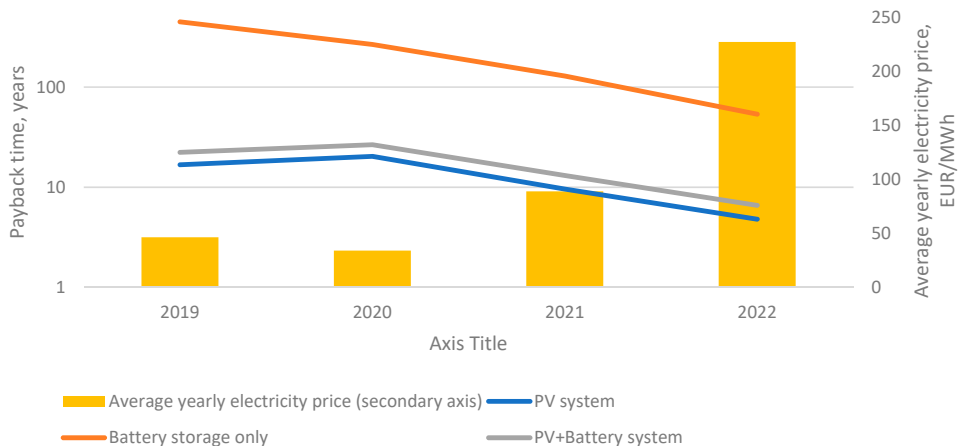


Figure 14. Payback to price dependency in the analyzed period.

It is found that, in Latvian specific conditions (solar potential, annual average irradiation intensity, etc.), the profitability of installing *PV* and *PV* and battery systems in private households in Latvia is justified both in summer and winter conditions. In the summer, household electricity consumption is relatively low; therefore, it was determined that the amount of energy stored in the battery may be used to cover the consumption during the night hours, while the amount of energy produced by the *PV* panel system during the daytime is sufficient to not only cover the household consumption but also fully charge the battery. For the analyzed case, on a summer day, electricity from the network is not consumed, and the amount of electricity stored in the network is also not used. On the contrary, the storage is replenished, providing a larger amount of available energy for days when the amount produced by the solar panels would be insufficient to cover the consumption. In general, the profitability of installing electricity storage was justified for the period when solar irradiation is higher and there are more sunny days, taking into account the weather conditions in Latvia. It was found that even during the winter day it is possible to cover the energy demand with the amount of energy stored in the battery. It was also found that in the winter months, a small amount of energy is produced by solar panels that is used to cover consumption, thus overall justifying the profitability of installing an electricity storage system in a household in Latvia also during the winter period.

However, the main hindering factor for the installation of the accumulation is the high investment costs, which need to be covered prior to receiving a repayment from the supporting instruments. Additional costs for inconvenience are related to the costs of maintaining the technology, which can constitute different expenses in each case. The payback time of integrating the accumulation depends on the electricity costs of the given period. Accordingly, if electricity prices are high, the payback time of the battery system will be shortened, which affects the decision to install energy-efficient solutions.

The cost-effectiveness of implementing a battery energy storage could be improved by reducing the technology production and maintenance costs. But, considering the current technology costs during periods when electricity prices rapidly increase, the payback period of storage systems in the private household, according to the model results, is about ten years. This leads to the conclusion that increasing the number of subsidies could promote the practice of introducing accumulation in households in Latvia. It is also necessary to set clear internal EU and national goals in the electricity storage sector, as well as adopt

specific laws in this area, such as making the use of renewable energy mandatory for a specific building sector or determining the need for collective self-consumption in order to stimulate the introduction of storage on a larger scale.

Currently, it is possible to carry out a wide commercialization and integration of accumulation technologies both in the state and in the private sector. The created hourly SD model can be used to analyze the real electricity profiles of specific households, determining the profitability of installing energy-efficient solutions both in Latvia and for analyzing the situations of other countries or accumulation systems.

In addition, it is concluded that the implementation of energy storage systems in private households can provide several potential benefits. Firstly, it can increase self-consumption of electricity generated from renewable sources, in this case, *PV*, allowing homeowners to rely less on the grid and reduce their electricity bills. Secondly, integrated energy storage systems can also provide backup power during grid outages, improving the resilience and reliability of the electricity supply.

As identified earlier, this exploratory model demonstrates the accumulation feasibility assessment. The obtained model structure can be used as a base for the further development of a system dynamics model for forecasting the development of long-term accumulation and making the most optimal decisions at household, municipal, and national levels.

Author Contributions: Conceptualization, E.A., A.G., E.K., S.R. and D.B.; methodology, E.A. and A.G.; validation, A.G., D.B. and S.R.; formal analysis, E.A. and E.K.; data curation, E.A. and E.K.; writing—original draft preparation, E.A.; writing—review and editing, E.K., A.G., S.R. and D.B.; visualization, E.A. and A.G.; supervision, D.B.; funding acquisition, E.K. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This work has been supported by the European Social Fund within the Project No 8.2.2.0/20/1/008 «Strengthening of PhD students and academic personnel of Riga Technical University and BA School of Business and Finance in the strategic fields of specialization» of the Specific Objective 8.2.2 «To Strengthen Academic Staff of Higher Education Institutions in Strategic Specialization Areas» of the Operational Programme «Growth and Employment».

Data Availability Statement: No publicly available database is generated during this study.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest. The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses, or interpretation of data; in the writing of the manuscript; or in the decision to publish the results.

References

1. Al-Shetwi, A.Q. Sustainable development of renewable energy integrated power sector: Trends, environmental impacts, and recent challenges. *Sci. Total Environ.* **2022**, *822*, 153645. [CrossRef] [PubMed]
2. Wiatros-Motyka, M. Global Electricity Review 2023. Ember. 2023, p. 163. Available online: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2023/#supporting-material> (accessed on 27 August 2023).
3. Wang, W.; Kang, K.; Sun, G.; Xiao, L. Configuration optimization of energy storage and economic improvement for household photovoltaic system considering multiple scenarios. *J. Energy Storage* **2023**, *67*, 107631. [CrossRef]
4. Elmorshedy, M.F.; Elkadeem, M.; Kotb, K.M.; Taha, I.B.; Mazzeo, D. Optimal design and energy management of an isolated fully renewable energy system integrating batteries and supercapacitors. *Energy Convers. Manag.* **2021**, *245*, 114584. [CrossRef]
5. Zhao, Z. Operation Simulation and Economic Analysis of Household Hybrid PV and BESS Systems in the Improved TOU Mode. *Sustainability* **2023**, *15*, 8853. [CrossRef]
6. Degefa, M.Z.; Sperstad, I.B.; Sæle, H. Comprehensive classifications and characterizations of power system flexibility resources. *Electr. Power Syst. Res.* **2021**, *194*, 107022. [CrossRef]
7. Blanco, H.; Faaij, A. A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *81*, 1049–1086. [CrossRef]
8. Rafał, K.; Radziszewska, W.; Grabowski, O.; Biedka, H.; Verstraete, J. Energy Cost Minimization with Hybrid Energy Storage System Using Optimization Algorithm. *Appl. Sci.* **2022**, *13*, 518. [CrossRef]
9. Lund, H.; Salgi, G.; Elmegaard, B.; Andersen, A.N. Optimal operation strategies of compressed air energy storage (CAES) on electricity spot markets with fluctuating prices. *Appl. Therm. Eng.* **2009**, *29*, 799–806. [CrossRef]

10. European Commission; Directorate-General for Energy; Hoogland, O.; Fluri, V.; Kost, C.; Marian, K.; Matthias, K.; Manish, K.; Michelle, A.; Joris, K.; et al. Study on Energy Storage. Publications Office of the European Union. 2023. Available online: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/dfcaa78b-c217-11ed-8912-01aa75ed71a1/language-en> (accessed on 27 August 2023).
11. O’Dea, S. Projected Global Battery Demand from 2020 to 2030, by Application. Statista. 2023. Available online: <https://www.statista.com/statistics/1103218/global-battery-demand-forecast/> (accessed on 27 August 2023).
12. Qais, M.; Loo, K.H.; Hasanien, H.M.; Alghuwainem, S. Optimal Comfortable Load Schedule for Home Energy Management Including Photovoltaic and Battery Systems. *Sustainability* **2023**, *15*, 9193. [CrossRef]
13. Miletić, M.; Gržanić, M.; Pavić, I.; Pandžić, H.; Capuder, T. The effects of household automation and dynamic electricity pricing on consumers and suppliers. *Sustain. Energy Grids Netw.* **2022**, *32*, 100931. [CrossRef]
14. Garces, E.; Franco, C.J.; Tomei, J.; Dyrner, I. Sustainable electricity supply for small off-grid communities in Colombia: A system dynamics approach. *Energy Policy* **2023**, *172*, 113314. [CrossRef]
15. Kubli, M.; Ulli-Beer, S. Decentralisation dynamics in energy systems: A generic simulation of network effects. *Energy Res. Soc. Sci.* **2016**, *13*, 71–83. [CrossRef]
16. Zapata Riveros, J.; Kubli, M.; Ulli-Beer, S. Prosumer communities as strategic allies for electric utilities: Exploring future decentralization trends in Switzerland. *Energy Res. Soc. Sci.* **2019**, *57*, 101219. [CrossRef]
17. Environment and Energy Statistics Section of the Central Statistics Bureau. Overall Energy Consumption Decreased by 6.1%. Central Statistics Bureau; 2021. Available online: <https://stat.gov.lv/lv/statistikas-temas/noz/energetika/preses-relizes/7129-energoresursu-paterins-latvija-2020-gada> (accessed on 13 July 2023). (In Latvian)
18. Cabinet of Ministers of the Republic of Latvia. *Order No 46. on Latvia’s National Energy and Climate Plan for 2021–2030*; Cabinet of Ministers of the Republic of Latvia: Riga, Latvia, 2020. (In Latvian)
19. Environment and Energy Statistics Section of the Central Statistics Bureau. RES Consumption in 2021 was 3% higher than the year before. Central Statistics Bureau; 2022. Available online: <https://stat.gov.lv/lv/statistikas-temas/noz/energetika/preses-relizes/8732-atjaunigo-energoresursu-paterins-2021-gada> (accessed on 27 August 2023). (In Latvian)
20. Mendziņš, K. The Number of Solar Panels in Latvia Increased Six Times in the First Quarter of the Year. *Uzladets.lv*. 2022. Available online: <https://uzladets.lv> (accessed on 27 August 2023). (In Latvian).
21. Nord Pool Group. About Nord Pool Group. Nord Pool AS. 2023. Available online: <https://www.nordpoolgroup.com/en/About-us/> (accessed on 19 June 2023).
22. The Parliament of the Republic of Latvia. *Electricity Market Law*; The Parliament of the Republic of Latvia: Riga, Latvia, 2005.
23. Cabinet of Ministers of the Republic of Latvia. National Energy and Climate Plan of Latvia 2021–2030. 2020. Available online: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-02/lv_final_necp_main_lv_0.pdf (accessed on 13 July 2023). (In Latvian).
24. Dolge, K.; Bohvalovs, G.; Kirsanovs, V.; Blumberga, A.; Blumberga, D. Bioeconomy in the Shade of Green Deal: The System Dynamic Approach. *Environ. Clim. Technol.* **2022**, *26*, 1221–1233. [CrossRef]
25. Barisa, A.; Kirsanovs, V.; Safronova, A. Future transport policy designs for biomethane promotion: A system Dynamics model. *J. Environ. Manag.* **2020**, *269*, 110842. [CrossRef]
26. Blumberga, A.; Gravelins, A.; Blumberga, D. Deliberation Platform for Energy Transition Policies: How to Make Complex Things Simple. *Energies* **2022**, *15*, 90. [CrossRef]
27. Pakere, I.; Gravelins, A.; Bohvalovs, G.; Rozentale, L.; Blumberga, D. Will Aggregator Reduce Renewable Power Surpluses? A System Dynamics Approach for the Latvia Case Study. *Energies* **2021**, *14*, 7900. [CrossRef]
28. Solar Radiation Data from Center of Environment, Geology and Meteorology of Latvia. Available online: <https://videscentrs.lv/gmc.lv/> (accessed on 27 August 2023).
29. The Danish Energy Agency. Catalogues of Technology Data by Danish Energy Agency. Available online: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data> (accessed on 27 August 2023).
30. Enefit LLC. Solar Energy Solutions. Available online: <https://www.enefit.lv/majai/saules-paneļi> (accessed on 21 June 2023). (In Latvian)
31. AS “Sadales tīkls”. Electricity Distribution System Service Tariffs. Available online: https://sadalestikls.lv/lv/sadales-tikls-tarif#_ftn3 (accessed on 21 June 2023). (In Latvian)
32. energija24.lv Group. Comparison of Electricity Traders. Available online: <https://www.energija24.lv> (accessed on 21 June 2023).
33. Zhang, Z.; Liu, X.; Zhao, D.; Post, S.; Chen, J. Overview of the development and application of wind energy in New Zealand. *Energy Built Environ.* **2023**, *4*, 725–742. [CrossRef]
34. Kudurs, E.; Atvare, E.; Dolge, K.; Blumberga, D. Ranking of Electricity Accumulation Possibilities: Multicriteria Analysis. *Appl. Sci.* **2023**, *13*, 7349. [CrossRef]
35. European Association for Storage of Energy. Energy Storage Technology Descriptions Lithium-Ion Battery. Available online: www.ease-storage.eu (accessed on 27 August 2023).

Disclaimer/Publisher’s Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

Article

System Dynamics Model of Decentralized Household Electricity Storage Implementation: Case Study of Latvia

Armands Gravelins , Erlanda Atvare, Edgars Kudurs * , Anna Kubule and Dagnija Blumberga

Institute of Energy Systems and Environment, Faculty of Electrical and Environmental Engineering, Riga Technical University, Azenes iela 12/1, LV-1048 Riga, Latvia; armands.gravelins@rtu.lv (A.G.); erlanda.atvare@rtu.lv (E.A.); anna.kubule@rtu.lv (A.K.); dagnija.blumberga@rtu.lv (D.B.)

* Correspondence: edgars.kudurs@rtu.lv

Abstract: Increasing renewable energy share in total energy production is a direction that leads toward the European Union's aims of carbon neutrality by 2050, as well as increasing energy self-sufficiency and independence. Some of the main challenges to increasing renewable energy share while providing an efficient and secure energy supply are related to the optimization and profitability of de-centralized energy production systems. Integration of energy storage systems in addition to decentralized renewable energy production, for example, by solar panels, leads to more effective electricity supply and smart energy solutions. The modeling of such a complex dynamic system can be performed using the system dynamics method. The main aim of this research is to build and validate the basic structure of the system dynamics model for PV and battery diffusion in the household sector. A system dynamics model predicting the implementation of battery storage in private households was created for the case study of Latvia. Modeling results reveal that under the right conditions for electricity price and investment costs and with the right policy interventions, battery storage technologies combined with PV panels have a high potential for utilization in the household sector. Model results show that in a baseline scenario with no additional policies, up to 21,422 households or 10.8% of Latvian households could have combined PV and battery systems installed in 2050. Moderate subsidy policy can help to increase this number up to 25,118.

Keywords: battery energy storage; energy management; household consumption; photovoltaic; solar panels; system dynamics



Citation: Gravelins, A.; Atvare, E.; Kudurs, E.; Kubule, A.; Blumberga, D. System Dynamics Model of Decentralized Household Electricity Storage Implementation: Case Study of Latvia. *Smart Cities* **2023**, *6*, 2553–2573. <https://doi.org/10.3390/smartcities6050115>

Academic Editors: Hugo Morais, Rui Castro and Cindy Guzman

Received: 24 August 2023
Revised: 15 September 2023
Accepted: 19 September 2023
Published: 25 September 2023



Copyright: © 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

Renewables are our future. For decades now, the European Union (EU) has maintained its course toward increasing its renewable energy aims, with the current target set as at least 32% of renewable energy share in 2030 [1]. The EU climate or carbon neutrality targets set by the European Climate Law [2,3] prescribe greenhouse gas (GHG) emission reduction by at least 55% in 2030 and net-zero GHG emissions by 2050. A complementary effect to achieving the 55% GHG emission reduction by 2030 could be a renewable energy share increase to 38–40% of gross final consumption [4].

But, to get to that future, the challenges of today have to be solved. On one hand, recent technology advancements have promoted significant deployment of renewable energy technologies; for example, with an increase in photovoltaic (PV) module production, the prices have reduced significantly [5], and, consequentially, PV cost reduction is said to be one of the most important reasons for an increase in global installed capacity [6]. On the other hand, the practical concerns are frequently related to the fluctuating nature of solar resources and PV power intermittency [7,8] and subsequent overvoltage incidents [9]. Hence, the transition toward sustainable power generation from renewable sources is not viable without sufficient energy storage [10].

Energy storage systems (ESSs) provide the possibility to confront the problems that arise due to intermittent power generation by renewable energy systems [11]. ESSs also

allow increasing our effective ability to harvest and consume renewable energy and simultaneously increase the renewable energy share in the demand profile. On the downside, ESS capacity configuration affects the system's economic feasibility [7]. Montoya-Duque et al. [12] report that in isolated systems that require energy storage, CAPEX might be even two-fold. A significant challenge that is considered in ESS research with an aim to ensure system reliability is the sizing of the storage system [13].

