

**Gunārs Valdmanis**

# **TRANSPORTA DEKARBONIZĀCIJA, IZMANTOJOT ELEKTRIFIKĀCIJU UN SINTĒTISKĀS DEGVIELAS**

Promocijas darbs



**RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE**

Dabaszinātņu un tehnoloģiju fakultāte  
Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūts

**Gunārs Valdmanis**

Doktora studiju programmas "Vides inženierija" doktorants

**TRANSPORTA DEKARBONIZĀCIJA,  
IZMANTOJOT ELEKTRIFIKĀCIJU UN  
SINTĒTISKĀS DEGVIELAS**

**Promocijas darbs**

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

Rīga 2024

## PATEICĪBAS

Sirsnīgs paldies manam darba vadītājam profesoram *Dr. sc. ing.* Gatim Bažbaueram un Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūta direktorei profesorei *Dr. habil. sc. ing.* Dagnijai Blumbergai par ļoti aktīvu, apjomīgu un neaizstājamu atbalstu un iesaisti promocijas darba tapšanā, morālu atbalstu un būtiskiem priekšlikumiem darba uzlabošanā!

Paldies par sniegto atbalstu darba kolēģiem RTU Vides aizsardzības un siltuma sistēmu institūtā un Industriālās elektronikas, elektrotehnikas un enerģētikas institūtā, Klimata un enerģētikas ministrijā, Latvijas Elektroenerģētiķu un energobūvnieku asociācijā, kā arī sadarbības partneriem uzņēmumos AS “Latvenergo”, AS “Sadales Tīkls” un AS “Augstsprieguma Tīkls”, kuru padoms, vērtējumi, dati un ieteikumi būtiski palīdzēja darba izstrādē!

Īpaša pateicība pāragri aizsaulē aizgājušajam AS “Augstsprieguma Tīkls” padomes priekšsēdētājam, ilggadējam energosistēmu dispečervadības uzņēmuma SIA “DC Baltija” un Latvijas Elektroenerģētiķu un energobūvnieku asociācijas valdes priekšsēdētājam Vilnim Krēsliņam, kura plašās zināšanas, atbalsts un koleģialitāte bija nozīmīgs iedvesmas avots darba izstrādē!

Sirsnīga pateicība par ieguldījumu un idejām visiem publikāciju un zinātnisko rakstu līdzautoriem!

## ANOTĀCIJA

Oglekļa dioksīda un citu siltumnīcefektu izraisošo gāzu (SEG) emisiju samazināšana Eiropas Savienības ekonomikā ir viens no svarīgākajiem Eiropas Savienības klimata un enerģētikas politikas mērķiem. Elektroenerģijas nozare ir viena no nozarēm, kurā ir panākts būtisks progress SEG emisiju samazināšanā, savukārt transporta nozare joprojām rada ļoti ievērojamu daļu no tām, un progress to samazināšanā tiek uzskatīts par salīdzinoši pieticīgu. Transporta nozares elektrifikācija, veicinot elektrotransporta un ar to saistītās infrastruktūras attīstību, kā arī attīstot no elektroenerģijas ražotu sintētisko degvielu ražošanas nozari un infrastruktūru, no emisiju samazināšanas un izmaksu viedokļa tiek uzskatīta par daudzsoļu politiku transporta nozarē. Plānojot šos soļus, ir jāizvērtē arī potenciālās problēmas, ko šāda attīstības tendence rada elektroenerģijas, kā arī citām saistītām tautsaimniecības nozarēm. Ir svarīgi identificēt elektroenerģijas ražotņu un infrastruktūras attīstības izmaksas, elektroapgādes sistēmas tehniskās pārvaldības tehnoloģiskos izaicinājumus, kā arī minēto attīstības tendenču mijiedarbību ar enerģijas tirgus darbību.

Promocijas darbs, kas balstīts uz tematiski saistītu promocijas darba autora zinātnisko publikāciju kopumu, sniedz plašu un sistemātisku analīzi par specifiskiem pasākumiem elektroenerģijas un transporta nozarē. Promocijas darba mērķis ir izpētīt iespējamus vieglā un smagā transporta (t.sk. kuģu un aviācijas) dekarbonizācijas risinājumus, kas balstīti uz no atjaunojamiem energoresursiem ražoto elektroenerģiju (ieskaitot tās lietojumu sintētisko degvielu ražošanā), novērtējot to tehnisko un ekonomisko potenciālu. Promocijas darba ietvaros veiktā analīze pievēršas galvenokārt atjaunojamo energoresursu enerģijas ražotņu īpatsvara pieaugumam, tehnoloģisko risinājumu ietekmei uz enerģētikas un transporta nozares oglekļa emisijām, kā arī paredzamajām šo risinājumu sociālekonomiskajām izmaksām. Pētījumā ņemts vērā arī tas, ka lielu un sarežģītu politikas pasākumu īstenošanai nozīmīgs ir ne tikai šo pasākumu tehnoloģiskais un ekonomiskais pamatojums, bet arī būtisks sabiedrības atbalsts un līdzdalība tādu pasākumu īstenošanā, kuru nodrošināšanai ir divi svarīgākie priekšnoteikumi. Pirmkārt, tie ir pierādāmi sociālekonomiskie ieguvumi lietotājiem



galapatērētāju līmenī, un otrkārt, sabiedrības vairākuma atbalsts valsts pārvaldes institūciju plānotās politikas praktiskai īstenošanai, ko veicina valsts pārvaldes institucionālā kapacitāte. Promocijas darba viens no uzdevumiem ir noskaidrot, vai transporta elektrifikācijas un sintētisko degvielu, kuras ražotas no elektroenerģijas, nozaru attīstība ir tehnoloģiski un ekonomiski pamatota Latvijas apstākļos un kāda ir šo nozaru attīstības scenāriju ietekme uz elektroenerģijas ražošanas jaudām un tirgus attīstību, enerģijas un galapatērētāju mobilitātes izmaksām, kā arī kopējo emisiju apjomu. Darba uzdevums ir arī noteikt iespējamus tehnoloģiskos un politiskos priekšnoteikumus, kas saistīti ar institucionālo spēju stiprināšanu, lai nodrošinātu veiksmīgu pasākumu īstenošanu transporta dekarbonizācijai. Balstoties uz darba secinājumiem, sniegti ieteikumi elektroapgādes un transporta klimatneitralitātes politikas plānošanai. Pētījumam izvirzīta hipotēze, ka ir iespējama vieglā un smagā autotransporta dekarbonizācija Latvijā līdz 2050. gadam, dekarbonizējot vieglo transportu ar elektrifikācijas palīdzību un aizstājot fosilās degvielas smagā transporta sektorā ar sintētiskajām degvielām, kas ir ražotas no atjaunīgas elektroenerģijas. Minētās tehnoloģijas ir nepieciešams ieviest, īstenojot atbilstošus politikas pasākumus no atjaunojamiem energoresursiem ražotās elektroenerģijas un no elektroenerģijas ražotu sintētisko degvielu attīstības veicināšanai .

Promocijas darbā izmantotās pētniecības metodes: sistēmdinamikas modelēšana, kas balstīta uz "Stella Architect" modelēšanas rīku; deterministisks ievades-izvades kompleksu energosistēmu modelēšanas rīks "EnergyPlan"; kā arī matemātiskā modelēšana ar skaitliskām tabulām un statistiskā analīze. Sistēmdinamikas modelēšana ļauj novērtēt dažādu politikas pasākumu cēloņsakarības un mijiedarbību, kā arī nozares attīstības tendences laika gaitā. EnergyPlan vidē veiktās modelēšanas mērķis ir prognozēt transporta elektrifikācijas pasākumu ietekmi uz elektroenerģijas sistēmas tehnoloģiskajiem un ekonomiskajiem rādītājiem. Ar matemātisko modeļu palīdzību veikti aprēķini par elektromobilitātes izmaksām uz vienu galalietotāju, bet statistiskā analīze parāda vēsturiskās tendences korelācijā starp atjaunojamās enerģijas ražošanas apjomiem un elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenām, uz kuru pamata var prognozēt sagaidāmo elektroenerģijas cenu svārstību dinamiku nākotnē un papildu pieprasījuma avotu ietekmi uz cenu veidošanos.

Pēc ievada 1. nodaļā sniegts pārskats par pētāmajiem jautājumiem, t.i., elektrifikācijas un sintētisko degvielu, kuras ražotas no elektroenerģijas, perspektīvām Latvijas apstākļos, elektroenerģijas un transporta nozaru iespējamām tehnoloģiskajām un ekonomiskajām sinerģijām, kā arī būtiskiem priekšnoteikumiem politikas ieviešanai, lai sekmētu pasākumu veiksmīgu īstenošanu, 2. nodaļā aprakstīta pētījumā izmantotā metodoloģija. 3. nodaļā sniegti pētījuma rezultāti, kas iegūti, balstoties uz iepriekš minētajām metodoloģijām, kas ļauj noslēgt promocijas darbu ar secinājumiem. Promocijas darba rezultāti ļauj secināt, ka līdz 2050. gadam ir iespējams dekarbonizēt smagā transporta nozari, izmantojot momentānos atjaunojamās elektroenerģijas pārpalikumus, lai ražotu sintētiskās degvielas un uzglabātu tās lielos apjomos, un no elektroenerģijas ražotu sintētisko degvielu uzkrāšana ļauj minimizēt elektrības importu. Savukārt vieglā transporta sektorā par perspektīvāko uzskatāma virzība uz elektrotransportu, kas ir sasniedzams mērķis, balstoties uz jau šobrīd prognozējamo AER elektroenerģijas ražošanas attīstību līdz 2050. gadam. Secināms arī, ka elektrouzlāde pozitīvi ietekmē tīkla noslodzi un investīciju atdevi, turklāt ātrā uzlāde sekmē tīklu optimizāciju- maksimumslodžu samazināšanu.

## ANNOTATION

Reducing emissions of carbon and other greenhouse substances in the European Union's economy has been one of the most important objectives of the European Union's climate and energy policy. The electricity sector is one of the sectors where overall significant progress has been made in reducing emissions, while the transport sector still accounts for a very significant share of total climate-related emissions, and progress in reducing them is considered relatively modest. The electrification of the transport sector, including by promoting both the development of electric transport and its infrastructure, as well as by promoting the development of so-called sectors and infrastructure for the production of electric fuels, is considered from the point of view of emission reduction and costs as a potentially promising policy for reducing emissions in the sector, however, when planning these steps, it is also necessary to assess the potential challenges that such a development trend poses to the electricity sector, as well as other related economic sectors. Among other things, it is important to identify the necessary costs for the development of electricity production plants and infrastructure, technological challenges for the technical management of the electricity supply system, as well as the interaction of the abovementioned development trends with the operation of the energy market.

The doctoral thesis, which is based on a set of thematically related scientific publications of the author of the thesis, provides an extensive and systematic analysis of specific measures in the electricity and transport sector, the purpose of which is to identify the technological and economic interaction of several technological solutions for the decarbonization of the transport sector with the electricity sector and the technological development trends observed in it (primarily – the increase in the share of renewable energy production plants), technological the impact of the options on the overall emissions of the energy and transport sectors, as well as the expected socio-economic costs of these options. When developing the study, it is also taken into account that not only the technological and economic justification of these measures is essential for the implementation of large and complex policy measures, but also significant public support and participation in the implementation of measures, for the provision of which the most important prerequisites are, firstly, demonstrable socio-economic benefits of users at the

level of final consumers, as well as the support of the majority of the public for the practical implementation of the planned policy of state administration institutions, which is helped by the institutional capacity of the public administration. The task of the doctoral thesis is to find out by modelling whether the development of transport electrification and electric fuel sectors is technologically and economically justified in the conditions of Latvia, and what is the impact of these development scenarios on the production capacity and market development of the electricity sector, energy and mobility costs of final consumers, as well as on the total amount of emissions, as well as to identify possible technological and political ones, preconditions related to strengthening institutional capacity to ensure the successful implementation of measures to decarbonize transport. Based on the conclusions of the work, it is planned to provide recommendations and for the planning of electricity and transport policies. In connection with the study, the author hypothesizes that policy measures to promote the development of electricity and electric fuels aimed at the transport sector in Latvia are crucial for achieving sustainable climate neutrality.

The following research methods have been used in the doctoral thesis: including a system dynamics model, which is based on the Stella Architect's system dynamics tool and which is used primarily to assess the causal relationships and interactions of different policy measures and development trends over time; an energy system modelling tool ("EnergyPlan"), which aims to predict the impact of transport electrification measures on the technological and economic performance of the electricity system; as well as mathematical and statistical analysis, with the help of which calculations have been made of the cost of electromobility per end-user, as well as historical trends in the correlation between renewable energy production volumes and wholesale prices, on the basis of which the expected dynamics of electricity price fluctuations in the future and the influence of additional demand sources on price formation can be predicted.

Subsequently, after the introduction, Chapter 1 provides an overview of the issues to be studied, i.e., the prospects for electrification and electric fuels in the Latvian conditions, the possible technological and economic synergies of the electricity and transport sectors, as well as the essential prerequisites for the implementation of the policy for their successful implementation, Chapter 2 describes the methodology that was used in all publications. Chapter 3 presents the results of the research based on the above

methodologies, which allow the author to conclude the doctoral thesis with conclusions. The results of the doctoral thesis led to the conclusion that by 2050 it is possible to decarbonize the heavy transport sector by using instantaneous surpluses of renewable electricity to produce synthetic fuels and store them in large volumes, and the storage of synthetic fuels produced from electricity allows to minimize electricity imports. In turn, in the light transport sector, the most promising is the move towards electric transport, which is an achievable goal based on the already predictable development of renewable electricity production by 2050. It can also be concluded that electric charging has a positive effect on network load and return on investment, and fast charging contributes to network optimization - reduction of peak loads.

## SATURA RĀDĪTĀJS

<b>IEVADS</b> .....	11
Promocijas darba zinātniskā nozīme .....	14
Promocijas darba praktiskā nozīme .....	15
Pētījuma rezultātu aprobācija.....	15
Promocijas darba struktūra un apraksts .....	17
<b>1. IEPRIEKŠĒJO PĒTĪJUMU APSKATS</b> .....	20
1.1. Viegļā ETL skaita pieauguma dinamika un CO <sub>2</sub> emisiju izmaiņas atkarībā no tehnoloģiskās attīstības un atbalsta instrumentiem .....	21
1.2. Viegļā ETL uzlādes infrastruktūras attīstības scenāriju ietekme uz elektriskās slodzes profilu elektrotīklos to efektivitāti.....	23
1.3. Saules un vēja elektrostaciju saražotās elektroenerģijas izmantošanas potenciāls vieglo ETL sektorā.....	25
1.4. Tehniskās un ekonomiskās perspektīvas smagā transporta dekarbonizācijai ar sintētisko degvielu palīdzību.....	30
1.5. Mainīgo elektroenerģijas ražošanas avotu ietekme uz elektroenerģijas tirgus attīstības tendencēm un mijiedarbība ar transporta sektoru.....	33
<b>2. PĒTĪJUMA METODOLOĢIJA</b> .....	37
2.1. ETL skaita pieauguma dinamika vieglā autotransporta sektorā atkarībā no tehnoloģiskās attīstības un atbalsta instrumentiem un saistīto CO <sub>2</sub> emisiju izmaiņas. 38	
2.2. Viegļā ETL un dažādu uzlādes infrastruktūras attīstības scenāriju iespējamās ietekmes elektrotīklu darbību novērtējums.....	45
2.3. Smagā transporta elektrifikācijas ar ar sintētisko degvielu palīdzību modelēšana, ņemot vērā AER jaudu attīstību un ietekmi uz tīklu.....	69
2.4. AER ietekmes uz elektroenerģijas tirgu un mijiedarbības ar transporta sektoru modelēšana .....	89
<b>3. REZULTĀTI</b> .....	95
3.1. ETL skaita pieauguma un CO <sub>2</sub> emisiju dinamika atkarībā no tehnoloģiskās attīstības un atbalsta instrumentiem.....	95

3.2. Smagā transporta dekarbonizācijas perspektīvas ar sintētisko degvielu palīdzību. .....	111
3.3. AER ražošanas avotu ietekmes uz elektroenerģijas tirgus attīstības tendencēm un transporta dekarbonizāciju analīze .....	121
4. SECINĀJUMI.....	128
PIELIKUMS .....	148



## IEVADS

Eiropas Savienības (ES) enerģētikas un klimata politika pēdējās desmitgadēs ir bijusi viena no galvenajām prioritātēm ES darba kārtībā. Lai gan ES dalībvalstis cenšas īstenot ES līmeņa dokumentos noteiktos mērķus un noteikumus, joprojām nāk klajā jauni tiesību aktu priekšlikumi, un dalībvalstīm ir jāizstrādā jauni politikas priekšlikumi, lai izpildītu kopīgos ES plānus. Tai skaitā – samazinot siltumnīcas efektu veicinošo gāzu (SEG) emisijas, kā arī citu vides piesārņojumu, kas ir saistīts ar energoresursu lietošanu.