There are various types of energy storage systems, i.e., battery energy storage, compressed air energy storage, hydrogen fuel cells, power-to-gas methane, superconducting magnetic energy storage and fly-wheel energy storage to name some [10,14]. Elmorshedy et al. [8] also report that hydraulic storage and supercapacitors are used in combination with PV and wind turbine systems. It is reported that electric batteries are deployed in 77.1% of cases and hydrogen tanks in 15.4% of cases of energy storage systems [8]. Hyvonen et al. [11] report lithium batteries to be most feasible for small-scale applications, while hydrogen and thermal energy storage is unfeasible for their considered scenario of individual detached houses. An integrated supercapacitor and battery system might improve system reliability and self-sufficiency and aid in overcoming the limitations of battery energy storage that arise due to the changing nature of household consumption load [8].

ESSs can be deployed at various scales. Landl and Kirchsteiger [9] use Matlab/Simulink to analyze a large-scale PV farm and battery energy storage system (BESS) in the European network context. Research on renewable energy source (RES) and ESS integrated use at the single-dwelling, multi-house and even village levels is currently progressing. At the community level, Mazzeo et al. [15] used the artificial neural network method for sizing and energy performance prediction of a hybrid renewable energy system that includes batteries (EV charging) for energy storage. Their model, which is implemented by using TRNSYS and Matlab simulation, is aimed at promoting Zero Energy District development [15]. Matera et al. [13] supplement the aforementioned model for a case of small office communities. Wang et al. [7] provide a literature overview on numerous models that have recently been developed for PV-integrated systems both in general and at the household level. They note that the research on village-level systems, their configuration and life cycle economic benefits is lacking [7]. Cirone et al. [16] also apply TRNSYS for the dynamic modeling of a system of four interconnected municipality buildings, which includes PV generation, battery energy storage and shared electricity use. Monroe et al. [17] elaborate even more by applying agent-based modeling to analyze the dynamics of electricity prices in a consumer-prosumer system at the neighborhood level and including storage solutions.

To stimulate households to implement onsite renewable energy generation, as well as to seize the additional opportunities provided by energy storage technologies, the performance of such systems in local and relevant conditions must be evaluated by modeling and prediction. Mazzeo et al. [18] report that HOMER (hybrid optimization model for electric renewables) and Matlab are the most widespread software programs for hybrid system analysis. Hyvonen et al. [11] modeled energy storage scenarios for a detached house in Finnish climate conditions by using a Matlab computational model with graphical capacity optimization. With a particular focus on system costs (including life cycle costs and levelized cost of storage), they found that the use of energy storage systems may only be feasible for households in detached houses in the case of (a) high electricity market prices or (b) the availability of economic support mechanisms [11]. But they also state that their previous experience has indicated linear optimization to be less than optimal for energy storage size elaboration [11]. Mascherbauer et al. [19] modeled a single-family house system including PV and battery storage, a hot water tank and thermal storage by building mass at the household and national levels in Austria with the aim to determine the potential of a smart energy management system. Wang et al. [7] use an optimization model (particle swarm optimization algorithm) to elaborate optimal energy storage capacity, power and typical energy storage output for different scenarios, including PV off-grid and on-grid systems for community context. The modeling inputs are based on cost-benefit analysis, and indicators such as the net present value and internal rate of return

are used to determine the system's economic feasibility. For the environmental dimension, Wang et al. [7] take into account the avoided greenhouse gas emissions (including, CO₂, NO₂, SO₂) in g/kWh. Elmorshedy et al. [8] assessed the techno-economic feasibility of a hybrid renewable energy system with energy storage. They used HOMER Pro platform software for the optimization of the studied design and integrated Matlab/Simulink modeling to analyze the dynamic changes in the system [8]. Miletic et al. [20] use a mixed integer linear programming (MILP) model for a household that includes PV, electric vehicle charging and a BESS. Bakić et al. [21] performed a dynamic analysis of a household PV and wind hybrid system by optimization simulation in the TRNSYS program. They noted that in order to achieve a constant electrical power supply from the system throughout the year, addition of energy storage is needed, e.g., batteries or a hydrogen-based system [21].

The abovementioned exemplifies that researchers are searching for ways to model the dynamic nature of an integrated RES and ESS smart system. Another suitable method would be system dynamics (SD) modeling. SD modeling is a computer-based modeling and simulation method [22] that allows one to uncover the causal relationships and feedback mechanisms underlying technological, economic and social systems [23]. The advantages of SD modeling include the model's "open structure" and flexibility [22]. SD modeling has been applied to the case of solar-energy-based electric vehicle charging [24]. Kubli and Ulli-Beer [23] developed an SD model for the analysis of likely deployment patterns of decentralized energy generation, and Riveros et al. [25] applied SD to model diffusion of distributed generation and consumption (prosumer) communities. Jimenez et al. [26] analyzed how the diffusion of PV with or without battery storage affects the electricity supply system in Colombia. Castaneda [27] modeled a system that includes net metering but does not include energy storage solutions and analyzed how increasing the renewable share impacts the whole electricity industry. Later, Castaneda et al. [28] developed an SD model to assess the effects of feed-in tariff changes on PV and PV-BESS adoption by households in United Kingdom circumstances.

While there have been some previous SD studies regarding RES and ESS integration, the applications are still expanding, and the models have variation due to different national conditions. The contribution of this study is showcasing an alternative to the SD model design. The main aim of the research is to build and validate the basic structure of the system dynamics model for PV and battery diffusion in the household sector. Considering the complexity of this research direction, in the future, this base model structure can be extended further, and it can be adjusted for the initial energy system condition in foreign countries. Though we mainly focus on establishing a reliable initial model structure, policy testing is also applied, and provisional predictions of battery uptake in households are presented. After the sensitivity analysis, an initial forecast for the practice of electricity storage in Latvia in the coming decades is obtained from the validated model. The rest of the paper is structured as follows: SD model conceptualization, structure, input data and assumptions, as well as model validation, are described in Section 2. The results of simulations and sensitivity analysis are presented in Section 3. Finally, the overall discussion and conclusions are presented in Section 4.

2. Materials and Methods

In order to predict the practice of electricity storage in Latvia in the coming decades, the SD modeling method was used. Modeling was performed using Stella Architect 3.3 software.

SD is a method for studying the dynamic development of complex systems, with the help of which complex problems can be solved. SD theory is based on the study of the relationship between the behavior of the system and the underlying system structure. This means that by analyzing the structure of the system, a deeper understanding of the causes of the behavior of the system is formed, which allows us to better address the problematic behavior of the observed system [29].

SD was established in the mid-1950s by Professor Jay Wright Forrester of the Massachusetts Institute of Technology. SD was originally designed to help business leaders improve their understanding of production processes, but its application is now much wider, including policy analysis and development in both the public and private sectors [30].

For decades, system dynamics modeling has been employed in energy system research. The fundamental advantage of system dynamics over other modeling methodologies is its ability to capture the complexity of dynamic systems [29]. The most fundamental difference between system dynamics and other modeling methodologies is its endogenous approach, which means that model structure and elements defined within the system, rather than exogenous inputs, are responsible for dynamic behavior. System dynamics models can take into account four major factors that other modeling methods frequently overlook:

- Material and information delays;
- Non-linear relationships;
- Causation not correlation;
- Feedback in the system.

More information on how system dynamics is used in energy modeling, as well as the advantages over alternative modeling methodologies, may be found in the following works [31,32].

2.1. Model Contextualization

As defined by Sterman [33], there is no single best approach to successful modeling. However, his five-step guidelines, including (1) problem articulation, (2) formulation of dynamic hypothesis, (3) formulation of simulation model, (4) model testing and (5) policy design and evaluation [33], are widely used in SD model building [32,34] and also followed in current research.

The analyzed problem, as identified in the introduction, is the need to increase the share of renewable electricity, especially from carbon-neutral sources such as PV. Because PV technologies are fitting for decentralized applications, detached individual households are a significant beneficiary. Though a recent increase in PV installations is seen due to price competitiveness and subsidy policy, the installation of combined PV and BESS systems is still not widespread. The selected modeling timeframe is until 2050, corresponding to EU climate neutrality vision.

The dynamic hypothesis of the study is presented in Figure 1 in the form of a causal loop diagram.

The causal loop diagram displays the diffusion process of PV panels and battery storage in the household sector. The core element here is households that are informed about the possibility to install PV or batteries but have not yet decided to do so. This is the place from which the diffusion of specific technologies starts. Uninformed households cannot make the decision; only informed households can. The causal loop diagram shows several development pathways. Households can decide to install only PV panels, or they can decide to install a combined PV and battery storage system. The decision on which pathway to choose is made by comparing the economic benefits of separate systems, including the benefits of choosing none of the systems. Not only informed households can make the decision on installing the battery storage but also the households who already have PV installed. As the technologies do not have unlimited service life, decommissioning is also included in the modeling of the diffusion process. Each technology has a different service life; therefore, the rate at which decommissioning happens will vary based on the technology installed and the lifetime of the technology. Afterward, the decommissioning households can make the decision on which technology to install (if any) again.

The model structure for the system dynamics model was built based on the basic principles presented in the causal loop diagram in Figure 1.

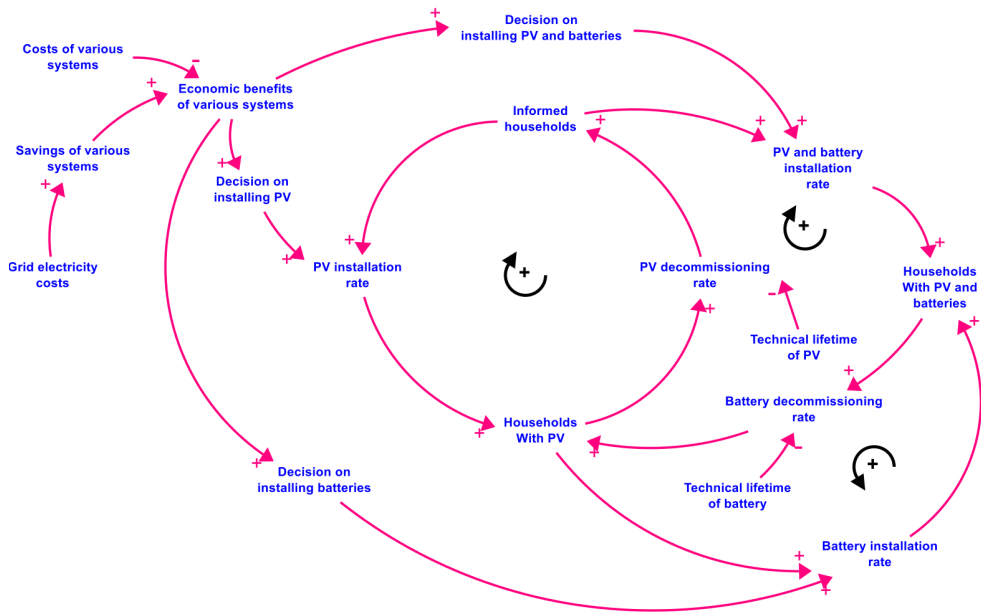


Figure 1. Causal loop diagram of PV and battery storage diffusion.

2.2. Model Structure

As a result of the dynamic hypothesis, the system dynamics model predicting the implementation of battery storage in private households was created for the case study of Latvia. All the input parameters, like solar radiation, electricity price, number of households and other parameters used, were specific to the case of Latvia.

The numerical values of the model parameters are based on assumptions derived from the analysis of statistical databases, analyzing electricity market data, as well as other sources. The central part of the model structure is depicted in Figure 2. This part of the structure represents the main dynamics of PV panel and battery system installation. An important parameter in the development of this model is the total number of private households (single-family buildings) in Latvia. In this research, the installation of solar PV and battery storage systems is considered and forecasted only for single-family buildings with small-scale PV and battery systems. Based on the official Latvian statistics database, there are around 200,000 detached (single-family) households in Latvia. Part of these households have information about the possibility to implement micro-generation and storage applications in their households. Some households have already implemented these applications; however, there are still a large number of households that lack the information about micro-generation and storage or lack the information about advantages, which means that before the actual implementation of micro-generation or storage can happen, it is necessary to inform these households. Special information campaigns can be organized for this purpose; however, there is also word of mouth happening regardless of any information campaign. The inventory “Uninformed households” describes the part of private households in Latvia that still need to be specifically informed about alternatives for self-generating and storing electricity. When a household receives enough information about micro-generation and storage, it moves from the “Uninformed household” stock to the “Informed household” stock and is now ready to make decisions on micro-generation and storage implementation. These stocks are affected by the information rate, which depends on the informing fraction and in the model is assumed to be 0.1. In this research, the informing fraction is a single parameter including both information campaigns and

word-of-mouth informing. At this stage, it is not modeled in more detail; however, the plan is to expand this section in future research. Equation (1) describes the flow.

$$IR = HH_{Un} \cdot IFr, \tag{1}$$

where IR—information rate of uninformed households, units/year; HH_{Un} —number of uninformed households, units; IFr—information fraction which describes the speed at which uninformed households get informed about PV and battery technologies.

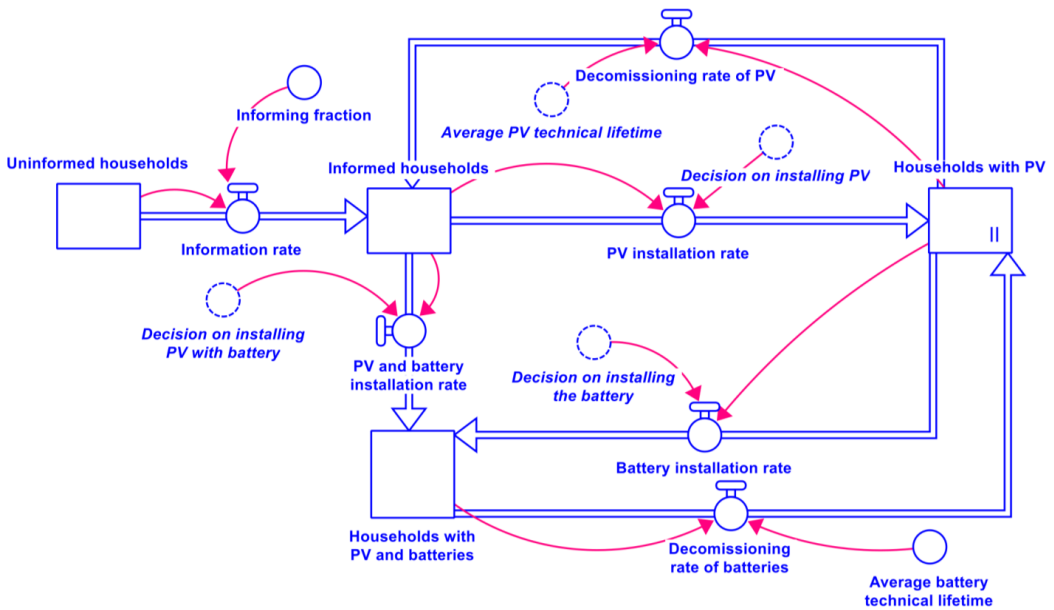


Figure 2. PV and battery storage diffusion sub-model.

Accordingly, households that obtain information and begin to evaluate the installation of solar panels or batteries at some point come to a decision to install one of the options (PV, batteries or both) or to keep the current grid connection without additional technologies. Outgoing flows describe the total number of informed households and the decision made accordingly. The flow “PV installation rate” is described in the model by Equation (2). The outgoing flow “PV and battery installation rate” is also determined according to the same principle.

$$InR_i = HH_{Inf} \cdot D_i, \tag{2}$$

where InR_i —installation rate of the specific solution, units/year; HH_{Inf} —number of informed households, units; D_i —investment decision in a specific solution.

The model also includes a flow “Battery installation rate”, which describes the number of households that decide to install a battery when PV panels are already installed previously or re-install a battery because the battery life is shorter than the life of the PV panel system duration.

The stock “Households with PV” describes the number of households that have installed only PV panels. On the other hand, the stock “Households with PV and batteries” describes the number of households that have not only installed PV but also added a battery. This number is not currently counted and analyzed in publicly available data in Latvia, but it was assumed that this number is minimal, setting five households as the initial value. Both of these stocks are also affected by the outflow, which describes the technology’s depreciation time, which is affected by the average lifetime of the technology. This means

that after the end of the technical lifetime of the technology, the household returns to the previous stock. As the technical lifetime for batteries is shorter than for PV, households with PV and batteries move to the stock “Households with PV” after the technical lifetime of batteries has ended as they still have working PV panels left. Afterward, they can again make a decision on installing the batteries. “Households with PV” after the end of the technical lifetime for PV move back to the stock “Informed households” and can again make a decision on installing the PV or PV and batteries. The flow “Decommissioning rate of the PV” is determined according to Equation (3). The flow “Decommissioning rate of the batteries” is also determined according to the identical principle.

$$DC_i = HH_i / LT_i, \tag{3}$$

where DC_i —decommissioning rate of the specific technology (PV or battery), units/year; HH_i —number of households with specific technology solution, units; LT_i —technical lifetime of the specific technology (PV or battery), years.