SEG emisiju ierobežošanas jomā transporta nozare ir viena no problemātiskākajām. ES iekšzemes transporta SEG emisijas laikposmā no 2013. līdz 2019. gadam pastāvīgi palielinājās, jo palielinājās pasažieru un iekšzemes kravu pārvadājumu apjoms (kas ir cieši saistīts ar ekonomikas izaugsmes tendencēm) [1]. Laikposmā no 2019. līdz 2020. gadam emisijas samazinājās par 13,6 %, jo Covid-19 pandēmijas laikā krasi samazinājās transporta aktivitāte [2]. Saskaņā ar provizoriskām aplēsēm emisijas 2021. gadā palielinājās par 7,7%, kas bija saistīts ar ekonomikas atveseļošanās ietekmi. Salīdzinājumam, gados pēc ekonomikas krīzes pirms desmit gadiem emisijas samazinājās par 1-3 % gadā [3]. Šādi dati norāda uz to, ka saglabājot līdzšinējo SEG emisiju ierobežošanas politiku transporta sektorā un neveicot jaunus pasākumus fosilo transporta degvielas patēriņa ierobežošanai, pastāv ļoti nozīmīgs risks, ka pieaugot ekonomiskās izaugsmes tempiem, strauji palielināsies arī transporta radīto SEG emisiju apjoms.

Promocijas darba mērķis ir izpētīt iespējamās vieglā un smagā transporta (t.sk. kuģu un aviācijas) dekarbonizācijas risinājumus, kas balstīti uz no atjaunojamiem energoresursiem ražoto elektroenerģiju, novērtējot to tehnisko un ekonomisko potenciālu.

Pētījuma aktualitāte izriet ne tikai no ES klimata mērķiem, bet arī ņemot vērā pieaugošās enerģijas cenas 2021./2022. gadā, kas ir mudinājušas daudzus elektroenerģijas patērētājus pāriet uz elektroenerģijas ražošanu pašpatēriņam un kopumā ir stiprinājušas atjaunojamās enerģijas tehnoloģiju konkurētspēju arī komerciālā līmenī. Turklāt vietējās elektroenerģijas ražošanas pieaugums un transporta fosilo degvielu importa ierobežošana ir arī svarīgi enerģētiskās neatkarības aspekti, kas ir aktuāls jautājums ģeopolitiskajā kontekstā. Tādējādi transporta elektrifikācijas politikas pasākumi, ir tik aktuāli kā nekad agrāk. Turklāt, ņemot vērā dažādu tehnoloģiju attīstību un ar šo attīstību saistītos ierobežojumus, ir pamatoti aplūkot gan elektrifikāciju, kuru var saukt par primāro

transporta elektrifikāciju, proti, scenārijus, kuri paredz elektriskās piedziņas pielietojumu transportā, gan arī elektrifikāciju, kuru var raksturot kā sekundāru elektrifikāciju, proti, tehnoloģijas, kurās elektroenerģija tiek izmantota kā resurss gāzveida vai šķidro sintētisko degvielu, ražošanai no atjaunojamām izejvielām. Promocijas darba mērķa sasniegšanai tika noteikti šādi uzdevumi:

1. Izvērtēt vieglā un smagā transporta elektrifikācijas risinājumus, analizējot tehnoloģiskos un ekonomiskos aspektus, kā arī ietekmi uz klimatu, izvērtēt elektrisko transporta līdzekļu (ETL) skaita pieauguma dinamiku vieglā autotransporta sektorā atkarībā no to tehnoloģiskās attīstības un atbalsta instrumentiem, kā arī šīs dinamikas ietekmi uz CO<sub>2</sub> emisijām. Ar šī uzdevuma izpildi ir saistīti pētījumi, kuri atspoguļoti publikācijā **“Solar Energy Based Charging for Electric Vehicles at Fuel Station.” (Environmental and Climate Technologies Volume 26 (2022): Issue 1 (January 2022); <https://doi.org/10.2478/rtuect-2022-0088>)**
2. Izanalizēt vieglā ETL attīstības iespējamo ietekmi uz elektriskās slodzes profilu dažādiem uzlādes infrastruktūras attīstības scenārijiem, kā arī ietekmi uz elektrisko tīklu tehniski-ekonomiskajiem rādītājiem. Ar šī uzdevuma īstenošanu ir saistīti pētījumi, kuri atspoguļoti publikācijās **“Impact of electric vehicle charging infrastructure on the electric load profile of power system: the case of Latvia” (CONNECT 2023: XVI International Scientific Conference of Environmental and Climate Technologies: Book of Abstracts 2023 Doi: [10.7250/conect.2023.041](https://doi.org/10.7250/conect.2023.041))** un **“Relation between Electric Vehicles and Operation Performance Of Power Grid” (Environmental And Climate Technologies VOLUME 25 (2021): Issue 1 (January 2021) DOI: <https://doi.org/10.2478/rtuect-2021-0086>).**
3. Noteikt PV (PV) un vēja elektrostaciju (VES) saražotās elektroenerģijas izmantošanas potenciālu vieglā ETL sektorā. Ar šī uzdevuma izpildi ir saistīti pētījumi, kuri atspoguļoti publikācijās **“Synergy between solar energy and electric transport” (2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON); DOI: <https://doi.org/10.2478/rtuect-2022-0088>), Solar Energy Based**

**Charging for Electric Vehicles at Fuel Stations”, un “Impact of electric vehicle charging infrastructure on the electric load profile of power system: the case of Latvia.”**

4. ”Izvērtēt ekonomiskās un tehniskās perspektīvas smagā transporta dekarbonizāciju ar no atjaunojamas izcelsmes elektroenerģijas ražotu sintētisko degvielu palīdzību, ņemot vērā paredzamo atjaunojamo energoresursu tehnoloģiju elektrisko jaudu, kā arī sintētisko degvielu ražošanas jaudu attīstību, infrastruktūras tehnoloģiskās iespējas un institucionālos aspektus. Šo pētniecisko uzdevumu analīze ir veikta publikācijās ‘**Use of synthetic fuels, derived from green hydrogen and CO<sub>2</sub> in heavy-duty and long-range transport: the case of Latvia**” (CONNECT International Scientific Conference of Environmental and Climate Technologies May 2023 DOI:10.7250/CONNECT.2023.053) un “**CO<sub>2</sub>-to-Fuel’ – Business and Institutional Aspects of Implementation Dynamics**” (Environmental and Climate Technologies 2022, vol. 26, no. 1, pp. 1182–1195 <https://doi.org/10.2478/rtuect-2022-0089>).
5. Izvērtēt elektroenerģijas tirgus cenas iespējamās attīstības tendences VES saražotās elektroenerģijas pieauguma rezultātā, tādejādi raksturojot primārās un sekundārās elektrifikācijas iespējamo ekonomisko izdevīgumu un ietekmi uz elektroenerģijas tirgus darbību. Izvērtējums atspoguļots publikācijā: “**Influence of wind power production on electricity market price**” (Environmental and Climate Technologies 2020, vol. 24, no. 1, pp. 472–482; <https://doi.org/10.2478/rtuect-2020-0029>).
6. Piedāvāt priekšlikumus jauniem transporta elektrifikācijas politikas pasākumus un metodiku to vērtēšanai, kas var tikt lietoti Latvijas enerģētikas politikas plānošanas dokumentos, ieskaitot Nacionālo enerģētikas un klimata plānu, vienlaikus sniedzot kvantitatīvus pieņēmumus par šo pasākumu ietekmi. Pētījums un priekšlikumi aprakstīti publikācijā “**Application of EnergyPlan Modelling Tool for comparative Analysis of Selected Energy Policies in Case of Latvia**” (2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON); DOI: 10.1109/RTUCON48111.2019.8982335).

Izvirzītā hipotēze: ir iespējama vieglā un smagā autotransporta dekarbonizācija Latvijā līdz 2050. gadam ar vieglā transporta elektrifikācijas un sintētisko degvielu smagā transporta sektorā palīdzību, ieviešot atbilstošus politikas pasākumus no atjaunojamiem energoresursiem ražotās elektroenerģijas un sintētisko degvielu attīstības veicināšanai.

### **Promocijas darba zinātniskā nozīme**

Pētījumam ir zinātniska nozīme, jo darbs visaptveroši un sistemātiski analizē tehnoloģiski aktuālākos transporta un elektroenerģijas politikas pasākumus, aptverot tehnoloģijas, kas ir lietojamas visos transporta sektoros. Darba zinātnisko nozīmīgumu pamatot arī apstāklis, kas tas ir īstenots ar savstarpēji papildinošām, dažādām metodoloģiskām pieejām, nonākot līdz galīgajai teorijā balstītajai pieejai, lai integrētu visas pētījuma daļas.

Kopējais pētījums ir balstīts uz vairākām metodoloģijām, lai novērtētu elektroenerģijas un transporta politiku no dažādiem aspektiem, tādējādi tas nodrošina atsevišķu katra potenciālā politikas pasākuma izpēti, pirms tiek izmantota uz teoriju balstīta pieeja pētījuma rezultātu apvienošanai un kopējo secinājumu veikšanai.

Promocijas darbā izmantotas šādas pētniecības metodes: sistēmdinamikas modelis, matemātiskā un statistiskā analīze; energosistēmas darbības simulācija; tehniski ekonomiskie aprēķini. Sistēmdinamikas modelis darbā galvenokārt ir izmantots, lai novērtētu dažādu politikas pasākumu cēloņsakarības un mijiedarbību un attīstības tendences laika gaitā. Energosistēmas simulācijas rīks darbā pielietots ar mērķi prognozēt transporta elektrifikācijas pasākumu ietekmi uz elektroenerģijas sistēmas tehnoloģiskajiem un ekonomiskajiem rādītājiem. Matemātiskā un statistiskā analīze darbā izmantota, lai veiktu aprēķini par elektromobilitātes izmaksām uz vienu galalietotāju, kā arī vēsturiskās tendences korelācijā starp atjaunojamās enerģijas ražošanas apjomiem un vairumtirdzniecības cenām, uz kuru pamata var prognozēt sagaidāmo elektroenerģijas cenu svārstību dinamiku nākotnē un papildu pieprasījuma avotu ietekmi uz cenu veidošanos. Tehniski-ekonomiskā analīze darbā izmantota, lai salīdzinātu, pirmkārt, elektroenerģijas lietotāju izmaksas un ieguvumus atkarībā no atjaunojamās enerģijas ražošanas iekārtu un elektrotransporta pielietojuma mobilitātes un energoapgādes vajadzību nodrošināšanai, un,

otrkārt, lai veiktu elektroenerģijas sadales sistēmas izmaksu prognozējamo dinamiku atkarībā no tīkla noslodzes svārstībām.

### **Promocijas darba praktiskā nozīme**

Promocijas darba praktiskā nozīme ir pamatojuma ar faktu, ka darbs sniedz novērtējumu par vairāku transporta elektrifikācijas un sintētisko degvielu tehnoloģiju ilgtspēju Latvijas apstākļos. Pētījums ņem vērā arī ierobežojumus, kurus nosaka Latvijas elektroenerģijas pārvades sistēmas darbība, infrastruktūras prognozējamā kapacitāte, elektroenerģijas tirgus cenu ekonomiskā pamatojība un ilgtspēja, un prognozē paredzamo izmaksu ietekme gala lietotāju līmenī. Pētījuma ietvaros ir izstrādāts praktisks pētnieciskais modelis, ko var izmantot kā instrumentu, lai novērtētu vairāku no elektroenerģijas ražotu sintētisko degvielu un elektrifikācijas tehnoloģiju izmaksas, ietekmi uz emisijām un ietekmi uz energoapgādes kopējo bilanci. Kā būtisks darba pētnieciskais aspekts ir jāmin arī tas, ka darbā ir vērtēta ne tikai politikas pasākumu ieviešanas iespējamība, bet arī šo pasākumu ieviešanas iespējamā dinamika laikā, kā arī nepieciešamie institucionālie faktori, kuri var atstāt iespaidu uz politikas pasākumu ieviešanas sekmēm un ātrumu.

Pētījumam ir tieša lietojuma iespēja Latvijas politikas uzlabošanai elektroenerģijas un transporta nozarēs, ne tikai lai veicinātu esošo klimata mērķu sasniegšanu, bet arī lai izvirzītu jaunus, ambiciozākus mērķus, sekmējot gan transporta, gan elektroenerģētikas sektoru attīstību un ilgtspēju.

### **Pētījuma rezultātu aprobācija**

Pētījuma rezultāti ir aprobēti 9 starptautiskās zinātniskās konferencēs un 8 zinātniskajos rakstos, publicēti 6 raksti (6 SCOPUS datubāzē) un 2 raksti ir iesniegti recenzēšanai un iespējamajiem papildinājumiem.

## Publikācijas

1. **G. Valdmanis, G. Bažbauers, “Application of EnergyPLAN Modelling Tool for comparative Analysis of Selected Energy Policies in Case of Latvia (2019) IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON);**<https://doi.org/10.1109/RTUCON48111.2019.898233>.
2. **G. Valdmanis, G. Bažbauers, R. Vītols, “”Impact of Electric Vehicle Charging Infrastructure on the Electric Load Profile of Power System: The Case of Latvia” (2023) CONECT 2023: XVI International Scientific Conference of Environmental and Climate Technologies: Book of Abstracts 2023;** <https://doi.org/10.7250/conect.2023.041>.
3. **G. Valdmanis, G. Bažbauers, M.Drobins, “Use of Synthetic Fuels Derived from Green Hydrogen and CO2 in Heavy-duty and Long-range Transport: The Case of Latvia” (2023) CONECT International Scientific Conference of Environmental and Climate Technologies May 2023;** <https://doi.org/10.7250/CONNECT.2023.053>.
4. **G. Valdmanis, G. Bažbauers, M. Bataitis, G Bohvalovs, J. Lilo, A. Blumberga, D. Blumberga “CO2-to-Fuel – Business and Institutional Aspects of Implementation Dynamics” (2022) Environmental and Climate Technologies 2022, vol. 26, no. 1, pp. 1182–1195;** <https://doi.org/10.2478/rtuect-2022-0089>.
5. **G. Valdmanis, G. Bažbauers, M. Rieksta, I. Luksta, “Solar Energy Based Charging for Electric Vehicles at Fuel Stations” (2022) Environmental and Climate Technologies Volume 26 (2022): Issue 1 (January 2022);** <https://doi.org/10.2478/rtuect-2022-0088>.
6. **G. Valdmanis, G. Bažbauers, “Relation between Electric Vehicles and Operation Performance of Power Grid“ (2021) Environmental And Climate Technologies Volume 25 (2021): Issue 1 (January 2021);** <https://doi.org/10.2478/rtuect-2021-0086>.
7. **G. Valdmanis, G. Bažbauers, “Synergy between Solar Energy and Electric Transport” (2021) 2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON);** <https://doi.org/10.2478/rtuect-2022-0088>.
8. **G. Valdmanis, G. Bažbauers, Influence of Wind Power Production on Electricity Market Price (2020) Environmental and Climate Technologies 2020, vol. 24, no. 1, pp. 472–482;** <https://doi.org/10.2478/rtuect-2020-0029>.

## Priekšlasījumi zinātniskajās konferencēs

- 1. Application of EnergyPLAN Modelling Tool for comparative Analysis of Selected Energy Policies in Case of Latvia.** Presentation at the IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2019.
- 2. Influence of Wind Power Production on Electricity Market Price.** Presentation at the CONECT 2020: International Scientific Conference of Environmental and Climate Technologies.
- 3. Synergy Between Solar Energy and Electric Transport;** Presentation at the IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2012.
- 4. Impact of Electric Vehicle Charging Infrastructure on the Electric Load Profile of Power System: The Case of Latvia.** Presentation at the conference CONECT 2023: International Scientific Conference of Environmental and Climate Technologies.
- 5. Use of Synthetic Fuels Derived from Green Hydrogen and CO<sub>2</sub> in Heavy-duty and Long-range Transport: the Case of Latvia;** Presentation at the CONECT 2023: International Scientific Conference of Environmental and Climate Technologies.
- 6. Role of Institutional Capacity in Green Energy Transition.** Gunārs Valdmanis, Gatis Bažbauers, Presentation at the 2nd European Culture and Technology Lab+ Annual Conference, Technological University Dublin, 2023.

## Promocijas darba struktūra un apraksts

Promocijas darba pamatā ir tematiski saistītas 8 zinātniskās publikācijas, kas publicētas vai iesniegtas starptautiskos zinātniskos žurnālos, kuri indeksēti SCOPUS datubāzē un ir brīvi pieejami, kā arī viena pētījuma prezentācija starptautiskā zinātniskā konferencē. Septiņās publikācijās veikta dažāda transporta dekarbonizācijas un atjaunojamās enerģijas



ražošanas un patēriņa aspektu analīze, bet astotajā publikācijā sniegts ieskats par institucionālo un ekonomisko aspektu ietekmi uz transporta un enerģētikas dekarbonizācijas pasākumu īstenošanas dinamiku.


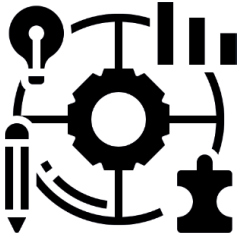

Promocijas darbs ietver ievadu un trīs nodaļas:

1. Iepriekš veikto pētījumu apskats.
2. Pētniecības metodoloģijas.
3. Rezultāti un diskusija.
4. Secinājumi un rekomendācijas

Ievadā sniegts promocijas darba mērķis, kam seko uzdevumi mērķa sasniegšanai. Ievads sniedz arī hipotēzi un apraksta Promocijas darba zinātnisko un praktisko nozīmi. Tam seko informācija par pētījumu rezultātu aprobāciju, piedaloties starptautiskās zinātniskās konferencēs un publicētajās zinātniskajās publikācijās.