The decision on installing the PV or battery system in the model is made based on the rentability of each system. Figure 3 represents the model structure responsible for decision making. For the system to be attractive, the payback time must be lower than the lifetime of the particular technology. Otherwise, the interest in installing the technology will be negligible, and the choice in favor of installing the specific technology will be made only by those for whom the financial aspect is not decisive in making the choice. It is usually a very tiny fraction. The interest of the rest of society increases if the payback time is shorter than the lifetime of the equipment. The faster the payback time, the greater the interest in choosing the particular technology. The decision regarding the choice of technology is calculated by using a logistic function in which the rentability of all the solutions, including installation of no technology, is compared. The highest share of decision makers opt for the solution with the fastest payback time, and the lowest share of decision makers choose the option with the longest payback time.

$$D_i = \exp(-\alpha \cdot R_i) / (\exp(-\alpha \cdot R_1) + \exp(-\alpha \cdot R_2) + \exp(-\alpha \cdot R_3)), \tag{4}$$

where R_i —payback time of the specific technology (years); α —elasticity coefficient that describes the decision-making nature of decision makers.

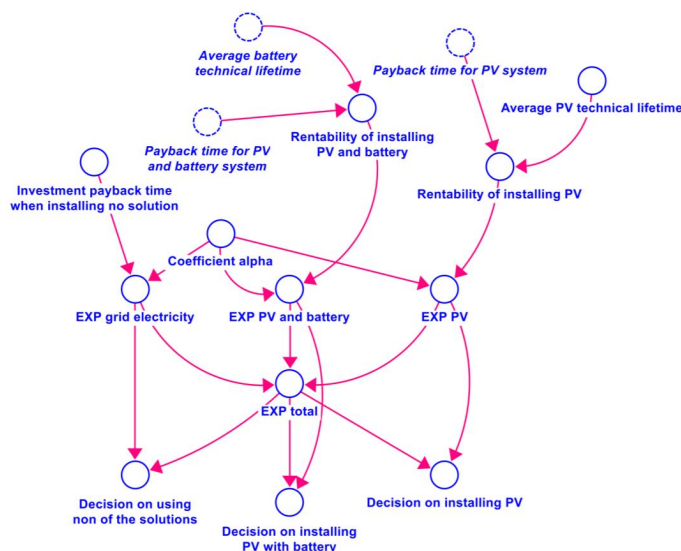


Figure 3. Decision-making sub-model.

Decisions to install PV and battery systems are largely influenced by the amount of investment required and the payback time of technology installation. Investment costs depend on the installed capacity of the technology. Also, the payback time is affected by the granted subsidies and the intensity of support. On the other hand, the payback time is affected by the necessary investments for installing the technology, as well as the savings in electricity costs. The sub-model of these influencing parameters can be seen in Figure 4.

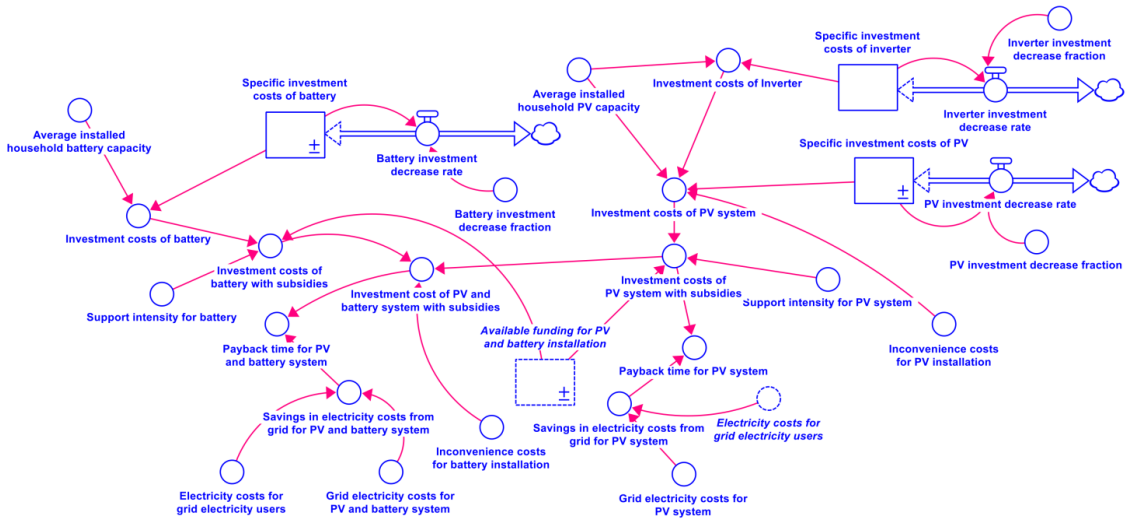


Figure 4. Payback time calculation sub-model.

The payback time, if solar panels are installed for a household, is determined by the investment costs of the PV panels and the savings in electricity costs, which are respectively determined by the comparison of the annual electricity costs with grid connection versus the electricity costs with installed solar panels. Electricity costs for grid electricity users, grid electricity costs for the PV system and grid electricity costs for the PV and battery system were calculated by using a model previously developed by the authors [35]. In this research, electricity price was assumed to be constant for the whole simulation period; therefore, the costs of grid electricity for all three systems were also assumed to be constant for the whole simulation. The explanation of why the constant electricity price was chosen for this research is given in Section 2.2. Similarly, the payback time of the system with accumulation is affected by the corresponding savings in electricity costs and investment costs and is determined according to the formula of the same principle. The PV payback time is determined according to Equation (5).

$$PT_i = IS_i / S_i, \tag{5}$$

where PT_i —payback time for specific system (PV or PV and battery), years; IS_i —investment costs for specific system (includes subsidies if granted), EUR; S_i —savings made by using specific technology, EUR/year.

On the other hand, investment costs with subsidies depend on the investment costs of installing the technology, the intensity of the support and the amount of support available for increasing energy efficiency. This parameter in the PV system situation is calculated according to Equation (6). If the available support for increasing energy efficiency is available, then the investment costs depend on the intensity of the support; otherwise, the investment costs of the technology are taken into account. The investment costs of the battery system are also determined according to the same principle; only in this case, the

costs of the PV system are additionally included because when installing the battery for the storage of renewable energy, it also resonates with the PV panel system.

$$IS_i = IF(AF > 0; I_i \cdot (1 - S_i); I_i), \tag{6}$$

where AF—available funding for PV and battery installation, EUR; I_i —total investment costs for specific system without subsidies, EUR; S_i —support intensity for specific technology (either PV or battery).

The investment costs of PV depend on the installed capacity of the PV system, as well as the investment costs of the inverter, as it adds up to additional costs, as it also needs to be replaced when comparing lifetimes. Also, the parameter is affected by the specific investment cost, which is affected by the rate of cost decrease (which depends on the fraction of decrease and is assumed in the model to be a decrease of 0.02 units per year) as the costs of these technologies are expected to decrease over time.

$$I_{PV} = C_{PV} \cdot SpI_{PV} + I_{Inv}, \tag{7}$$

where I_{PV} —PV investment cost, EUR; C_{PV} —installed PV capacity for household, kW; SpI_{PV} —specific investment costs of PV, EUR/kW; I_{Inv} —investment costs of inverter, EUR.

Also, the payback time parameter for determining savings, comparing the benefits of a PV-only system and a PV–battery system, is created according to the same structure and calculation equations.

The abovementioned stock “Available funding for PV and battery installation” comes from the sub-model with related flows and parameters shown in Figure 5.

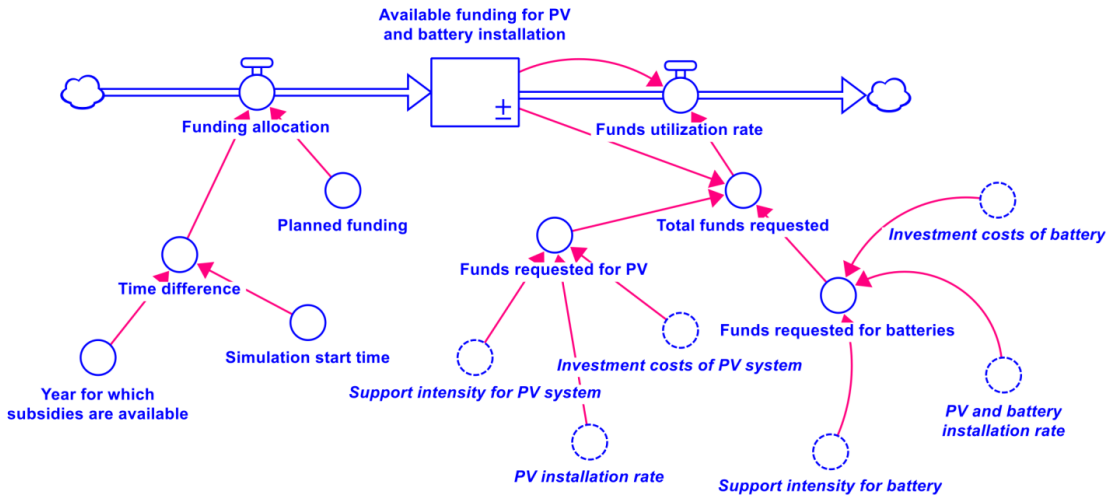


Figure 5. Support policy scheme sub-model.

The amount of support available in the stock is also affected by the allocation of the incoming flow of funding, which describes the additional planned funding. According to the data of the Ministry of Economy, support is planned in the amount of EUR 20 million; however, separate financing is available also from the Ministry of Climate and Energy and from the Ministry of Environmental Protection and Regional Development [36]. On the other hand, the amount in the stock is reduced by the outgoing flow “Funds utilization rate”, which describes the support granted to the implemented energy efficiency projects. Considering that the system dynamics model describes the predictive situation, and the model does not include all possible exceptional cases, as well as that the parameters are based on assumptions, the outgoing flow and its influencing parameters are determined

according to the following equations. The outgoing flow is determined by formula (8) where, if the support requested at a given time is more than the available support, then it is included in the model, and the support is stopped.

$$FU = IF(FR > AF; AF/DT; FR), \quad (8)$$

where FU—funding utilization rate, EUR/year; FR—funding requested by households for PV and battery installation, EUR/year; DT—delta time of simulation, year.

On the other hand, the parameter “Total funds requested” depends on the requested support for the installation of the PV system, which is affected by the intensity of the support, the amount of installation and investment costs and the requested support for the installation of the storage system, which depends on the investment costs of the battery, system installation and the intensity of the support as well as the total available support. The parameter of the requested total funds is determined according to Equation (9).

$$FR = IF(AF > 0; (FR_{PV} + FR_B)/DT; 0), \quad (9)$$

where FR_{PV} —funds requested for PV installation, EUR/year; FR_B —funds requested for battery installation, EUR/year.

2.3. Input Data and Assumptions

In this section, the most relevant input data and assumptions used in the system dynamics model are described.

Relevant data about technologies are taken from technology catalogs. Information about average capacities for technologies is taken from statistics and scientific literature. Information about households is taken from statistic databases. The most relevant information used in the system dynamics model is shown in Table 1. These data represent the current situation of the system and are used as initial values in the model for scenario modeling displayed in Section 2.5, Table 3.

Table 1. Model input parameters.

Parameter	Value	Unit	Reference
PV investment cost (with installation)	1100	EUR/kW	[37]
Inverter investment cost	100	EUR/kW	[37]
Battery investment cost	800	EUR/kWh	[38]
Average installed household PV capacity	8	kW	[39]
Average installed household battery capacity	5	kWh	[40]
Average PV technical lifetime	35	years	[37]
Average battery technical lifetime	20	years	[37]
Number of one-family households	198,541	number	[41]
Number of households with PV	11,764	number	[39]

Historic electricity spot price data were taken from the NordPool database [42] for the years 2013 to 2022 to evaluate the change in electricity spot price and decide on the best value to use for battery diffusion forecast simulation. Average yearly values were compared. Historic data show (see Table 2) that there are fluctuations in electricity price from 2013 to 2020; however, the price stays between 34 and 50 euros per Megawatt-hour. Fluctuations are mostly due to changes in hydro resource availability and changes in natural gas price, as those are the main resources in electricity generation in Latvia. It is also dependent on the price of imported electricity. Years 2021 and 2022 came with several shocks to the system and it is clearly reflected in the huge increase in electricity price. Lower water levels in hydro reservoirs and lower wind energy production in the Nordic-Baltic region resulted in switching to more expensive electricity generation means. The increase in demand for natural gas and coal increased the price of resources, which is reflected in the electricity price. The Ukraine–Russia conflict also played a huge role in the electricity price increase

because of sanctions put on Russia. As Latvia historically imported most of the natural gas from Russia, the natural gas price increase after the Ukraine–Russia conflict had a devastating effect on the energy sector, and the yearly average electricity price reached the unprecedented level of 227 euros per Megawatt-hour. As the Nordic-Baltic region has worked together in the last year to reduce the dependence on Russian natural gas, the prices of natural gas and electricity have gone down significantly; however, the overall electricity price is still higher than it was from 2013 to 2020. It is hard to predict what will be the electricity price in the future and how much time will be necessary for the energy system to adapt to the new reality; however, the authors believe that due to many wind and solar energy projects already at the building stage and many more in the planning phase, combined with the diversification of natural gas importers in the region, electricity prices will eventually go down. For the purpose of this research, it is assumed that the energy system will adapt to the shocks of 2021 and 2022, and the baseline price of electricity in the long term will be at the 2013 to 2020 level rather than at the 2021 or 2022 level.

Table 2. NordPool yearly average electricity price for Latvia.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Average electricity price	48.40	50.12	41.85	36.10	34.68	49.90	46.28	34.07	88.77	226.92

Color scale from green to red in this table is used for easier identification of the years with a lowest (green) and highest (red) electricity prices.

There is no information on how many households so far have installed battery storage; therefore, it is assumed that this number is negligible. The assumed number is 5 households.

It is also assumed that average electricity price will be constant for the whole simulation. The model allows us to make this parameter changeable, and in future research, this option might be exercised; however, the goal of the current research was to test the model structure, rather than to predict the electricity price changes, and therefore, for this research, electricity price was set as constant for whole simulation.

For subsidies, it was assumed that for all subsidy scenarios, EUR 20 million (based on national plans [36]) would be allocated at the beginning of the simulation, and new finances at the same EUR 20 million level would be allocated every 5 years.

2.4. Model Validation

To build confidence in a model, it is necessary to carry out several model validation tests. No model exactly matches the real object or system being modeled, so absolutely reliable models do not exist. Models are considered reliable and valid if they can be used with confidence. Forrester and Senghi believe that confidence is the most appropriate criterion for testing a model's behavior because there is no absolute proof of a model's ability to describe reality. In order to build confidence in the model's validity as a result of model validation, the purpose of the model must first be clearly defined [43].

The purpose of the verification or approval of the system dynamics model is to determine the validity of the model structure. The accuracy of the reproduction of the real behavior of the model is also assessed, but this is only meaningful if we already have sufficient confidence in the structure of the model. Thus, the overall logical validation order is to first check the validity of the structure and then start testing the accuracy of behavior only after the model structure is perceived as adequate [44]. This sequence was also used in this research. There are several different structure and behavior tests, like model structure verification test, parameter verification test, dimensional consistency test, boundary adequacy test, extreme condition test, behavior reproduction test, behavior anomaly test and others.

Structure and parameter verification was performed by consulting energy experts and analyzing scientific literature to make sure that the structure of the created model complies with generally accepted principles and that all the parameters have matching elements in the real system. Since SD can be traced back to the engineering theory, SD models must

ensure dimensional consistency. The dimensional consistency test provided an analysis of the dimensions of the parameters used in the model equations. This test allowed us to make sure that no inadvertent error had crept into any of the equations. An extreme condition test was carried out in order to make sure that the model would perform in an adequate manner even if the values fell out of the common range. It is important that the model works properly for different kinds of shocks.

Also, behavior validation tests were carried out to assess whether the model can represent the behavior of the real-life system. To assess the adequacy, model results were compared to the historic data of PV integration in households in Latvia. For this test, the historic input data for technology costs, electricity prices, relevant historic policies and other parameters were put into the model. The model was simulated from year 2013 to year 2022. As can be seen from Figure 6, the model describes the historic development of PV integration very well. Although simulated results do not exactly match the historic development, the overall trend is very similar, and this builds confidence in the model.

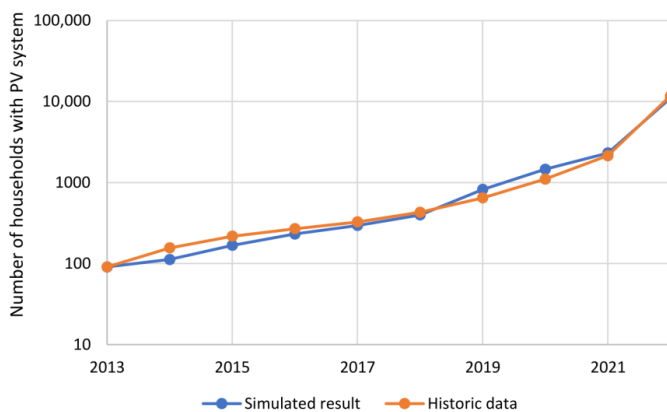


Figure 6. Model validation with historical data for PV installation.