Līdzšinējo pētījumu apskats 1. nodaļā sastāv no pārskata par pētniecības jomu, t.i., atjaunojamās enerģijas un transporta dekarbonizācijas jomu un attiecīgajiem autora publikācijās aplūkotojām politikas pasākumiem. 2. nodaļā aprakstīta metodoloģija, kas tika izmantota visās publikācijās, lai izvērtētu dažādos transporta dekarbonizācijas un atjaunojamās enerģijas ieviešanas tehnoloģiskos pasākumus, kas ir vērtējami kā perspektīvi Latvijas enerģētikas un transporta politikā. 3. nodaļā sniegti pētījuma rezultāti, balstoties uz iepriekš minēto metodoloģiju, kas ļauj autoram pabeigt promocijas darbu ar secinājumiem.

Promocijas darba pētījuma struktūra ir parādīta 1. attēlā, atspoguļojot, pirmkārt, darbā izvērtētos mērķus, izpēti, kuras tiek risinātas pētījumu gaitā un ar to izpildi saistītās autora zinātniskās publikācijas.

Transporta sektors	Metodes	Rezultāti
		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Vieglais transports</li> <li>• Kravas sauszemes transports</li> <li>• Jūras transports</li> <li>• Gaisa transports</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistēmdinamikas modelēšana</li> <li>• Tehniski-ekonomiskā analīze</li> <li>• Statistiskā analīze</li> <li>• Energosistēmu imitācijas modelēšana</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Apstiprināts oglekļa emisiju samazinājuma potenciāls transportā</li> <li>• Novērtēta elektrotransporta ietekme uz infrastruktūras un ražotņu darbību</li> <li>• Veikts enerģijas ražošanas apjomu un transporta patēriņa atbilstības novērtējums</li> <li>• Veikts sintētisko degvielu ražošanas apjomu novērtējums</li> </ul>

1. att. Promocijas darba struktūra.

## 1. IEPRIEKŠĒJO PĒTĪJUMU APSKATS

Promocijas darba izstrādes gaitā, vērtējot pieejamās tehnoloģijas, kas var tikt izmantotas transporta radīto tiešo (ar transportlīdzekļu izplūdes gāzēm izdalīto) un netiešo (transportlīdzekļu un degvielu ražošanas procesā radīto) emisiju samazināšanai, tika identificēti sekojoši būtiskākie izpētes aspekti.

**Pirmkārt**, ņemot vērā vieglajam pasažieru transportam raksturīgās lietotāju uzvedības īpatnības, kā arī pieejamās tehnoloģijas, par perspektīvāko tehnoloģiju vieglā pasažieru transporta dekarbonizācijai var uzskatīt elektromobiļu tehnoloģiju, kas ir balstīta uz elektroenerģijas akumulatora un elektrodzinēja tehnoloģijām (IEA (2024), Global EV Outlook 2024, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024>, Licence: CC BY 4.0). Galvenokārt to nosaka tādi aspekti, kā paredzamā transportlīdzekļu lietošanas intensitāte, lietotāju paredzamais uzlādes pakalpojuma lietošanas biežums, kā arī izmaksu priekšrocības ilgtermiņa ekspluatācijas laikā salīdzinot ar iekšdedzes dzinēju transportlīdzekļu ilgtermiņa lietošanas izmaksām.

**Otrkārt**, promocijas darba izstrādes gaitā veiktajos pētījumos ir aplūkotas arī smagā kravas un pasažieru sauszemes transporta, kā arī jūras transporta dekarbonizācijas perspektīvākās tehnoloģijas, un, pamatojoties uz šī transporta sektora tehnoloģiskajām un lietošanas īpatnībām, par kurām var tikt uzskatītas no atjaunojamas elektroenerģijas ražotas sintētiskās degvielas, proti, degvielas, kuru primārā izejviela ir elektroenerģija un kuras ir ražotas, izmantojot hidrolīzē ražotu ūdeņradi un oglekļa dioksīdu (CO<sub>2</sub>).

**Treškārt**, rēķinoties ar to, ka vēsturiski enerģētikas nozare, tai skaitā elektroenerģijas ražošana ir būtisks antropogēno oglekļa emisiju avots, pētījuma ietvaros ir pievērsta uzmanība arī aspektiem, kas ir saistīti ar transporta sektora netiešo emisiju samazināšanu. Tai pētījums pievēršas arī atjaunojamās enerģijas tehnoloģiju attīstības paredzamajai trajektorijai elektroenerģijas ražošanas sektorā, jo tieši elektroenerģijas sektora ražošanas tehnoloģijas noteiks noteikts arī transporta emisiju samazināšanās dinamiku. Pētījumā aplūkota arī transporta sektora radītā netiešā un tiešā ietekme uz elektroenerģijas apgādes infrastruktūru, un uz tās lietošanas izmaksām, kas ir būtisks atbilstošā politikas pasākuma

ekonomisko ilgtspēju noteicošs faktor./ Darbā vērtēts arī transporta sektora potenciāls uzlabot kopējo elektroenerģijas tirgus ekonomisko un tehnisko funkcionēšanu, šādā veidā veicinot iespējas elektroenerģijas tirgū sekmīgi integrēt elektroenerģiju, kurai ir raksturīga mainīga un nepastāvīga izstrāde un kuru būtiski ietekmē dabas apstākļi.

**Ceturtkārt**, ir veikts arī novērtējums par iespēju attīstīt AER elektroenerģijas ražošanu apjomā, kas sedz prognozējamo elektroenerģijas pieprasījumu, ieskaitot arī transporta sektora paredzamo pieprasījumu. Latvijas pētnieki jau ir izmantojuši vairākus modelēšanas rīkus Latvijas energoapgādes sistēmas modelēšanai, lai novērtētu atjaunojamo energoresursu potenciālu [26]. Tomēr, salīdzinot ar iepriekšējiem pētījumiem, šī pētījuma gaitā uzmanība ir pievērsta arī papildu vērtēšanas kritērijiem no ekonomisko un vides rādītāju viedokļa. Piemēram - dažādu attīstības scenāriju gada izmaksām vai oglekļa dioksīda emisiju apjomam dažādos scenārijos, vienlaikus novērtējot konkrētā modelēšanas rīka piemērotību ilgtermiņa energosistēmas funkcionēšanai gan no tehniskā, gan ekonomiskā viedokļa. Turklāt pētījumā tika izvirzīts mērķis noteikt atjaunojamo energoresursu, energotaupības pasākumu un elastības risinājumu vispārējo ietekmi uz valsts energosistēmas darbību un izmaksām, kā arī uz enerģētikas nozares radīto oglekļa emisiju līmeni. Pētījumā gaitā arī ir salīdzināti pieci dažādi enerģētikas politikas attīstības scenāriji ar atjaunojamo energoresursu un elastīguma tehnoloģiju, kā arī ēku energoefektivitātes rādītāju mērķvērtībām, kas tika izstrādātas laikposmam no 2017. līdz 2050. gadam.

### **1.1. Vieglā ETL skaita pieauguma dinamika un CO<sub>2</sub> emisiju izmaiņas atkarībā no to tehnoloģiskās attīstības un atbalsta instrumentiem**

Atšķirībā no fosilās degvielas transporta līdzekļiem (FTL), ETL izmaksas, kas saistītas ar infrastruktūras uzstādīšanu un izmantošanu, veido ļoti būtisku daļu no gala izmantošanas izmaksām. Tāpēc, daudzi iepriekšējie pētījumi, kas skar elektromobilitātes attīstību, ir koncentrējušies uz uzdevumiem, kas saistīti ar ETL uzlādes infrastruktūras ekonomisko un tehnisko optimizāciju, kā arī ETL un PV ražotās elektroenerģijas integrāciju.