Historical development trends of battery implementation cannot be compared because, so far, the installation of batteries in households in Latvia has hardly taken place, and there is nothing to compare against. What validation showed in the case of the battery storage installation is the same as in the real-life system. Based on historic battery prices, technology parameters and electricity prices, model results showed that practically no battery systems were installed for the period from 2013 to 2022 because for the most part, the payback time was a lot higher than the lifetime of the battery. This also explains why there were almost no battery systems installed in Latvia during this period.

2.5. Defining Scenarios

This section describes the scenarios that were selected and modeled within this research. It describes what policy measures were chosen to be tested and what sensitivity parameters were chosen.

The main purpose of the research was to build and validate the system dynamics model which allows one to predict the future implementation of the PV and battery systems. To test out the validated model, it was supplemented with one policy measure—subsidies. As the main aim of the research was to build and validate the basic structure of the system dynamics model, rather than to analyze and assess the optimal way to promote battery storage diffusion in the household sector, only one policy measure was tested. In future research, the model can be supplemented with additional policies to test their effect on battery system integration in households. In this research, four separate scenarios were developed. The baseline scenario describes the system in which no additional policies

are implemented apart from what is already existing in the current energy system. This is mainly related to the net metering for households that have installed PV systems. It allows for transferring excess solar energy to the grid when production is higher than consumption and taking it back when consumption is higher than the solar production of installed PV. This essentially means that the distribution grid is working as storage. The advantage comes from lower electricity prices when taking back the solar energy surplus. When accumulated solar energy surplus is taken back from the grid, only the distribution system operator tariff must be paid instead of the full electricity tariff. This is taken into account when calculating the costs of each system (grid only, PV, battery, PV and battery).

There are 3 separate subsidy scenarios (see Table 3). Each of them includes the already existing policies mentioned above and in addition provides subsidies for specific technology implementation. The main difference between scenarios is the technology that receives the subsidies and the amount of financial aid available. For scenarios in which only 1 technology receives the subsidies, the funding amount is EUR 20 million every 5 years; however, when both technologies receive subsidies, EUR 20 million is allocated separately for each technology implementation.

Table 3. Scenario description.

Scenario	Technology Receiving the Subsidies		Financing, MEUR	Support Intensity, %
	PV	Batteries		
Scenario 1			0	0
Scenario 2	X		20	50
Scenario 3		X	20	50
Scenario 4	X	X	2 × 20	50

2.6. Sensitivity Analysis

To test the sensitivity of the model to changes in various parameters, sensitivity analysis was carried out. Electricity tariff, technical lifetime of the battery, initial investment of the battery and battery investment decrease fraction were chosen as the four parameters with the most influence on the model results. Table 4 shows the intervals tested for sensitivity analysis. The results of the sensitivity analysis are displayed in the Results section. Sensitivity analysis was performed for each parameter separately. For parameters shown in Table 4, the specific interval was tested, while for other parameters, the values presented in Table 1 were used.

Table 4. Parameters for sensitivity analysis.

Parameter	Unit of Measurement	Lowest Value	Highest Value
Electricity tariff	EUR/MWh	30	150
Technical lifetime of battery	Years	10	30
Initial investment of battery	EUR/kWh	600	1000
Battery investment decrease fraction	%/year	0.5	3

3. Results

This section provides the key initial results that describe the diffusion of PV systems and electricity storage systems in households in Latvia up to the year 2050 based on different parameters. The sensitivity of the most relevant parameters is assessed.

3.1. Model Results

This is in a way an intuitive conclusion; however, electricity price proved to have a large role in the transition from grid electricity to PV and battery utilization. Figure 7 shows the comparison of PV and PV with battery system diffusion levels at different electricity tariffs. It can be seen in Figure 7a that if the electricity price for the whole simulation period was 35 euros per Megawatt-hour, which is about the lowest price electricity has reached in

the last 10 years (see Table 2), interest in both PV and PV with battery installation would be very low. Most of the households would stay connected to the grid without additional production or storage capacities. Interest in batteries would start only after the year 2040 when investment costs would have decreased enough for payback time to be lower than the technical lifetime of batteries. It is logical that with low electricity prices, the payback time for PV and batteries is too long to make it a desirable option. Model results show that at this electricity price level in the year 2050, only 25.4% of all households would have installed PV-only systems, and 3.5% would have installed PV systems complemented with battery storage. The rest would still be fully dependent on grid electricity.

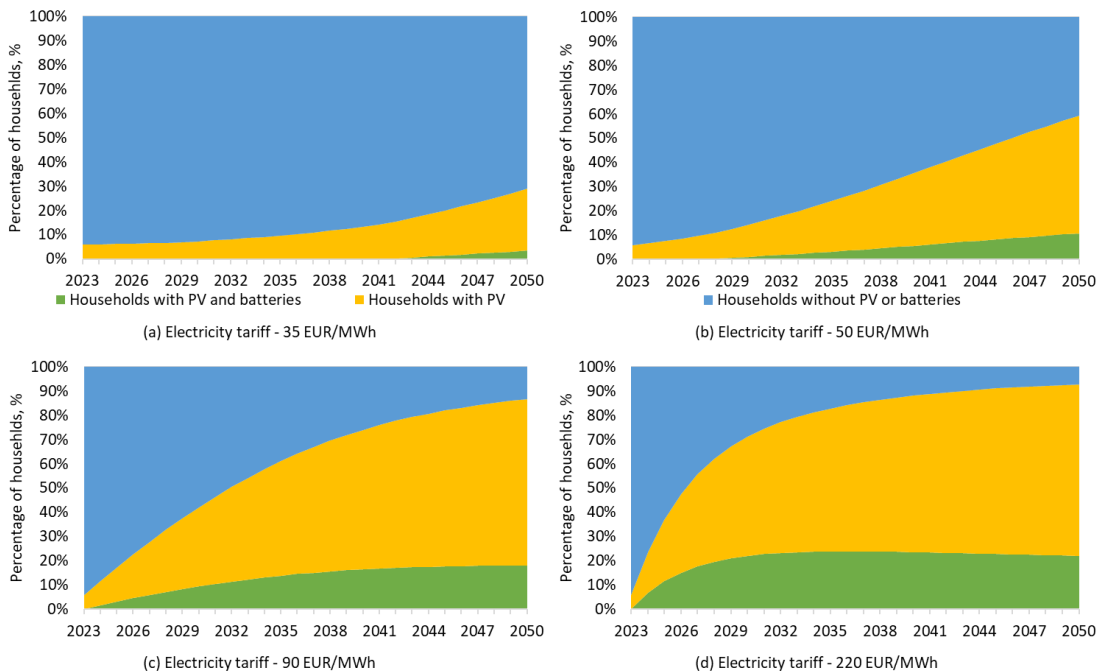


Figure 7. PV and battery system diffusion based on electricity tariff.

Figure 7b shows that if the electricity price for the whole simulation period was 50 euros per Megawatt-hour, which was the highest electricity price from the year 2013 to 2020 (see Table 2), interest in PV and batteries would significantly increase. This means that payback time is significantly lower than it was at previous electricity prices, and micro-generation and storage technologies become more lucrative even without additional support from the government. PV technology implementation gains traction right out of the gate, while PV and battery installation has started to rise already, before 2030. Model results show that at this electricity price level in the year 2050, 48.6% of all households would have installed PV-only systems, and 10.8% would have installed PV systems complemented with battery storage.

Figure 7c shows that if the electricity price for the whole simulation period was 90 euros per Megawatt-hour, which is similar to the electricity price in the year 2021 (see Table 2), interest in PV and batteries would significantly increase. In this case, electricity price is so high that the current technology costs for PV and batteries are becoming very lucrative already at the beginning of the simulation, and payback time is very short. Even without government support, households make the decision to switch to PV or PV with batteries, and the future technology cost decrease promotes it even more; however,

close to the year 2050, the installation rate slows down because the system is close to full saturation. Model results show that at this electricity price level in the year 2050, 68.6% of all households would have installed PV-only systems, and 18.0% would have installed PV systems complemented with battery storage.

Figure 7d shows that if the electricity price for the whole simulation period was 220 euros per Megawatt-hour, which was around the electricity price in the year 2022 (see Table 2), PV and battery installation rates would explode. Grid electricity is so expensive that even battery technologies that at this point are still expensive would seem to be more lucrative than using only grid electricity. PV-only systems still take a larger fraction than PV with batteries because total investment and payback time in PV will always be lower than for PV systems supplemented with batteries. Model results show that at this electricity price level in the year 2050, 70.8% of all households would have installed PV-only systems, and 22.0% would have installed PV systems complemented with battery storage. End results are similar to the ones with the electricity price at 90 euros per Megawatt-hour; however, the initial investment rate is significantly higher.

It is crucial to mention that results show the situation when net-metering systems are working for the whole simulation in all electricity price scenarios and all households can use this system; however, in reality, the distribution system operator most likely would not be able to accumulate all the solar surplus electricity showed in (c) and (d) scenarios in the grid, and net metering would be eliminated in order to keep the grid stability. This would in turn affect the PV and battery system integration rate because without net metering, the payback period increases, and grid connections look more attractive. In this research, however, the effect of the PV integration rate on the electricity grid and net-metering system is not analyzed. The model must be extended in order to analyze this effect. This is a goal for further research.

Figure 8 shows the PV and PV with batteries integration rate for the baseline scenario in which the electricity price was set at 50 euros per Megawatt-hour, which was assumed to be the most realistic future price level for the current study. In further studies, the price formation should be extended, and price variation should be considered.

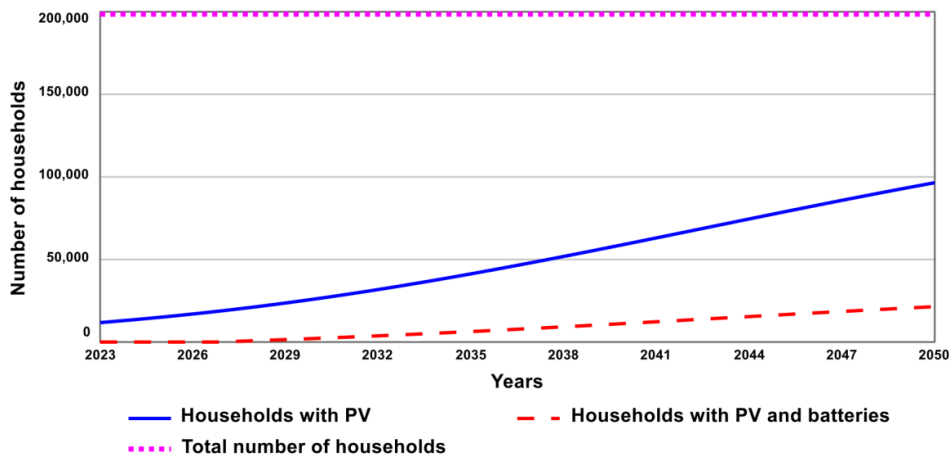


Figure 8. PV and PV with battery integration in scenario 1.

The baseline scenario reveals the gradual increase in PV system installation from 11,764 in 2023 up to 96,497 households with PV in 2050. PV with battery installation starts in the year 2027 and goes up from 5 households in 2027 to 21,422 households with PV and battery combination in 2050. This shows that there is potential for battery integration in

households; however, to reach the higher integration rate, support policy implementation is necessary.

Figure 9 shows how the subsidy policy implementation changes the PV with battery system integration in households. It can be seen that the baseline scenario with no policies shows the lowest number of households with PV and battery storage in 2050. When subsidies are given only for PV installation, but not for battery storage, the initial increase in the installation of systems with PV and batteries is higher than for the baseline scenario; however, the end result is only slightly higher. The initial increase is due to the fact that by subsidizing PV installation, the total cost of the system with PV and batteries is also reduced; therefore, it is more attractive than in the baseline scenario. However, in the long term, PV-only systems are still more attractive than a combined system.

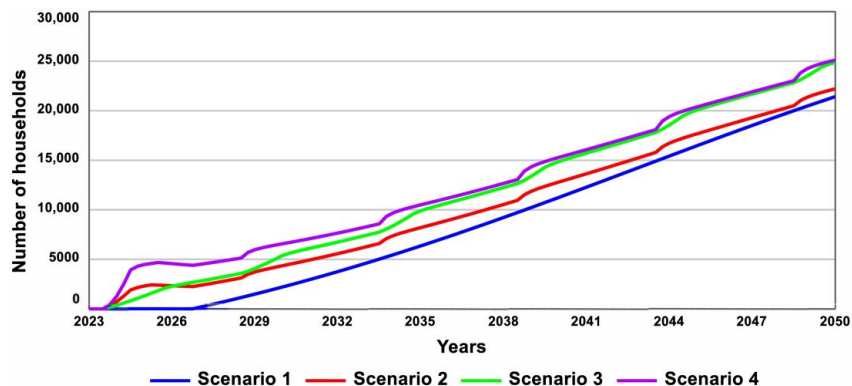


Figure 9. Model scenario comparison.

When only batteries are subsidized, the initial increase in PV and battery system installation is similar to the one with PV subsidies and higher than in the baseline scenario; however, the end result is better than in the baseline and subsidies for the PV-only scenario. This can be explained by the fact that by subsidizing only batteries, the payback time for the combined system is closer to the PV-only system; therefore, interest in combined PV and battery system installation increases and increases not only for the initial period but throughout the simulation.

If both technologies are subsidized, it is predictable that the initial increase will be higher than in previous scenarios. This increase happens not at the expense of PV-only systems but because both PV-only and combined PV and battery systems become competitive with a grid electricity tariff, and an installation increase happens in both categories. The end result, however, is similar to the scenario with subsidies for batteries only, and as both technologies receive subsidies, investment and saving differences between solutions are still in favor of the PV system.

From the scenario results can be seen the fact that EUR 20 million subsidies every 5 years for technologies with 50% support intensity is not enough to significantly increase the adoption of combined PV and battery systems. The difference between the baseline scenario and subsidy for both technologies' scenarios is 3696 households. In the baseline scenario, 21,422 households have combined PV and battery systems installed, while in the scenario with subsidies for both technologies, 25,118 households have combined PV and battery systems installed.

3.2. Results of Sensitivity Analysis

Sensitivity analysis was carried out in order to assess how the changes in most relevant parameters might impact the implementation of combined PV and battery systems. Sensitivity analysis was performed for the system without subsidies. Figure 10 shows the

sensitivity of the electricity tariff. A huge gap can be seen between PV and battery system installation at electricity prices of 30 and 150 euros per Megawatt-hour.

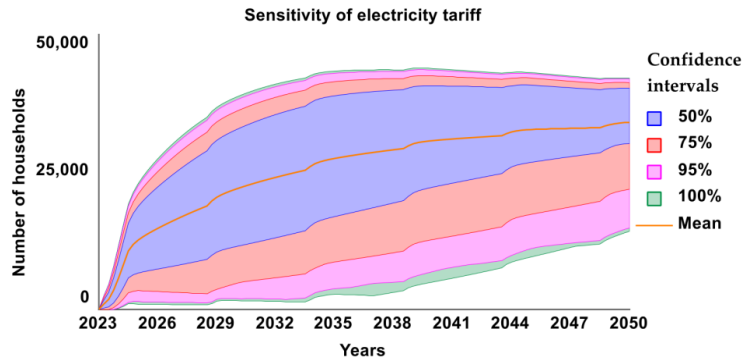


Figure 10. Sensitivity analysis of electricity tariff on battery storage installation (tariff interval: 30–150 EUR per MWh).

Technical lifetime of the battery also has a high impact on the combined PV and battery system installation. Figure 11 shows that if the battery technical lifetime was 10 years or lower, almost no installation of battery storage would take place because the investment would be too high to pay off within the lifetime of the technology.

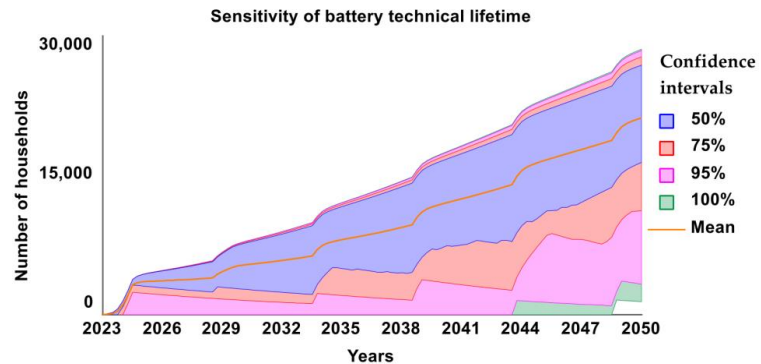


Figure 11. Sensitivity analysis of battery technical lifetime on battery storage installation (technical lifetime interval: 10–30 years).

Initial investment also plays a huge role in battery storage implementation, and sensitivity analysis shows how the installed amount of PV and battery systems changes when increasing or decreasing initial investment by 25%. The number of households with PV and battery systems changes from 19,890 in the highest-investment scenario to 31,029 in the lowest-investment scenario (see Figure 12).