Portugālē veikts pētījums par “park-and-ride” infrastruktūras integrāciju ar PV ražošanu un ETL uzlādes pakalpojumiem apstiprināja, ka 2017. gadā prognozētais sākotnējo ieguldījumu atdeves periods sasniedza aptuveni 14 gadus, tādējādi apstiprinot šāda uzņēmējdarbības modeļa iespējamību [4]. Šādus apstiprinošus rezultātus var attiecināt arī uz scenāriju, kad PV un ETL uzlādes pakalpojums tiek izmantots sinerģijā ar degvielas uzpildes stacijām, uzlādes operatoram nodrošinot papildu ienākumus no mazumtirdzniecības saimnieciskās darbības. Pētījumi arī uzsver būtiskas priekšrocības no ETL uzlādes un PV sinerģijas no tīkla slodzes svārstību viedokļa [5, 6]. Tie konstatē, ka, izmantojot atbilstošu cenu noteikšanas politiku uzlādes pakalpojumiem, ir liels potenciāls samazināt nepieciešamību pēc tīkla izmantošanas un enerģijas uzkrāšanas iekārtām, kas papildus ļauj samazināt ETL kopējās emisijas to dzīves ciklā. Pētījumi liecina, ka, ņemot vērā pašreizējo vispārējo ETL izplatību transporta sistēmā un FTL un ETL iegādes cenu atšķirību, publiskajiem uzlādes pakalpojumiem ir vēlamas valsts subsīdijas to ātrākai attīstībai [4, 7, 8]. Vienlaikus vispārējā situācija enerģijas tirgū, tai skaitā fosilā kurināmā izmaksu kāpums un enerģijas cenas svārstības, kā arī tendences pasaules automobiļu rūpniecībā var arī būtiski mainīt ETL uzlādes pakalpojumu ekonomiskās perspektīvas.. Kā iespējams būtisks ekonomisks un tehnoloģisks ierobežojums iespējamajai ETL attīstībai tiek minētas elektrotīkla attīstībai nepieciešamās investīcijas, ko var izraisīt izraisa pieprasījuma pieauguma kāpums elektrotīklos. Tomēr vienlaikus ir būtiski ņemt vērā, ka gadījumos, ja tīkla infrastruktūras noslodze ir zema un pietiekama ar transporta sektora saistītā pieprasījuma nodrošināšanai, ETL ietekme uz tīkla ekonomisko un tehnisko darbību saistīta ar tīkla efektīvāku noslodzi var būt arī pozitīva. Atbilstoši Efektīvāk noslogojot gan tīklu, gan arī intensīvāk izmantojot ETL uzlādes iekārtas, ar tām saistītās ETL izmaksas samazināsies. Turklāt elektrifikācijas pasākumi var pozitīvi ietekmēt arī PV konkurētspēju, jo, piemēram, PV iekārtu uzstādīšana ETL uzlādes stacijās ļauj PV saražoto elektroenerģiju pārdot galalietotājam, samazinot nepieciešamības saražoto elektroenerģiju pārvadīt tīklā.

Tā kā arvien lielāks skaits politikas veidotāju veic pasākumus, lai atvieglotu ETL izmantošanu, kļūst svarīgāk izmantot pieejamos politikas instrumentus, lai panāktu vislielāko oglekļa emisiju samazinājumu un vienlaikus nodrošinātu mobilitātes

pakalpojumu vislielāko pieejamību sabiedrībai. Šajā pētījumā tiek izmantots sistēmdinamikas modelis, lai novērtētu, kāda ir publiskās ETL uzlādes infrastruktūras pieejamības un izmantošanas ietekme uz ETL izmantošanas pieaugumu un no tā izrietošo oglekļa emisiju samazinājumu gadījumā, ja ETL infrastruktūru tiek izmantota sinerģijā ar PV. Pētījumā ir veikts šāda iespējamā ETL attīstības risinājuma rezultātu salīdzinājums ar citiem ETL transporta atbalsta pasākumiem un faktoriem. Piemēram, veikts salīdzinājums tiešām subsīdijām ETL iegādei vai atbalstu PV sistēmu veicināšanai. Darba ietvaros veikta jutīguma analīze ļauj izmērīt un salīdzināt dažādu stratēģiju ietekmi, kā arī noteikt vienlaicīgi piemēroto pasākumu kopējo ietekmi.

PV un ETL uzlādes sinerģijas matemātisko modelēšanu ir pētījuši daudzi pētnieki. Tomēr vairumā gadījumu modelēšana tika veikta, koncentrējoties uz ekonomisko perspektīvu [9] vai tīkla darbības perspektīvu [7]. Vienlaikus, novērtējot sinerģijas ietekmes uz apkārtējo vidi aspektus, pētnieki norāda, ka līdzīga uzņēmējdarbības modeļa izmantošana dažādos ģeogrāfiskajos reģionos var radīt ievērojami atšķirīgus rezultātus, piemēram, Eiropas valstīs šādas sinerģijas pozitīvā ietekme var būt lielāka nekā daudzos citos reģionos [10]. Tāpēc, var apgalvot, ka, lai iegūtu vislabākos rezultātus, ir jāveic dažādu ETL veicināšanas instrumentu salīdzinājums konkrētai valstij vai reģionam, izmantojot specifiskus parametrus, kas raksturo transporta izmantošanas atšķirības valstī, PV iekārtu efektivitātes atšķirības utt. Šajā pētījumā izmantoti ekonomiskie parametri un tehniskie pieņēmumi, kas raksturo tādas valstis vai reģionus kā Latvija. Tomēr vienlaikus jāuzsver, ka izstrādāto sistēmdinamikas modeli, veicot tam nepieciešamos, relatīvi nelielos pielāgojumus, var izmantot arī citu valstu vai reģionu analīzei.

## **1.2. Viegļā ETL uzlādes infrastruktūras attīstības scenāriju ietekme uz elektriskās slodzes profilu elektrotīklos to efektivitāti**

Kā uzsver daudzi pētnieki, slēpts šķērslis transporta elektrifikācijai ir tas, ka sabiedrībā valda neizpratne un informācijas par to, kāda ir elektrifikācijas ietekme uz kopējām elektroenerģijas lietošanas izmaksām, infrastruktūru un ražošanas izmaksām [11]. Ņemot to vērā, ETL ietekme uz elektroenerģijas tīklu darbību, jo īpaši saistībā ar atjaunojamo energoresursu pieaugošo nozīmi elektroenerģijas ražošanas nozarē, joprojām ir viens no

izpētes jautājumiem, uz kuru sniedzot atbildes, ir novērtēt transporta dekarbonizācijas centienu ilgspēju un saistītās izmaksas. Pieprasījums pēc ETL uzlādes var būtiski mainīt energosistēmas slodzes profilu [12], kas apvienojumā ar tādiem mainīgas izstrādes elektroenerģijas ražošanas avotiem kā vēja elektrostacijas (VES) vai PV var radīt pieprasījumu pēc jaunas infrastruktūras. Tāpat ar lietotāju uzvedību saistītās izmaiņas tīklā var radīt nepieciešamību pēc citiem papildu tehniskiem un ekonomiskiem pasākumiem, lai nodrošinātu elektrotīklu drošu un ekonomisku darbību. Tomēr, lai droši plānotu elektrotīklu un ETL uzlādes infrastruktūras attīstību, ir jāveic atbilstoša dažādu energosistēmas attīstības scenāriju modelēšana. Iepriekšējie pētījumi apstiprina, ka viens no modelēšanas rīkiem, ko var veiksmīgi pielāgot šādai analīzei, ir “EnergyPLAN” modelēšanas rīks. Šis rīks ir veiksmīgi izmantots, lai izveidotu starpnozaru un starpreģionu energosistēmas modeli ar dažādiem perspektīviem scenārijiem, kā arī ar dažādām plānošanas stratēģijām un izmantotajiem ETL uzlādes algoritmiem [13]. “EnergyPLAN” ir deterministiskas ievades-izvades modelēšanas vide, kurā var analizēt kompleksu energosistēmu attīstības scenārijus stundu griezumā un viena gada garumā. Modelēšanas rīks ņem vērā arī dažādu veida patēriņa un ražošanas patēriņa iekārtu, tehnoloģiju un pieejamo tīkla jaudu ietekmi uz energoapgādes sistēmas stabilitāti. Rīka izvēle promocijas darbā ir pamatota ar to, ka, saistībā ar darbā izvirzīto uzdevumu atjaunojamo energoresursu tehnoloģiju modelēšanai ir nepieciešama pietiekami precīza izšķirtspēja laikā (ievērojot AER raksturīgo izteikti mainīgo izstrādi), kā arī dažādu tehnoloģiju, t.sk. transporta sistēmu, integrēšana vienotā energoapgādes sistēmā, atspoguļojot dažādu tehnoloģiju mijiedarbību. Viena no galvenajām “EnergyPlan” modelēšanas rīka priekšrocībām ir iespēja izmantot katrai valstij specifiskus energosistēmas pieprasījuma un piedāvājuma datus stundu griezumā, kas ļauj prognozēt un simulēt energosistēmas darbību ar salīdzinoši augstu precizitāti [14]. Tādējādi ir iespējams identificēt īstermiņa, vidēja termiņa un ilgtermiņa nelīdzsvarotību starp pieprasījumu un piedāvājumu konkrētās valsts energosistēmā. Šī pētījuma mērķis ir izmantot “EnergyPlan” modelēšanas rīku, lai novērtētu ETL uzlādes ietekmi uz elektriskās slodzes profilu atkarībā no diviem būtiskākajiem faktoriem – pirmkārt, ETL skaita, un, otrkārt, uzlādes infrastruktūras darbības īpatnībām atkarībā no tā, kādā apjomā uzlādes infrastruktūra nodrošina ātru, vidēji ātru vai lēnās uzlādi.. Turklāt pētījumā tiek novērtēts, cik lielu daļu no kopējā ETL