Not only initial investment itself but also investment decrease over time plays a role in battery system integration. Sensitivity analysis of the investment decrease fraction (see Figure 13) shows significant changes in the end result when changing the yearly investment decrease fraction from 0.5 to 3%. The number of households with PV and battery systems changes from 19,127 in the lowest-investment-decrease-fraction scenario to 28,840 in the highest-investment-decrease-fraction scenario.

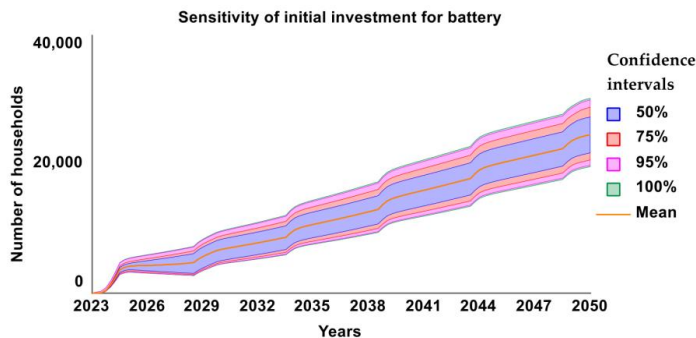


Figure 12. Sensitivity analysis of initial investment on battery storage installation (initial investment interval: 600–1000 EUR per kWh).

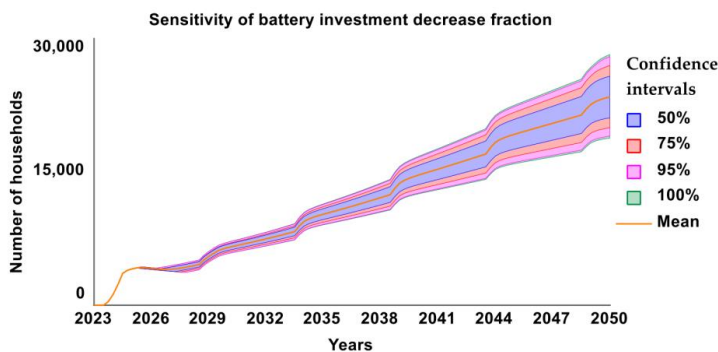


Figure 13. Sensitivity analysis of battery investment decrease fraction on battery storage installation (battery investment decrease fraction interval: 0.5–3% per year).

From sensitivity analysis can be seen that all four parameters—electricity price, technical lifetime of the battery storage, initial investment of battery storage and investment decrease fraction of battery storage—have a huge impact on the battery storage installation, and therefore, it is crucial to carefully consider the values of these parameters when making a future prediction on battery storage development.

4. Discussion and Conclusions

Extensive testing and validation of the model were performed before the forecast simulation and sensitivity analysis. Model testing results built confidence in the model’s adequacy and reliability. Behavior validation results showed the same development trend of PV system integration in households as historic data.

Results showed the potential for the integration of battery storage in the household sector. Although the battery storage implementation rate is heavily dependent on electricity prices, the moderate scenario model results show that a total of 21,422 households could install battery storage until 2050 if the electricity price level on average stays around 50 euros per Megawatt-hour, and no support policies are implemented aside from the ones already in place. In addition, 21,422 households are more than 10% of all households in Latvia. This is also in line with the research conducted by Australian researchers in which a no-policy slow-growth scenario showed a similar increase of around 13% until 2050 [45]. Australians projected that with additional policies in the best-case scenario, up to 50% of households could have battery storage installed by 2050. For a model of the United Kingdom’s energy system, 30% PV penetration is projected based on only a high feed-in

tariff measure (in a system without a net-metering measure) [28]. For our model, additional policy implementation and testing are planned for future research.

The initial testing of subsidy policies highlights subsidizing both technologies at the same time, instead of separately. Results showed that by implementing subsidy policy and funding both PV and battery installation, the number of households with combined PV and battery systems increased by 3696 households from 21,422 to 25,118 when compared to the baseline scenario.

Electricity prices have a huge impact on battery storage implementation. In the last few years, Latvia has experienced a significant increase in electricity price. This has resulted in a significant increase in the demand for PV system installation in the household sector. Though the battery installation rate in Latvia is still low, model results show that if electricity prices remain high and battery investment costs keep falling, combined PV and BESS installations will gain traction, and a rapid increase in battery storage implementation can be predicted.

In addition to electricity prices, other parameters like the technical lifetime of batteries, initial investment and investment decrease fraction are very sensitive to changes, and even small or moderate changes in these parameters can have a huge impact on future battery storage installation rates.

For the current model configuration, only scenarios with different subsidy levels were tested. Further development of the model's structure and adjustment to varied initial conditions (e.g., according to a particular country's energy system) would allow us to add additional policies and test what is the highest percentage of households with battery storage that can be reached.

In future research, the model shall also be complemented with an extended structure for information transfer from uninformed to informed households. Information about available technologies and their benefits is key to transforming the energy sector and increasing the PV and battery system installation rate. Only households with access to qualitative information can make rational decisions. The differences in various households' abilities to afford PV and, especially, battery technology solutions is another area of research that can be elaborated; hence, SD methodology can be well used to combine economic and technical aspects. The model must also be complemented with additional effects between existing elements to increase the adequacy of the model even more. For example, the current model does not consider links between the installed amount of PV or battery capacity and electricity distribution tariff due to increased costs for infrastructure maintenance and expansion; however, the real-life system has this link. There is also a link between the installed amount of PV and battery systems and the installation rate in real-life systems, which is not included in the current version of the model.

Author Contributions: Conceptualization, E.A., A.G., E.K., A.K. and D.B.; methodology, E.A. and A.G.; validation, A.G. and D.B.; formal analysis, E.A. and E.K.; data curation, E.A. and E.K.; writing—original draft preparation, A.G. and A.K.; writing—review and editing, A.G., E.K., E.A., A.K. and D.B.; visualization, E.A. and A.G.; supervision, D.B.; funding acquisition, E.K. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This work has been supported by the European Social Fund within Project No. 8.2.2.0/20/1/008 «Strengthening of PhD students and academic personnel of Riga Technical University and BA School of Business and Finance in the strategic fields of specialization» of the Specific Objective 8.2.2 «To Strengthen Academic Staff of Higher Education Institutions in Strategic Specialization Areas» of the Operational Programme «Growth and Employment».

Data Availability Statement: No publicly available database is generated during this study.

Acknowledgments: The authors would like to thank the anonymous reviewers for their useful comments and insight.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest. The funders had no role in the design of the study; in the collection, analyses or interpretation of data; in the writing of the manuscript; or in the decision to publish the results.

References

1. European Parliament. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the Promotion of the Use of Energy from Renewable Sources (Recast). *Off. J. Eur. Union* **2018**, 82–209.
2. European Commission. Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council establishing the Framework for Achieving Climate Neutrality and Amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law). 4 March 2020; pp. 1–46. Available online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020PC0080> (accessed on 15 September 2023).
3. European Commission. Amended Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on Establishing the Framework for Achieving Climate Neutrality and Amending Regulation (EU) 2018/1999 (European Climate Law). 17 September 2020; pp. 1–6. Available online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020PC0563> (accessed on 15 September 2023).
4. Scarlat, N.; Prussi, M.; Padella, M. Quantification of the carbon intensity of electricity produced and used in Europe. *Appl. Energy* **2022**, *305*, 117901. [CrossRef]
5. Oreski, G.; Stein, J.S.; Eder, G.C.; Berger, K.; Bruckman, L.; French, R.; Vedde, J.; Weiß, A.K. Motivation, benefits, and challenges for new photovoltaic material & module developments. *Prog. Energy* **2022**, *4*, 032003. [CrossRef]
6. Gielen, D.; Boshell, F.; Saygin, D.; Bazilian, M.D.; Wagner, N.; Gorini, R. The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Rev.* **2019**, *24*, 38–50. [CrossRef]
7. Wang, W.; Kang, K.; Sun, G.; Xiao, L. Configuration optimization of energy storage and economic improvement for household photovoltaic system considering multiple scenarios. *J. Energy Storage* **2022**, *67*, 107631. [CrossRef]
8. Elmorshedy, M.F.; Elkadeem, M.; Kotb, K.M.; Taha, I.B.; Mazzeo, D. Optimal design and energy management of an isolated fully renewable energy system integrating batteries and supercapacitors. *Energy Convers. Manag.* **2021**, *245*, 114584. [CrossRef]
9. Landl, S.; Kirchsteiger, H. Mitigating Overvoltage in Power Grids with Photovoltaic Systems by Energy Storage. *Environ. Clim. Technol.* **2022**, *26*, 470–483. [CrossRef]
10. Sridhar, S.; Salkuti, S.R. Development and Future Scope of Renewable Energy and Energy Storage Systems. *Smart Cities* **2022**, *5*, 668–699. [CrossRef]
11. Hyvönen, J.; Santasalo-Aarnio, A.; Syri, S.; Lehtonen, M. Feasibility study of energy storage options for photovoltaic electricity generation in detached houses in Nordic climates. *J. Energy Storage* **2022**, *54*, 105330. [CrossRef]
12. Montoya-Duque, L.; Arango-Aramburo, S.; Arias-Gaviria, J. Simulating the effect of the Pay-as-you-go scheme for solar energy diffusion in Colombian off-grid regions. *Energy* **2022**, *244*, 123197. [CrossRef]
13. Matera, N.; Mazzeo, D.; Baglivo, C.; Congedo, P.M. Energy Independence of a Small Office Community Powered by Photovoltaic-Wind Hybrid Systems in Widely Different Climates. *Energies* **2023**, *16*, 3974. [CrossRef]
14. Ortega, A.; Milano, F. Generalized Model of VSC-Based Energy Storage Systems for Transient Stability Analysis. *IEEE Trans. Power Syst.* **2016**, *31*, 3369–3380. [CrossRef]
15. Mazzeo, D.; Herdem, M.S.; Matera, N.; Bonini, M.; Wen, J.Z.; Nathwani, J.; Oliveti, G. Artificial intelligence application for the performance prediction of a clean energy community. *Energy* **2021**, *232*, 120999. [CrossRef]
16. Cirone, D.; Bruno, R.; Bevilacqua, P.; Perrella, S.; Arcuri, N. Techno-Economic Analysis of an Energy Community Based on PV and Electric Storage Systems in a Small Mountain Locality of South Italy: A Case Study. *Sustainability* **2022**, *14*, 13877. [CrossRef]
17. Monroe, J.G.; Hansen, P.; Sorell, M.; Berglund, E.Z. Agent-Based Model of a Blockchain Enabled Peer-to-Peer Energy Market: Application for a Neighborhood Trial in Perth, Australia. *Smart Cities* **2020**, *3*, 1072–1099. [CrossRef]
18. Mazzeo, D.; Matera, N.; De Luca, P.; Baglivo, C.; Congedo, P.M.; Oliveti, G. A literature review and statistical analysis of photovoltaic-wind hybrid renewable system research by considering the most relevant 550 articles: An upgradable matrix literature database. *J. Clean. Prod.* **2021**, *295*, 126070. [CrossRef]
19. Mascherbauer, P.; Kranzl, L.; Yu, S.; Haupt, T. Investigating the impact of smart energy management system on the residential electricity consumption in Austria. *Energy* **2022**, *249*, 123665. [CrossRef]
20. Miletić, M.; Gržanić, M.; Pavić, I.; Pandžić, H.; Capuder, T. The effects of household automation and dynamic electricity pricing on consumers and suppliers. *Sustain. Energy Grids Netw.* **2022**, *32*, 100931. [CrossRef]
21. Bakić, V.; Pezo, M.; Stevanović, Ž.; Živković, M.; Grubor, B. Dynamical simulation of PV/Wind hybrid energy conversion system. *Energy* **2012**, *45*, 324–328. [CrossRef]
22. Barisa, A.; Kirsanovs, V.; Safronova, A. Future transport policy designs for biomethane promotion: A system Dynamics model. *J. Environ. Manag.* **2020**, *269*, 110842. [CrossRef]
23. Kubli, M.; Ulli-Beer, S. Decentralisation dynamics in energy systems: A generic simulation of network effects. *Energy Res. Soc. Sci.* **2016**, *13*, 71–83. [CrossRef]
24. Valdmanis, G.; Rieksta, M.; Luksta, I.; Bazbauers, G. Solar Energy Based Charging for Electric Vehicles at Fuel Stations. *Environ. Clim. Technol.* **2022**, *26*, 1169–1181. [CrossRef]
25. Zapata Riveros, J.; Kubli, M.; Ulli-Beer, S. Prosumer communities as strategic allies for electric utilities: Exploring future decentralization trends in Switzerland. *Energy Res. Soc. Sci.* **2019**, *57*, 101219. [CrossRef]
26. Jimenez, M.; Franco, C.J.; Dwyer, I. Diffusion of renewable energy technologies: The need for policy in Colombia. *Energy* **2016**, *111*, 818–829. [CrossRef]

27. Castaneda, M.; Franco, C.J.; Dyer, I. Evaluating the effect of technology transformation on the electricity utility industry. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2017**, *80*, 341–351. [[CrossRef](#)]
28. Castaneda, M.; Zapata, S.; Cherni, J.; Aristizabal, A.J.; Dyer, I. The long-term effects of cautious feed-in tariff reductions on photovoltaic generation in the UK residential sector. *Renew. Energy* **2020**, *155*, 1432–1443. [[CrossRef](#)]
29. 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. [[CrossRef](#)]
30. Currie, D.J.; Smith, C.; Jagals, P. The application of system dynamics modelling to environmental health decision-making and policy—A scoping review. *BMC Public Health* **2018**, *18*, 1–11. [[CrossRef](#)]
31. Qudrat-Ullah, H. Modelling and Simulation in Service of Energy Policy. *Energy Procedia* **2015**, *75*, 2819–2825. [[CrossRef](#)]
32. Bolwig, S.; Bazbauers, G.; Klitkou, A.; Lund, P.D.; Blumberga, A.; Gravelins, A.; Blumberga, D. Review of modelling energy transitions pathways with application to energy system flexibility. *Renew. Sustain. Energy Rev.* **2018**, *101*, 440–452. [[CrossRef](#)]
33. Sterman, J. *Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World*; Irwin/McGraw-Hill: Irvine, CA, USA, 2000.
34. Ziemele, J.; Gravelins, A.; Blumberga, A.; Vigants, G.; Blumberga, D. System dynamics model analysis of pathway to 4th generation district heating in Latvia. *Energy* **2016**, *110*, 85–94. [[CrossRef](#)]
35. Atvare, E.; Gravelins, A.; Kudurs, E.; Rozakis, S.; Blumberga, D. When household becomes environmentally friendly—Dynamic simulation of hybrid energy system’s feasibility. *Environments* **2023**, *10*, 164. [[CrossRef](#)]
36. Comparison of Support Programs for Citizens. Available online: <https://ekii.lv/index.php?page=programmu-salidzinajums> (accessed on 23 August 2023). (In Latvian).
37. The Danish Energy Agency. Catalogues of Technology Data by Danish Energy Agency. Available online: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data> (accessed on 15 September 2023).
38. Ramasamy, V.; Feldman, D.; Desai, J.; Margolis, R.U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021. 2021. Available online: www.nrel.gov/publications (accessed on 15 September 2023).
39. Distribution System Operator. Electrical Supply Review. 2023. Available online: <https://sadalestikls.lv/lv/elektroapgades-apskats> (accessed on 23 August 2023).
40. Mulleriyawage, U.G.K.; Shen, W.X. Optimally sizing of battery energy storage capacity by operational optimization of residential PV-Battery systems: An Australian household case study. *Renew. Energy* **2020**, *160*, 852–864. [[CrossRef](#)]
41. Central Statistics Bureau. Traditional Dwellings and the Persons Living in Them by Building Type and Time of Construction in Regions, Republican Cities, Counties and Neighborhoods 2011–2021. Available online: https://data.stat.gov.lv/pxweb/en/OSP_PUB/START_POP_MA_MAS/MAS070/ (accessed on 15 September 2023). (In Latvian)
42. NordPool Market Data. Available online: <https://www.nordpoolgroup.com/> (accessed on 23 August 2023).
43. Forrester, J.W.; Senge, P.M. Tests for building confidence in system dynamics models. *TIMS Stud. Manag. Sci.* **1980**, *14*, 209–228.
44. Barlas, Y.; Erdem, A. Output Behavior Validation in System Dynamics Simulation. In Proceedings of the European Simulation Symposium, Istanbul, Turkey, 9–12 October 1994; Volume 1, pp. 1–4.
45. Green Energy Markets. *Final 2021 Projections for Distributed Energy Resources—Solar Pv and Stationary Energy Battery Systems*; Report for AEMO; Green Energy Markets Pty Ltd.: Hawthorn, Australia, 2021; pp. 1–93.

Disclaimer/Publisher’s Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

Twinned Renewable Energy Accumulation: Case of Wind and Hydro Energy

Katarina BRENCĒ¹, Edgars KUDURS^{2*}, Kārlis VALTERS³, Dagnija BLUMBERGA⁴

¹⁻⁴*Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Āzenes street 12/1, Riga, LV-1048, Latvia*

Received 05.07.2023; accepted 09.10.2023

Abstract – Renewable energy sources (RES) are the key element of sustainable energy systems. To accommodate the intermittency of wind (and solar) electricity generation, energy storage is critical. The aim of the study was to evaluate the potential of wind energy storage in the existing hydropower plant reservoirs in Latvia with the pumped hydroelectric energy storage (PHES) technology, considering the current and projected future wind energy capacities. An algorithm was developed and used for data aggregation and analysis, calculations, and forecasting. The three River Daugava hydroelectric power plants are the largest electricity producers in Latvia, and their generation capacity depends on seasonal variations. Currently, Latvia's electricity generation from RES is the highest during the spring season when maximum hydropower potential is utilized. However, wind energy has a potential to grow and could supplement hydropower throughout the year. Decreasing the existing administrative procedure heaviness to faster achieve the climate neutrality targets and energy autonomy by increasing RES development in Latvia is a way to create sustainable energy production. A rational future scenario in Latvia is to expand wind parks and integrate pumped hydroelectric energy storage systems in the existing cascade hydropower plants.

Keywords – Electricity production; energy storage; Latvia; pumped hydroelectric energy storage; renewable energy.

1. INTRODUCTION

Climate change has become a grave global threat. The world is currently facing two serious challenges – to meet the growing demand for energy and to reduce greenhouse gas (GHG) emissions, while also improving energy efficiency. Increasing the share of renewable energy sources (RES) is an effective way to address these challenges and to contribute to energy transition [1], [2]. RES also play an important role in ensuring energy security, reducing pollution and the associated health effects, and increasing employment [3]. Renewable energy reduces GHG emissions by harnessing natural resources such as solar radiation, wind, water, and geothermal energy. However, the production capacity of renewable energy is difficult to predict, and it is subject to the diurnal cycle, weather conditions, seasons, and yearly variations. To accommodate the intermittency of solar and wind energy generation, renewable energy can be accumulated and stored during peak production periods and utilized when weather conditions prevent sufficient renewable electricity production and the demand for electricity is high. This reduces the need to rely on fossil fuels such as oil, coal, and natural gas to meet electricity demands [4].

* Corresponding author.
E-mail address: edgars.kudurs@gmail.com

Currently, the share of wind and solar photovoltaic (PV) power together is a little over 1 % of the global primary energy supply. However, the global increase in installed wind and solar capacity has been ‘striking’ [5]. In the period between 1980 and 2018 the annual growth rate of installed onshore and offshore wind power capacities in the world averaged 25 % [5]. Besides hydropower, onshore wind energy is the most significant renewable energy technology globally and it has grown from 13 % to 24 % of the renewable energy capacity over the period 2009–2018 [6], [7]. Due to its cost-effectiveness and sustainability wind energy is regarded as one of the most feasible renewable energy sources. Wind farms are being built in many countries worldwide, that add renewable electricity to their grids [8]. Wind and solar energy are the renewable energy technologies with the highest potential to satisfy future electricity demands and to meet the decarbonization targets [9], [10].

The key challenge in integrating renewable energy (solar and wind) into the power system is to balance the supply and demand when variable factors, solar intensity and wind speed, determine the electricity generation [10]. Fluctuations in electricity supply and demand can be balanced by accumulating and storing electricity during periods of high production and low demand and releasing it back to the electric power grid when production is lower or demand is higher [4], [11]–[13]. Energy storage allows to balance not only inherent but also disruption induced supply-demand disbalances, having a positive effect on the energy system resilience [14].

Available energy storage technologies for the power system are classified into mechanical, chemical, electrochemical, electromagnetic, and thermal [10], [15]. Pumped hydroelectric energy storage, for example, belongs to the mechanical storage technologies [12]. AL Shaqsi *et al.* [16] have reviewed and compared technical characteristics, advantages, limitations, costs, and environmental aspects of the available energy storage technologies.

A pumped hydroelectric energy storage (PHES) system contains two water reservoirs. It stores the electrical energy in the form of potential energy of water in the upper reservoir. Surplus electricity is used during lower demand periods to pump water from the lower elevation water reservoir to the upper elevation water reservoir. In the higher demand periods, the water stored in the upper reservoir is allowed to flow through turbines to generate electricity exactly as in the conventional hydroelectric power generation system [15], [17]. PHES systems can consist of one upper and one lower reservoir (closed-loop system) or one upper reservoir and a river, lake, sea or other waterbody serving as the lower reservoir (open-loop system) [18]. Conventional cascade hydropower plants (HPPs) can also be transformed into pumped hydroelectric storage systems [19]–[21], what is the focus of the current study.

Pumped hydroelectric energy storage is considered the most mature of all available energy storage technologies [22]. The reported share of PHES in the global electricity storage capacity is 96 % [16], [23]. PHES have large capacity and long discharge time, that are essential in averting curtailment, decreasing total costs, and reducing emissions [22], [24], [25]. In several recently published review papers ([4], [12], [18], [22]–[28]) the increasing importance of PHES in different energy systems is shown. Ali *et al.* [18] provide a systematic review of the drivers and barriers to the deployment of PHES facilities. Mahfoud *et al.* [22] review optimal operation of PHES and the current research and industry-oriented aspects. One of the conclusions is that PHES can operate with single energy source but can also be linked to several different (e.g., wind and solar) energy sources to form an efficient energy system, providing more flexibility for operators and decision-makers [22]. The main role of PHES is to balance the electrical grid regardless of the power production sources used to produce electricity. However, it is the most useful to accumulate and store wind and solar energy [15], [27]. To compensate for a potential electrical grid stability reduction because of an increasing share of intermittent renewable energy sources, large scale

utilization of energy storage will become critical [26]. Additionally, the electrification rates are likely to increase in the future and the electricity sector will play an even more important role [10].

PHES is included in various energy system models [29], [30]. For example, Liu *et al.* [29] propose an optimum clean energy dominated fuel mix integrated with pumped hydroelectric energy storage and green vehicles for a city to advance decarbonization by 2050. The study covers residential, commercial, industry and transport sectors.

Hydropower is by far the largest electricity production source in Latvia [31]. There are three cascade HPPs on the largest river in the country – River Daugava. The total installed electrical capacity of Daugava HPPs is 1558 MW [32]. There are considerable seasonal and annual produced hydroelectricity variations [31]. The hydropower generation varies from season to season and year to year. In 2022, the electricity output at the Daugava HPPs was 2.7 TWh [32].

Integration of renewable energy sources and pumped hydroelectric energy storage in the reservoirs of existing HPPs has been studied elsewhere ([19]–[21], [33]), however, studies on the potential of storage of wind energy with the PHES technology in Latvia are scarce [34].

While in the world context, the country with the largest installed capacity of wind energy is China, already reaching several hundred GW of capacity, meanwhile, a total of 112 wind turbines with a total capacity of 136 MW have been installed in Latvia [35]. Evaluating Latvia's developing wind energy capacity in the context of the Baltic states, Lithuania and Estonia have built more wind farms, doubling and quadrupling Latvia's capacity [36].

In 2023, the European Commission published a report 'Technical support for RES policy development and implementation – simplification of permission and administrative procedures for RES installations (RES Simplify)' [37], where the administrative burden of EU countries to develop RES is assessed. Lithuania and Estonia have taken steps to reduce the administrative burden for renewable energy development in several stages, while Latvia has eased only pre-application consultation. Project implementation steps for onshore wind in Latvia are also among the hardest in Baltic countries [37]. In Latvia, there are appropriate weather conditions to build onshore and offshore wind farms but there are a lot of steps of administrative procedure and many unclear factors because of the lack of experience of wind farms' development at national level.

At the end of 2022, the Latvian Parliament (Saeima) approved the Law on the Facilitated Procedures for the Construction of the Energy Supply Buildings Required for the Promotion of Energy Security and Autonomy [38] to facilitate the construction of wind farms of 50 MW and more. However, according to State Environmental service of the Republic of Latvia no wind farm developer has requested technical rules within the framework of this law [39].

The aim of the study was to evaluate the potential of wind energy storage in the existing hydropower plant reservoirs in Latvia with the pumped hydroelectric energy storage technology, considering the current and projected future wind energy capacities. The results are applicable also to other countries with hydropower plants on large rivers in similar, plain terrain.

2. MATERIALS AND METHODS

Scientific literature, reports, policy plans, development trends, and future forecasts were critically reviewed and analysed to characterise the current energy supply system in Latvia. Analytical methods were employed to explore relationships between weather conditions and electricity production intensity by aggregating and interpreting data obtained from official

databases. Cluster analysis methods and descriptive analysis methods, such as the mean arithmetic approach and percentage distribution, were also utilized.

The country's energy supply system was characterised by the available local electricity generation capacity, the total electricity consumption of the country, and the available energy resources (fossil fuels and renewables). To assess the potential for storage of electricity generated from renewable energy sources (solar, water, wind), it was necessary to evaluate the current total installed generation capacity, the total electricity generated, and its distribution by source. The balance of generated electricity against consumption was calculated to determine the electricity surplus. In cases where the electricity balance was positive (surplus), the generated electricity exceeded local consumption, allowing for storage of electricity that can be used during periods when the balance is negative. The electricity balance was assessed in various time intervals - annually, monthly, daily, and hourly - to determine the potential for electricity storage in Latvia.

To characterize Latvia's energy supply system, identify its development trends, and estimate potential electricity storage volumes, data from official databases such as the Central Statistical Bureau of Latvia (CSB), Latvenergo AS, Augstsprieguma tīkls AS (electricity market reports), weather observations from the Latvian Environment, Geology, and Meteorology Centre (LEGMC), and research studies were used as sources of the input data.

In conducting the assessment, analysis, and calculations, the following input data were used:

- Latvian electricity generation capacities by energy sources (yearly): information on the installed capacities of different types of power generation sources in Latvia. These data provide an overview of the country's electricity generation potential from each energy source.
- Total electricity generated in Latvia: data on the total electricity production in Latvia, measured at different time intervals, including yearly, monthly, daily, and hourly levels.
- Total electricity consumption in Latvia: statistical data on the overall electricity consumption in Latvia, measured at different time intervals, including yearly, monthly, daily, and hourly levels. This data represents the electricity demand in the country during specific time periods.
- Share of renewable energy in the total electricity generated: the proportion of electricity generated from renewable energy sources in the total electricity generation.
- Daugava River flow rate (m³/s): data on the flow rate of the Daugava River, which is significant for hydroelectric power generation.
- Wind speed (m/s): data on the average wind speed in Latvia, which is essential for assessing the potential energy generation from wind turbines.

The assessment of Latvia's electricity production profile began with an evaluation of the existing production capacity by assessing the main sources of electricity generation and their potential in Latvia. Considering both the EU and Latvia's climate neutrality goals, it was necessary to conduct an evaluation of the energy supply from the perspective of renewable energy resource utilization, assessing the RES share in Latvia's total electricity consumption and its potential increase in the future. Considering that RES are intermittent in nature, it was also important to assess the possibilities of electricity storage during periods of surplus generation to meet Latvia's electricity consumption. The assessment of Latvia's energy supply was conducted according to the following methodology (see the data analysis algorithm in Fig. 1).

1. Assessment of Latvia's existing RES capacity and production based on climatic conditions (water flow, wind speed, etc.).
2. Share of RES (%) in electricity generation.
3. Trends in electricity production and consumption in Latvia by seasons, weekdays and weekends, and hourly variations.
4. Possibilities for the accumulation of surplus electricity generated from RES.
5. Future opportunities and forecasts for increasing RES capacity and electricity generation, as well as future electricity storage potential in Latvia's territory.

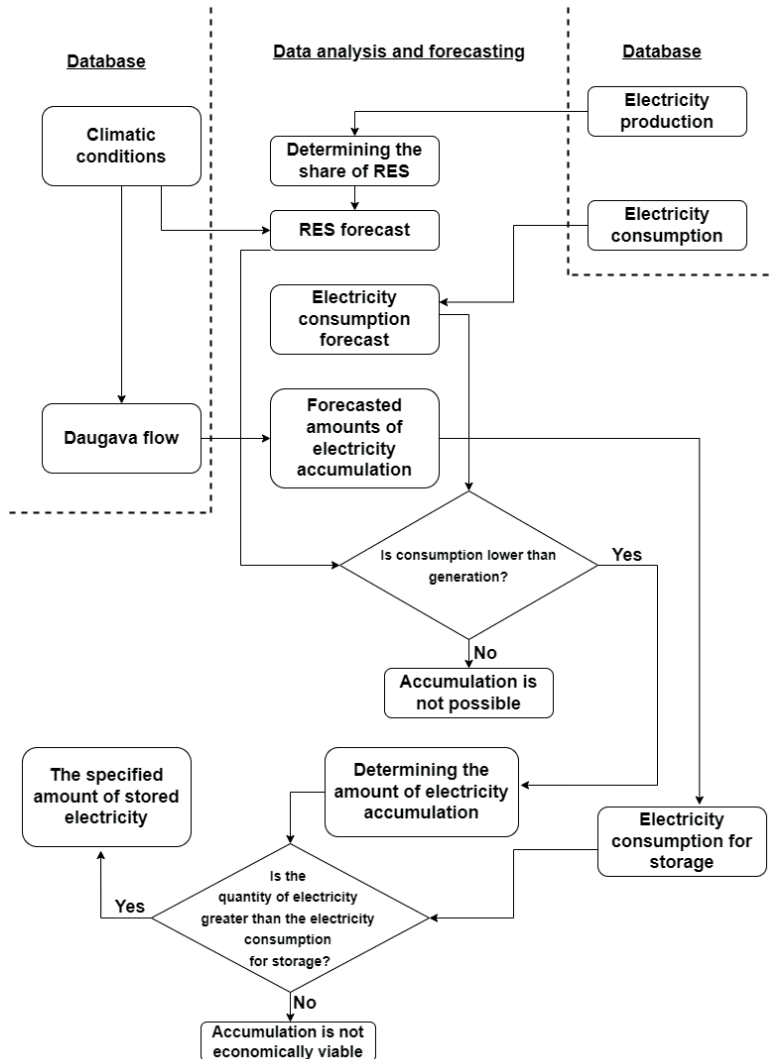


Fig. 1. Electricity production and consumption, climatic conditions, and the Daugava River flow data analysis algorithm to assess the potential for surplus electricity storage in Latvia.

3. RESULTS AND DISCUSSION

The share of RES in the total generated electricity in Latvia is shown in Fig. 2. On average, depending on the season, which greatly influences electricity generation from RES, Latvia generates around 40 % to 50 % of the total required electricity from RES. The three River Daugava hydropower cascades contribute the largest share to the overall electricity generation, providing the base capacity of Latvia's electricity [31]. Until 2021, the capacity of wind energy generation was only 77–78 MW, but in 2022, it increased to 136 MW due to the launching of a new wind farm [40]. In 2022, there was also a significant increase in solar energy capacity [41]. With the intensification of the geopolitical situation in Europe, residents are increasingly considering individual energy independence. Additionally, the government of Latvia has offered support for the installation of solar panels in households [42], leading to a significant increase in the total installed solar capacity. Currently, solar energy production capacity in the country is nearly 150 MW, in the past three years it has increased approximately nine times [43].

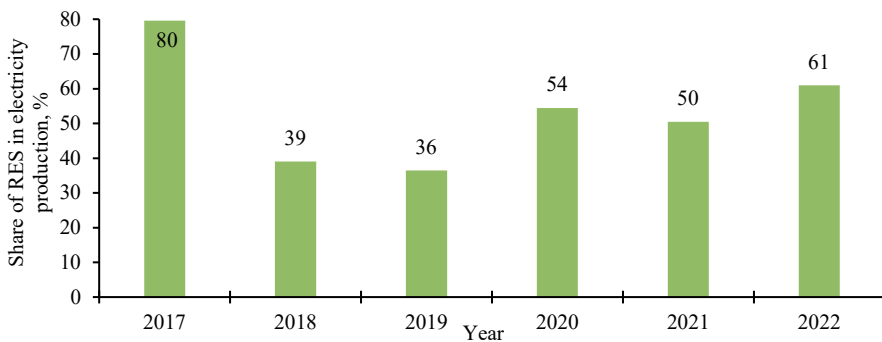


Fig. 2. Share of renewable energy sources (%) in the total generated electricity in Latvia (2017–2022). Data: Latvenergo AS.

The amount of electricity generated from RES is highly variable depending on the season and weather conditions. It is true not only for wind and solar energy, but also for hydropower. The operation and output of the three HPPs depend on winter harshness and the flow of the Daugava River (Fig. 3.). If there is low water, there is less resource to generate electricity from, which means that the electricity generation in dry summers in Latvia is several times lower. On the other hand, during the spring thaw period, the locally generated electricity fully meets the demand in Latvia.

There are not only seasonal but also annual variations in hydropower production. In April 2023 the three hydropower plants on River Daugava produced 893 gigawatt hours (GWh) or approximately 90 % of the total electricity produced in Latvia. In that month due to the high inflow of water in River Daugava, the largest amount of electricity was produced in Latvia since April 2011. In January 2023 Daugava HPPs produced 638 GWh (69 % of the total electricity produced in the country). In January 2022 the share of Daugava HPPs in the total electricity produced was only 43 % [31].