enerģijas pieprasījuma var nodrošināt ar atjaunojamiem energoresursiem, t.i., vēja un PV enerģijas, ņemot vērā šo tehnoloģiju uzstādītās jaudas un atbilstību starp elektroenerģijas jaudas un slodzes sakritību stundu griezumā. Jāatzīmē, ka modelēšana, tostarp modelēšana ar “EnergyPlan” rīku, jau ir veiksmīgi izmantota, lai novērtētu dažādus ETL un atjaunojamās enerģijas attīstības scenārijus [15], tomēr straujās pārmaiņas enerģētikas nozarē, kas saistītas ar pieaugošajiem ieguldījumiem saules enerģijas ražošanas iekārtās un tīkla slodzes profilu izmaiņām, pamato nepieciešamību regulāri atjaunināt šādu uz valstīm balstītu modelēšanu un pētniecību. Iepriekšējo pētījumu salīdzinājums apstiprina, ka “EnergyPlan” var novērtēt kā ļoti pielāgojamu un elastīgu enerģijas plānošanas instrumentu, ko var izmantot gan lielāku un integrētu energosistēmu modelēšanai [16, 17] gan mazākām un izolētām energosistēmām, piemēram, salām vai mazākiem reģioniem [18,19]. Šis rīks ir veiksmīgi izmantots gan dažādu enerģētikas politikas scenāriju [8] salīdzināšanai [20, 21, 22, 23, 24], vai atjaunojamo energoresursu, piemēram, vēja un saules enerģijas, potenciāla novērtējums par valstu energosistēmu primāro piegādes avotu un fosilā kurināmā enerģijas avotu aizstāšanu [25, 26].

### **1.3. Saules un vēja elektrostaciju saražotās elektroenerģijas izmantošanas potenciāls vieglo ETL sektorā.**

Saules enerģijas un ETL uzlādes sinerģijas matemātisko modelēšanu ir veikuši daudzi pētnieki; tomēr vairumā gadījumu modelēšana tika veikta, koncentrējoties uz ekonomisko perspektīvu [66] vai tīkla darbības perspektīvu [28]. Tomēr, vērtējot sinerģijas ietekmes uz vidi aspektus, pētnieki norāda, ka līdzīga uzņēmējdarbības modeļa izmantošana dažādos ģeogrāfiskajos reģionos var radīt ievērojami atšķirīgus rezultātus, piemēram, Eiropas valstīs šādas sinerģijas ietekme var būt lielāka nekā daudzos citos reģionos [67, 68]. Tāpēc, lai iegūtu vislabākos rezultātus, ir jāveic dažādu ETL veicināšanas instrumentu salīdzinājums konkrētai valstij vai reģionam izmantojot specifiskus parametrus, kas raksturo transporta izmantošanas atšķirības konkrēta valstī, PV iekārtu efektivitātes atšķirības un izstrādes īpatnības, u.t.t. Šajā pētījumā izmantoti ekonomiskie parametri un tehniskie pieņēmumi, kas raksturo Latviju un tai līdzīga valstis vai reģionus kā Latvija. Tomēr jāpievērš uzmanība, ka izstrādātais

sistēmdinamikas modelis, mainot atbilstošos tehnisko pieņēmumus un parametrus var tikt izmantots citu valstu vai reģionu analīzei.

Ņemot vērā augstās ražošanas izmaksas un informācijas trūkumu par elektromobiļu iespējamo ietekmi uz vidi un sociālekonomisko labklājību, iniciatīvas elektromobilitātes veicināšanai bieži vien saskaras ar ievērojamu sabiedrības skepsi. Viens no jautājumiem, kas bieži rodas, ir elektrotīkla infrastruktūras nepieciešamās attīstības un uzturēšanas izmaksas, lai nodrošinātu elektromobilitāti. Tajā pašā laikā elektroenerģijas tīklos veikto investīciju faktiskās slodzes un struktūras analīze liecina, ka elektromobilitātes ietekme uz tīkla darbības izmaksām, pretēji bažām, daudzos gadījumos var būt pozitīva [28, 112]. ETL var veicināt tīkla efektivitāti gadījumos, ja faktiskā tīkla noslodze ir zema. Tāpēc, šī pētījuma pētījuma jautājums ir noteikt ETL iespējamās dinamikas ietekmi uz nepieciešamajiem ieguldījumiem elektroenerģijas tīklos.

Cik mums zināms, ETL uzlādes infrastruktūras tehnisko ietekmi uz elektroenerģijas sadales tīklu ir plaši pētījuši daudzi pētnieki [112, 142, 37, 38]; tomēr plaši pētījumi par to, kā ETL skaita pieaugums ietekmēs elektroenerģijas tīkla darbību no to darbības ekonomiskuma viedokļa, ir veikti salīdzinoši nelielā apjomā, turklāt tie daudzos gadījumos ir piemērojami tikai individuāla tīkla ekonomisko rādītāju novērtēšanai. Tas ir saistīts ar apstākļi, ka kopumā tīklu tehniskā noslodze un ekonomiskie rādītāji dažādās valstīs un reģionos var ļoti būtiski atšķirties. Tikmēr esošie pētījumi, kas koncentrējas uz elektromobilitātes tehniskajiem efektiem, sniedz vairākus svarīgus faktus saistītajai ekonomiskajai analīzei. Piemēram, modelēšanas rezultāti pierāda, ka koordinēta uzlādes jaudu piešķiršanas stratēģija un pietiekami pārvaldīta uzlādes stratēģija var palielināt pieļaujamo teorētisko ETL skaitu sistēmā līdz pat 6 reizēm [27]. Pētījums Vācijā apstiprina, ka ETL uzlādes tehniskā ietekme ir ļoti atkarīga no vietējās topoloģijas un jaudas izmantošanas elektrotīklā [28]. Tādējādi pētījumi apstiprina, ka gadījumos, kad pieejamajām tīkla jaudām ir zems vispārējais izmantošanas līmenis, piemēram, līdz 30 %, sistēmas līmenī nav pierādāmas tiešas saiknes starp ETL izplatību un pieaugošu pieprasījumu ieguldījumiem tīklā vai tā ekspluatācijas izmaksām, jo kopumā ETL uzlādes pakalpojuma pieejamās jaudas ir pietiekamas, lai segtu ETL pieprasījumu. ETL uzlādes papildu slodzei ir tāda pati ietekme uz tīkla darbību kā jebkuram citam papildu pieprasījumam pēc elektroenerģijas [29]. Tas nozīmē, ka nepietiekami izmantota tīkla

uzlādes gadījumā elektrisko transportu var izmantot kā stratēģiju, lai uzlabotu tīkla vispārējo izmantošanu un veiktu tīkla ekonomisko optimizāciju [30, 31]. Vairāki citi pētījumi arī parāda ciešu saikni starp optimizētu un adaptīvu elektrotransporta uzlādes infrastruktūras attīstības stratēģiju un to potenciālu ietekme uz vidi saistībā ar enerģijas zudumiem un oglekļa emisijām [32, 33]. Promocijas darbā šī izpētes jautājuma zinātniskā aktualitāte ir saistīta ar to, ka pēdējā desmitgadē un jo īpaši pēdējā gada laikā elektromobilitātes attīstība Latvijā ir piedzīvojuši strauju izaugsmi, vienlaikus pētījumi par to, kā elektromobilitātes pieaugums ietekmēs tīklu tehnisko un ekonomisko darbību, nav veikti. Tāpat sagaidāms, ka nākamajos gados elektromobilitātes attīstībai būs spēcīgs politikas atbalsts. Elektrotīklu uzņēmumu pieredze rāda, ka daudzos gadījumos elektromobilitātes izraisīto pieprasījuma pieaugumu pēc tīkla pakalpojumiem var uzskatīt par ekonomiski labvēlīgu tīkla infrastruktūras attīstības scenāriju. Tomēr, atkarībā no dažādiem ETL attīstības scenārijiem, kurus var ietekmēt politiski lēmumi, tīkla attīstībai nepieciešamo ieguldījumu apjoms un ar to saistītie ieguvumi un izmaksas galalietotājiem var atšķirties.