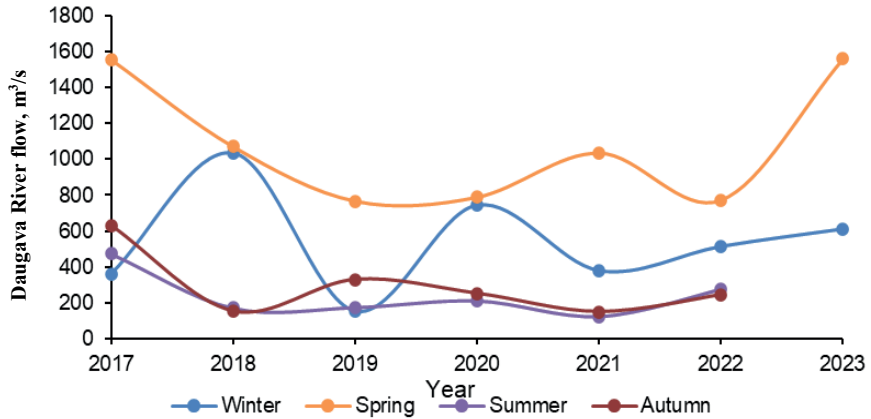


Fig. 3. Daugava River flow in Jēkabpils (m³/s) by seasons (2017–2023). Data: aggregated from Latvian Environment, Geology and Meteorology Centre (LEGMC).

By calculating Latvia's annual electricity balance, which is the difference between generated and consumed electricity, it was concluded that the production volume of electricity in Latvia is uneven and insufficient to meet local electricity demand (Table 1). The annual electricity balance is mainly negative, resulting in a reliance on electricity imports.

TABLE 1. LATVIA'S ELECTRICITY BALANCE (IN GWH) BY MONTH (2017–2022); POSITIVE BALANCE AND THE ANNUAL TOTAL VALUES ARE HIGHLIGHTED IN BOLD DATA: AGGREGATED FROM LATVENERGO AS

Month	2017	2018	2019	2020	2021	2022
January	43.7	184.1	-107.8	-31.8	-65.7	-156.3
February	-25.8	69.7	-146.2	-16.5	-40.7	-151.8
March	302.9	4.7	34.6	44.9	56.5	-192.9
April	161.5	238.8	-80.9	-177.5	73.8	75.0
May	12.7	-138.6	-160.7	-110.1	-46.6	-168.6
June	-164.8	-244.1	-144.7	-52.3	-200.4	-259.2
July	-177.8	-196.8	-198.5	-293.1	-291.3	-336.1
August	-178.3	-141.4	-54.0	-173.0	-419.6	-310.9
September	-39.6	-180.2	-17.5	-225.0	-265.9	-330.2
October	-14.6	-239.3	-107.8	-285.0	-335.1	-352.4
November	85.0	-151.3	-42.0	-154.8	-200.1	-104.7
December	59.2	-157.1	-92.5	-151.5	-37.4	-23.5
Total:	64.2	-951.5	-1118.1	-1625.7	-1772.5	-2311.5

Summarizing the volume of generated and consumed electricity by month and calculating the balance, a trend was observed where a positive balance is mostly achieved during the spring months. The largest share of electricity production in Latvia comes from the three Daugava hydropower plants. The highest water flow in the Daugava River occurs during spring, the thawing period when ice and snow melt, which results in higher hydropower

production [31]. This can be seen in Table 1, which shows the electricity balance by months and years. Over the period 2017–2022 the electricity balance in Latvia has been positive predominantly in spring months – March and April.

To evaluate the potential of electricity storage, a more detailed assessment was conducted using a clustering method, grouping the generated and consumed volumes by seasons and by days – weekdays and weekends, while assessing the intensity of electricity production and consumption (Figs. 4–7).

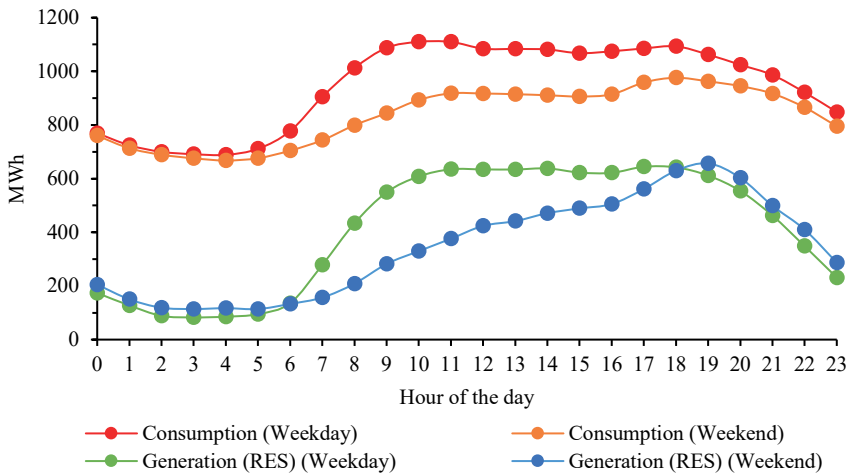


Fig. 4. Electricity generation from renewable energy sources (RES) and consumption in winter (weekends and weekdays) in Latvia in 2022. Data: aggregated from Latvenergo AS.

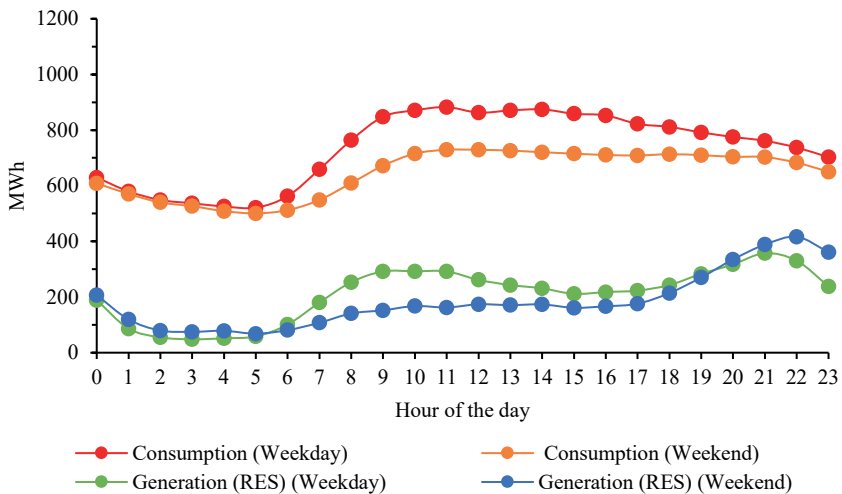


Fig. 5. Electricity generation from renewable energy sources (RES) and consumption in spring (weekends and weekdays) in Latvia in 2022. Data: aggregated from Latvenergo AS.

Fig. 4 illustrates the electricity winter production and consumption trend within a day, showing that consumption increases from 06:00 in the morning and decreases only after 20:00. The electricity generation pattern has a similar geometric shape to the consumption pattern because local generation capacities strive to meet the demand for electricity, but during the winter period, they fall short due to decreased RES production volumes. In Fig. 5 it is evident that electricity generation in spring approaches the consumption level due to the onset of the thawing period in the Daugava River, enabling utilization of the base capacity of Daugava HPPs to generate electricity. In comparison to the winter period, a reduction in electricity consumption was observed during the brighter and warmer spring weather.

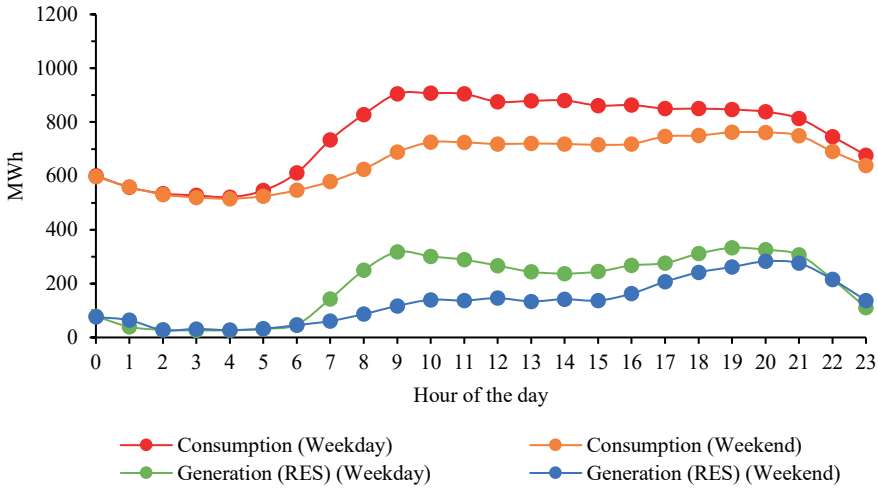


Fig. 6. Electricity generation from renewable energy sources (RES) and consumption in summer (weekends and weekdays) in Latvia in 2022. Data: aggregated from Latvenergo AS.

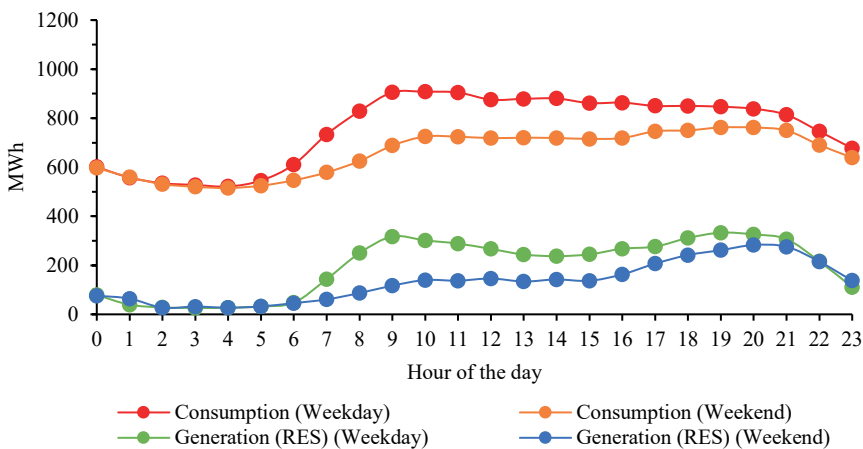


Fig. 7. Electricity generation from renewable energy sources (RES) and consumption in autumn (weekends and weekdays) in Latvia in 2022. Data: aggregated from Latvenergo AS.

Fig. 6 shows the trends during the summer period. In the summer, there is a decrease in both electricity generation intensity and consumption. This is associated with a decrease in the water flow of the Daugava River and the longer daylight hours when heating and lighting devices are used less frequently.

Fig. 7 depicts electricity generation and consumption during the autumn season. It can be observed that electricity consumption increases again, while the production volume is nearly equivalent to the summer period.

From the analysed data it was concluded that currently the consumption of electricity exceeds its generation from RES (Figs. 4–7), although the Daugava hydroelectric power plants were able to achieve a positive electricity balance during certain periods in April 2022 (data not shown). Looking at the total electricity balance there are a few months when the electricity balance in Latvia has been positive (see Table 1). The positive balance enables to store the excess energy in the water reservoirs with the PHES technology. This stored energy could be used during times when the demand for electricity is high. In addition, the capacities of RES are expected to grow in the future, and wind and solar energy will be needed to store during peak production hours.

If hydroelectric power reaches its maximum potential during spring, then the maximum potential for wind power is achieved in winter months when the highest average wind speeds are observed throughout the territory of Latvia (Fig. 8).

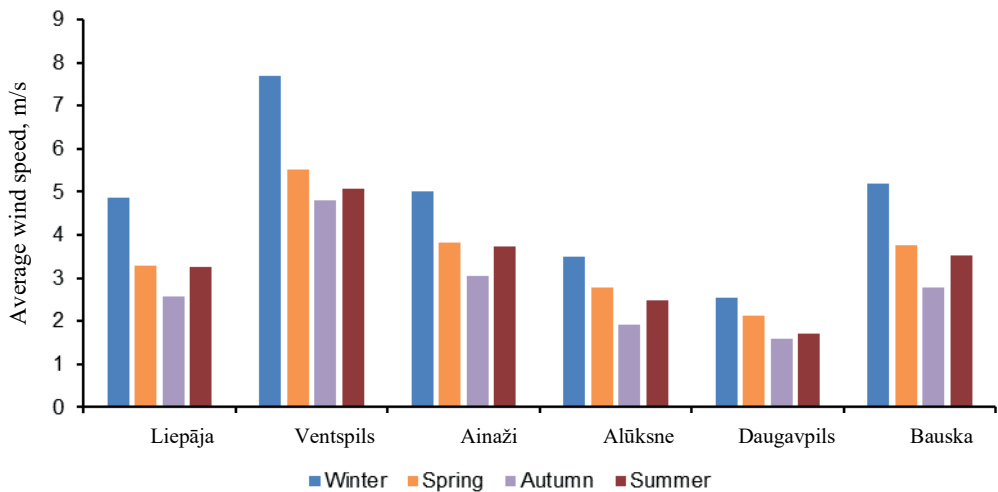


Fig. 8. Average wind speed (m/s) in different Latvian cities and seasons in 2022. Data: aggregated from Latvian Environment, Geology and Meteorology Centre (LEGMC).

It has been observed that average wind speed is lower in the eastern part of Latvia, while it is significantly higher along the Baltic Sea coast and in the central region, making them attractive for wind park investors. In 2022, the total installed wind energy capacity in Latvia reached 136 MW [40]. If the total installed capacity reached 1000 MW, the generated electricity would increase by a factor of 7, and reaching a capacity of 2000 MW would result in a 14-fold increase in generated electricity. If the total installed wind energy capacity in 2022 were 1000 MW, wind generation could provide approximately 25–30 % of Latvia's electricity during the winter period, while in autumn, it could reach 50 % or more. If the total installed wind energy capacity in Latvia in 2022 were 2000 MW, there would be an excess of electricity in autumn (see Fig. 9).

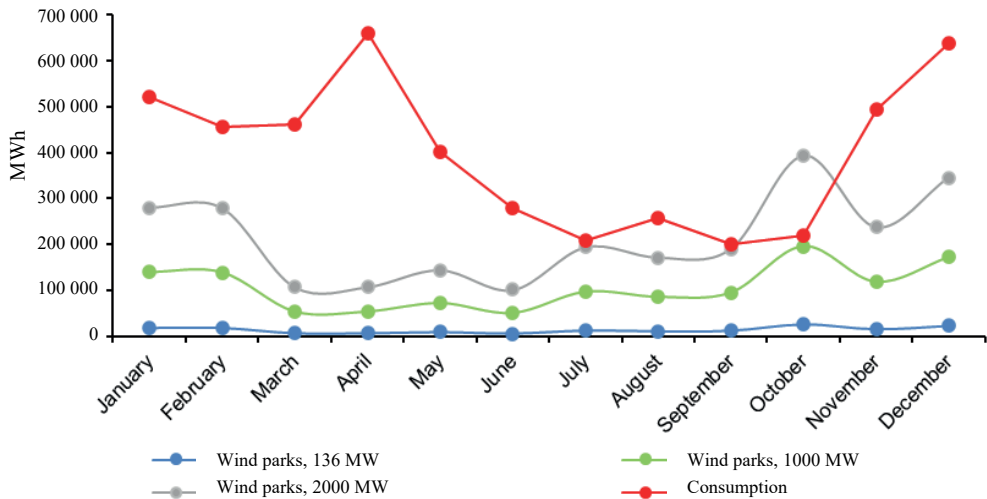


Fig. 9. Wind energy generation (blue line) and consumption (red line) in Latvia in 2022, wind energy generation if the capacity were 1000 MW (green line), and if the capacity were 2000 MW (grey line).

The estimated Latvia's offshore wind energy potential is approximately 15 GW [44]. This potential is untapped as there are currently no offshore wind generators installed on the coast of Latvia in the Baltic Sea. The offshore wind potential, if fully exploited, would cover Latvia's electricity consumption in excess (Fig. 10).

Wind energy production in Latvia is planned to grow by 2030, as outlined in the National Energy and Climate Plan of Latvia 2021–2030 (NECP) [45]. Expansion of wind energy will require adjustments in the current electrical grid [44], as well as new energy storage facilities. Conversion of the existing Daugava River hydropower plants to accommodate pumped hydroelectric energy storage is a potential solution.

To achieve the established wind energy goals in national level, it is necessary to revise the national regulations to make it feasible – shorter administrative procedures, taking in account other countries' experience. For example, in Germany 2 % of the territory is reserved for onshore wind park development which means that in these zones wind parks can be developed without environmental impact assessments [46]. To develop wind parks in these zones it is necessary to pay 450 EUR per MW a year and to install bird protection solutions (cameras, radar etc.) [47].

In NECP of Latvia it is mentioned that it would be useful to develop publicly available maps that depict the development potential of solar and wind energy parks in the territory of Latvia, considering the conducted studies on various limitations, as well as the limitations of territorial planning [45].

The River Daugava HPPs are the biggest hydropower plants in the country, that provide a large share of renewable energy to the electrical grid. In 2022, 2.7 TWh of electricity were generated at the Daugava HPPs. The installed electrical capacities are: 908 MW (Plavinas HPP), 402 MW (Riga HPP), and 248 MW (Kegums HPP). The locations on River Daugava from the most upstream to downstream are: Plavinas, Kegums, and Riga. By installed capacity Plavinas HPP is the largest hydropower plant in the Baltic states and one of the largest in the European Union [32]. The three Daugava River HPPs store water in the reservoirs behind dams and produce electricity during peak hours. An exception is when there is flood and higher water flow in the river in spring. Then the hydro power plants are operated at maximum

capacity. If the water level is too high, it is let through spillway gates for safety and environmental reasons. Thus, electricity balancing capabilities of HPPs are limited in spring [34].

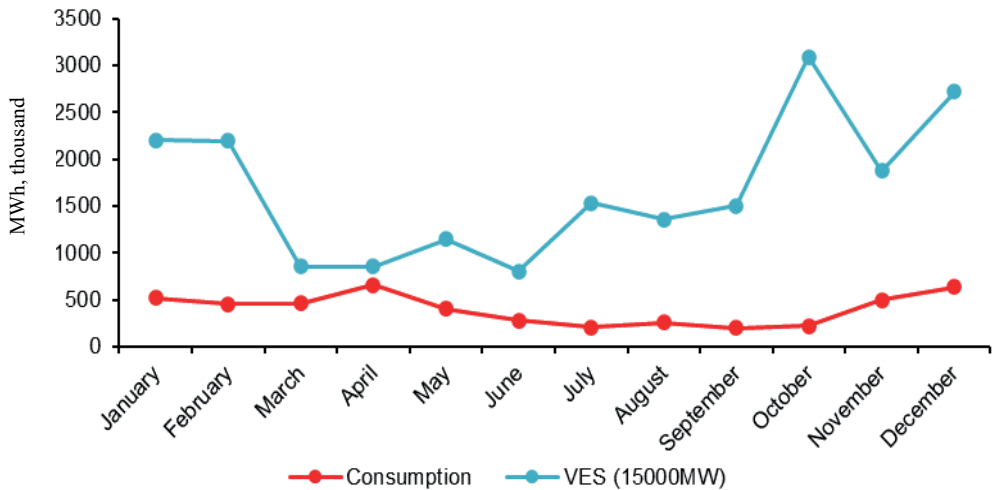


Fig. 10. Latvia's offshore wind farm potential (shown in blue) compared to Latvia's electricity consumption in 2022 (shown in red) by month.

Due to high capital costs and environmental reasons, it is preferred not to build the pumped hydroelectric energy storage system anew, but rather adapt already existing cascade HPPs [19]–[21], [33], [34]. The efficiency of pumped hydroelectric energy storage range between 75 % and 85 % [48]. PHES is the most effective storage method for large amounts of electrical energy. The energy can be stored for a long time and the system has a fast response velocity and flexible start and stop times [49]. PHES is useful for integration and balancing of renewable, e.g., solar and wind, energy in the electrical grid.

The amount of energy that can be stored with PHES technology depends on the height difference between the reservoirs and the volume of water that can be transported between the reservoirs [17], [34]. Plavinas, Kegums, and Riga HPPs have net heads of 40, 14, and 18 m and volumes of the water reservoirs are 0.509, 0.157, and 0.339 km³, respectively. A more detailed analysis of the technical aspects, as well as investment costs of potential adapting of Daugava HPPs for pumped hydroelectric energy storage is outside the scope of this paper. Further research is needed.

Based on the evaluation with the created data analysis algorithm, it can be concluded that Latvia has a great potential for wind energy development, as it can generate electricity during months when hydroelectric power production is lower due to the water level of the Daugava River. This would make Latvia's power supply more secure and less dependent on imported energy, while also contributing to the achievement of climate targets. By developing additional solar energy capacity as well, it is possible to increase the share of locally produced electricity, particularly during the summer months when solar irradiation is higher. Incorporation of pumped hydroelectric energy storage in the existing River Daugava hydropower plants would further facilitate the development of renewable energy. This diversified approach to energy generation and storage can ensure both security and sustainability in the electricity supply of Latvia.

4. CONCLUSIONS

The three Daugava hydroelectric power plants are the largest electricity producers in Latvia, and their generation capacity depends on seasonal weather conditions such as winter intensity and rainfall, which affect the water flow in the Daugava River. Currently, Latvia's electricity generation from RES is the highest during the spring season when maximum hydropower potential is utilized. Therefore, the share of RES in the total electricity produced in Latvia ranges from 39–80 %. The HPPs capacity of Latvia is fully used, there are no more options to develop large HPPs. However, there is unused potential in other RES such as wind and solar. The existing wind energy capacity in Latvia is only 136 MW while in the other Baltic countries – Lithuania and Estonia – the installed capacity of wind energy is higher. The analysis of available data shows that by developing additional wind (and solar) energy generation capacities, Latvia would have the opportunity to supplement electricity production during seasons when the output from the Daugava hydroelectric power plants is low. It would be advantageous to expand wind energy capacities in Latvia; increasing the existing generation capacities by a factor of 7 would provide an additional 25 % of the total electricity consumption, while a 14-fold increase in capacities could supply more than 50 % of Latvia's total electricity consumption. To achieve this ambitious target faster - to increase installed wind energy capacity, it is necessary to decrease the existing administrative procedure heaviness of RES development. Many administrative steps for wind farms' development are unclear because of the lack of experience on national level in Latvia, what is the main obstacle to wind capacity increase. A rational future scenario in Latvia is to expand wind parks and integrate pumped hydroelectric energy storage systems in the existing cascade hydropower plants to ensure sustainable energy supply.

ACKNOWLEDGEMENTS

This work has been supported by the European Social Fund within the Project No 8.2.2.0/20/I/008 “Strengthening of PhD students and academic personnel of Riga Technical University and BA School of Business and Finance in the strategic fields of specialization” of the Specific Objective 8.2.2 “To Strengthen Academic Staff of Higher Education Institutions in Strategic Specialization Areas» of the Operational Programme «Growth and Employment”.

REFERENCES

- [1] Tian X., An C., Chen Z. The role of clean energy in achieving decarbonization of electricity generation, transportation, and heating sectors by 2050: A meta-analysis review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2023;182:113404. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113404>
- [2] Jiang B., Raza M. Y. Research on China's renewable energy policies under the dual carbon goals: A political discourse analysis. *Energy Strategy Reviews* 2023;48:101118. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2023.101118>
- [3] Azarpour A., Mohammadzadeh O., Rezaei N., Zendejboudi S. Current status and future prospects of renewable and sustainable energy in North America: Progress and challenges. *Energy Conversion and Management* 2022;269:115945. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115945>
- [4] Mitali J., Dhinakaran S., Mohamad A. A. Energy storage systems: a review. *Energy Storage and Saving* 2022;1(3):166–216. <https://doi.org/10.1016/j.enss.2022.07.002>
- [5] Lowe R. J., Drummond P. Solar, wind and logistic substitution in global energy supply to 2050 – Barriers and implications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2022;153:111720. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111720>
- [6] International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Capacity Statistics 2019. Mar. 31, 2019. [Online]. [Accessed: 02.07.2023]. Available: <https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019>
- [7] McKenna R., et al. High-resolution large-scale onshore wind energy assessments: A review of potential definitions, methodologies and future research needs. *Renewable Energy* 2022;182:659–684. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.10.027>

- [8] Msigwa G., Ighalo J. O., Yap P.-S. Considerations on environmental, economic, and energy impacts of wind energy generation: Projections towards sustainability initiatives. *Science of The Total Environment* 2022:849:157755. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.157755>
- [9] Pietzcker R. C., Stetter D., Manger S., Luderer G. Using the sun to decarbonize the power sector: The economic potential of photovoltaics and concentrating solar power. *Applied Energy* 2014:135:704–720. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.011>
- [10] Jafari M., Botterud A., Sakti A. Decarbonizing power systems: A critical review of the role of energy storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2022:158:112077. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112077>
- [11] US EPA. Electricity Storage, 2022. [Online]. [Accessed: 27.06.2023]. Available: <https://www.epa.gov/energy/electricity-storage>
- [12] Mahmoud M., Ramadan M., Olabi A.-G., Pullen K., Naher S. A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications. *Energy Conversion and Management* 2020:210:112670. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.112670>
- [13] Li J., *et al.* How to make better use of intermittent and variable energy? A review of wind and photovoltaic power consumption in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2021:137:110626. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110626>
- [14] Jasiūnas J., Lund P. D., Mikkola J. Energy system resilience – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2021:150:111476. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111476>
- [15] Rana M. M., *et al.* Applications of energy storage systems in power grids with and without renewable energy integration – A comprehensive review. *Journal of Energy Storage* 2023:68:107811. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.107811>
- [16] AL Shaqsi A. Z., Sopian K., Al-Hinai A. Review of energy storage services, applications, limitations, and benefits. *Energy Reports* 2020:6(S7):288–306. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2020.07.028>
- [17] Michaelides E. E. *Alternative Energy Sources*. Berlin, Heidelberg: Springer, 2012. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-20951-2>
- [18] Ali S., Stewart R. A., Sahin O. Drivers and barriers to the deployment of pumped hydro energy storage applications: Systematic literature review. *Cleaner Engineering and Technology* 2021:5:100281. <https://doi.org/10.1016/j.clet.2021.100281>
- [19] Ju C., Ding T., Jia W., Mu C., Zhang H., Sun Y. Two-stage robust unit commitment with the cascade hydropower stations retrofitted with pump stations. *Applied Energy* 2023:334:120675. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120675>
- [20] Toufani P., Nadar E., Kocaman A. S. Operational benefit of transforming cascade hydropower stations into pumped hydro energy storage systems. *Journal of Energy Storage* 2022:51:104444. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104444>
- [21] Zhang J., Cheng C., Yu S., Shen J., Wu X., Su H. Preliminary feasibility analysis for remaking the function of cascade hydropower stations to enhance hydropower flexibility: A case study in China. *Energy* 2022:260:125163. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125163>
- [22] Mahfoud R. J., Alkayem N. F., Zhang Y., Zheng Y., Sun Y., Alhelou H. H. Optimal operation of pumped hydro storage-based energy systems: A compendium of current challenges and future perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2023:178:113267. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113267>
- [23] Nadeem F., Hussain S. M. S., Tiwari P. K., Goswami A. K., Ustun T. S. Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems. *IEEE Access* 2019:7:4555–4585. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2018.2888497>
- [24] Rehman S., Al-Hadhrani L. M., Alam Md. M. Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015:44:586–598. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.040>
- [25] Pérez-Díaz J. I., Chazarra M., García-González J., Cavazzini G., Stoppato A. Trends and challenges in the operation of pumped-storage hydropower plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015:44:767–784. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.029>
- [26] Hoffstaedt J. P., *et al.* Low-head pumped hydro storage: A review of applicable technologies for design, grid integration, control and modelling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2022:158:112119. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112119>
- [27] Javed M. S., Ma T., Jurasz J., Amin M. Y. Solar and wind power generation systems with pumped hydro storage: Review and future perspectives. *Renewable Energy* 2020:148:176–192. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.11.157>
- [28] Wang Z., Fang G., Wen X., Tan Q., Zhang P., Liu Z. Coordinated operation of conventional hydropower plants as hybrid pumped storage hydropower with wind and photovoltaic plants. *Energy Conversion and Management* 2023:277:116654. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116654>
- [29] Liu J., Ma T., Wu H., Yang H. Study on optimum energy fuel mix for urban cities integrated with pumped hydro storage and green vehicles. *Applied Energy* 2023:331:120399. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120399>
- [30] Zhao Z., *et al.* Stability and efficiency performance of pumped hydro energy storage system for higher flexibility. *Renewable Energy* 2022:199:1482–1494. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.085>
- [31] Augstsprieguma tikls AS (AST). Latvian electricity market overview. April 2023. [Online]. [Accessed: 04.07.2023]. Available: <https://ast.lv/en/electricity-market-review>

- [32] Latvenergo AS. Generation. Latvenergo. [Online]. [Accessed: 10.07.2023]. Available: <https://latvenergo.lv/en/par-mums/razosana>
- [33] Lical A. R., Fitzgerald N., Leahy P. Pumped-hydro Energy Storage: Potential for Transformation from Single Dams. *JRC Publications Repository* 2012. [Online]. [Accessed: 27.06.2023]. Available: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC68678>
- [34] Zoss T., Karklina I., Blumberga D. Power to Gas and Pumped Hydro Storage Potential in Latvia. *Energy Procedia* 2016;95:528–535. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.09.080>
- [35] Latvian Wind Energy Association. Wind energy for Latvia's future. WEA, Aug. 21, 2021. [Online]. [Accessed: 16.08.2023]. Available: <https://wea.lv/en/>
- [36] WindEurope. Wind energy in Europe. 2020 Statistics and the outlook for 2021–2025. [Online]. [Accessed: 17.08.2023]. Available: https://sl.eestatic.com/2021/02/24/actualidad/210224_windeurope_combined_2020_stats.pdf
- [37] European Commission. Technical support for RES policy development and implementation – simplification of permission and administrative procedures for RES installations (RES Simplify): final report. LU: Publications Office of the European Union, 2023. <https://data.europa.eu/doi/10.2833/894296>
- [38] Legal Acts of the Republic of Latvia. Law on the Facilitated Procedures for the Construction of the Energy Supply Buildings Required for the Promotion of Energy Security and Autonomy. [Online]. [Accessed: 17.08.2023]. Available: <https://likumi.lv/doc.php?id=336089>
- [39] State Environmental Service. Republic of Latvia, VVD. Tehniskie noteikumi. (Technical regulations). [Online]. [Accessed: 17.08.2023]. Available: https://registri.vvd.gov.lv/izsniegtie-tehniskie-noteikumi/?company_name=&company_code=&collapsed=false&action=93&CLS_Territory_ID=&CLS_Territory_ID_autocomplete=&address=&perm_date_from=&perm_date_to=&s=1 (accessed Aug. 17, 2023). (In Latvian).
- [40] Statista. Latvia: onshore wind energy capacity 2022. [Online]. [Accessed: 08.07.2023]. Available: <https://www.statista.com/statistics/868479/onshore-wind-energy-capacity-in-latvia/>
- [41] Sadales tikls AS. Solar power boom in Latvia: nearly 500 newly connected micro-generators a month. [Online]. [Accessed: 08.07.2023]. Available: <https://sadalestikls.lv/en/aktuali/solar-power-boom-latvia-nearly-500-newly-connected-micro-generators-month>
- [42] Atbalsta programma atjaunojamo energoresursu izmantošanai mājāsaimniecībās. (Support programme for the use of renewable energy sources in households). Ministry of Environmental Protection and Regional Development of the Republic of Latvia. [Online]. [Accessed: 08.07.2023]. Available: <https://www.varam.gov.lv/lv/atbalsta-programma-atjaunojamo-energoresursu-izmantosana-majsaimniecibas> (In Latvian).
- [43] Sadales tikls AS. Reserved capacity of solar power plants reaches 900 MW. [Online]. [Accessed: 10.07.2023]. Available: <https://sadalestikls.lv/en/aktuali/Reserved-capacity-of-solar-power-plants-reaches-900MW>
- [44] LWEA: Unlocking the potential of Latvian offshore wind. Baltic Wind. [Online]. [Accessed: 10.07.2023]. Available: <https://balticwind.eu/lwea-unlocking-the-potential-of-latvian-offshore-wind/>
- [45] National Energy and Climate Plan of Latvia 2021–2030. [Online]. [Accessed: 10.07.2023]. Available: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2019-03/ec_courtesy_translation_lv_necp_0.pdf
- [46] New law reserves 2% of German land area for onshore wind by 2032. [Online]. [Accessed: 17.08.2023]. Available: <https://www.euractiv.com/section/electricity/news/new-law-reserves-2-of-german-land-area-for-onshore-wind-by-2032/>
- [47] WindBG. Act on the Determination of Land Requirements for Onshore Wind Turbines. [Online]. [Accessed: 17.08.2023]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/windbg/BJNR135310022.html>
- [48] Ming Z., Kun Z., Liang W. Study on unit commitment problem considering wind power and pumped hydro energy storage. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 2014;63:91–96. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.05.047>
- [49] Pérez-Díaz J. I., Chazarra M., García-González J., Cavazzini G., Stoppato A. Trends and challenges in the operation of pumped-storage hydropower plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2015;44:767–784. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.029>



Edgars Kudurs dzimis 1986. gadā Cēsīs. Rīgas Tehniskajā universitātē ieguvis būvinženiera bakalaura grādu (2018) un vides zinātņu maģistra grādu (2020). No 2008. gada piedalījies biogāzes rūpnīcas būvniecībā un saules paneļu uzstādīšanas projektos Latvijā un ārvalstīs. No 2017. līdz 2022. gadam strādājis valsts finanšu institūcijā ALTUM, ieņemot valdes priekšsēdētāja padomnieka amatu, vadījis Uzņēmumu energoefektivitātes departamentu. Patlaban konsultē uzņēmumus ilgtspējīgas attīstības jautājumos neatkarīga eksperta statusā. Zinātniskās intereses saistītas ar ilgtspējas jautājumiem.