Nozares ekspertu aplēses Latvijā liecina, ka ETL attīstība no elektroenerģijas tīkla infrastruktūras attīstības skatu punkta ir saistīta ar divām vienlaicīgām tendencēm. Pirmā būtiskā tendence, saskaņā ar elektroenerģijas tīklu operatoru sniegto novērtējumu, ir paredzamo investīciju pieprasījuma pieaugums elektroenerģijas sadales sistēmās, lai nodrošinātu drošu ETL uzlādes punktu pieslēgšanu tīklam un nepieciešamās jaudas nodrošināšanu tā turpmākai darbībai. Vēl viena svarīga tendence ir izmaiņas kopējā elektrotīklu noslogojumā. Latvijas elektroenerģijas pārvades un sadales sistēmu operatoru sniegtie dati liecina, ka kopējā sistēmas jauda ir ievērojami lielāka par elektroenerģijas sistēmas lietotāju faktisko slodzi, un daudzos gadījumos slodzi ir iespējams palielināt pat vairākas reizes [34] [123]. Attiecībā uz Latviju to labi ilustrē fakts, ka 1990. gadā Latvijas elektroenerģijas lietotāju kopējā patēriņa slodze sasniedza 2000 MW, bet elektroenerģijas patēriņš šajā gadā sasniedza ap 10,7 TWh [34]. Tādējādi vēsturiski reģistrētā maksimālā slodze tīklā aptuveni divas reizes pārsniedz Latvijas 2019. gada vidējo slodzi, bet kopējais elektroenerģijas patēriņš – 1990. gadā bijis ir aptuveni 1,4 reizes lielāks, nekā 2019. gadā. Ņemot vērā, ka ievērojama daļa, t. i., līdz 80 % no elektrotīkla infrastruktūras izmaksām, paliek nemainīga neatkarīgi no patēriņa, var samērā ticami prognozēt, ka elektroenerģijas

patēriņš no ETL, ievērojot kopējos esošos tīkla jaudas ierobežojumus, neradīs būtisku elektroenerģijas infrastruktūras izmaksu pieaugumu. Gluži pretēji, efektīvāka tīkla slodzes izmantošana var pat samazināt vienas lietotājiem piegādātās elektroenerģijas vienības pārvades un sadales izmaksas. Tāpēc, šī izpētes mērķis ir noteikt ETL ietekmi uz elektrotīkla ekonomiskajiem un ekspluatācijas rādītājiem, ņemot vērā faktisko elektrotīkla uzstādīto jaudu un potenciālo ETL pieprasījumu. Analīze ietver elektrotīkla lietotāju izmaksu un ieguvumu novērtējumu, mainoties tīkla jaudas izmantojumam. Tiek novērtēti arī ieguvumi, kas izteikti naudas izteiksmē un ko visai sabiedrībai sniedz novērstās oglekļa emisijas, ko rada fosilās degvielas aizvietošana vieglo transportlīdzekļu sektorā ar ETL. Aplūkojot līdz šim veiktos pētījumus, var secināt, ka saules enerģijas un elektromobilitātes sinerģijas, integrācijas un potenciālās problēmas no tehniskā viedokļa ir bijušas pētnieku uzmanības centrā un aptver nozīmīgu pasaules reģionu, tostarp ASV, kā arī Eiropas Savienības un Āzijas valstis. Pētījumi apstiprina, ka elektromobilitātei var būt būtiska pozitīva ietekme uz PV saražotās elektroenerģijas īpatsvara veiksmīgu pieaugumu energosistēmās. Tā var kalpot arī kā tehnoloģija īstermiņa patēriņa līdzsvarošanai no energosistēmas vadības viedokļa, kā arī nodrošināt elektroenerģijas pārpalikuma uzkrāšanos no PV [35, 36].

Tajā pašā laikā var secināt, ka pētījumu klāsts, kurā novērtēts elektromobilitātes un saules enerģijas ekonomiskās sinerģijas potenciāls, un to salīdzinājums ar alternatīviem scenārijiem, ir ievērojami mazāks. Turklāt jāatzīmē, ka atšķirībā no pētījumiem par PV vai automašīnu uzlādes tehnisko ietekmi uz elektrosistēmu darbību, pētījumi, kas apraksta šo tehnoloģiju ekonomisko ietekmi, ir attiecināmi galvenokārt tikai valstīm vai teritorijām, kurās šie pētījumi tiek veikti. Tas ir izskaidrojams ar faktu, ka aprēķinos vairākiem no tajos nepieciešamajiem parametriem ir izteikti lokāls raksturs, kas daudzos gadījumos var izrietēt no vietējiem vai reģionāliem apstākļiem, piemēram, pakalpojumu sniedzēju tarifiem, nodokļu sistēmas, transporta un degvielas nodokļiem saules starojuma intensitātes un citiem būtiskiem faktoriem. Minētie, lokālie parametri un apstākļi tiek aplūkoti šajā darbā un piemēroti Latvijas gadījuma izpētei [106], [108].

Iepriekšējie pētījumi liecina, ka vairāki ekonomiskie parametri, kas raksturo sinerģiju starp PV un ETL uzlādes tehnoloģijām, lielā mērā izriet no tā, cik sekmīgi šis tehnoloģijas

tiek tehniski integrētas energosistēmā un kāda ir to ietekmes uz elektroenerģijas tīklu sistēmu darbību. Piemēram, no tehniskā viedokļa pētnieki uzskata, ka gan PV, gan ETL uzlādes tehnoloģijas ir savstarpēji papildinošas, bet savā ziņā arī pretrunīgas [37 , 38].

Nekontrolēta ETL uzlādes iekārtu ienākšana sistēmā, kura jau saskaras ar būtiskām problēmām tīklu darbību stabilitātes nodrošināšanā, piemēram, tīklu pārslodzes vai sliktā tehniskā stāvokļa dēļ, varētu būtiski ietekmēt sistēmas uzturēšanas izmaksu turpmāku pieaugumu [35]. Tajā pašā laikā elektromobiļu uzlādei ir potenciāls kļūt par tehnoloģiju, kas var pozitīvi ietekmēt arī citu tehnoloģiju PV tehnoloģiju veiksmīgu integrāciju elektroenerģijas tirgū. Šādu secinājumu var izdarīt, ņemot vērā faktu, ka elektroenerģijas ražošana no PV diennakts griezumā cieši korelē ar kopējo ekonomisko aktivitāti un enerģijas patēriņu [39]. Turklāt, stimulējot elektromobiļu īpašniekus uzlādēt transportlīdzekļus periodos, kad elektroenerģijas ražošana no PV ražošana tradicionāli ir visaugstākā, ir iespējams samazināt neatbilstību starp elektroenerģijas patēriņu un ražošanu sistēmā [40]. Šajā gadījumā PV tehnoloģijas un ETL uzlādes pakalpojuma mijiedarbība turklāt var radīt arī ekonomiskā ietekme – elastīgi palielinoties pieprasījumam periodos, kuros elektroenerģijas izstrāde no AER ir augsta, ir paredzama vairumtirdzniecības elektroenerģijas cenu svārstību samazināšanās , un tiek samazināta iespēja, ka būtiska elektroenerģijas pārpalikuma elektroenerģijas cenas var sasniegt negatīvu vērtību, uzsver pētnieki [39] .

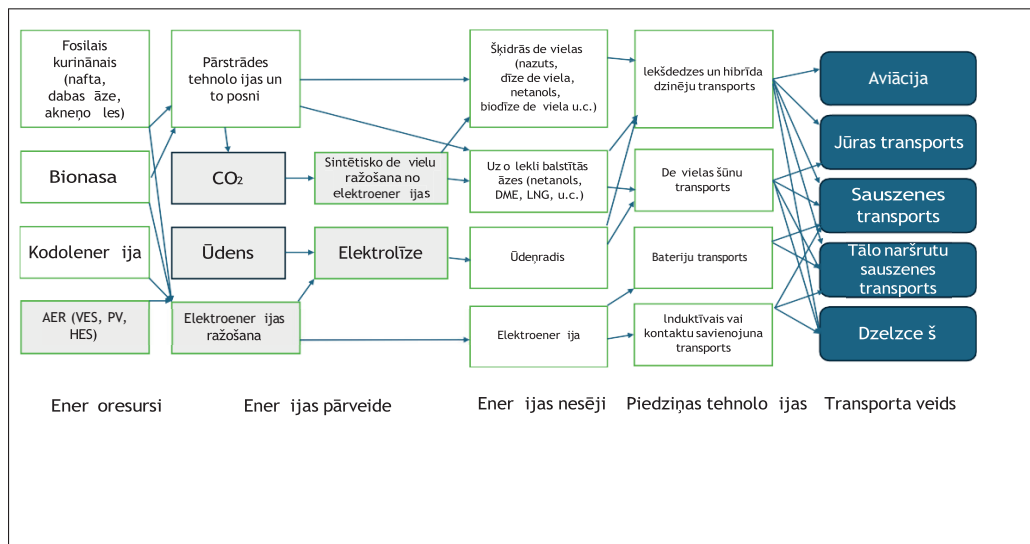
Veicot analīzi un prognozes par saules enerģijas un elektromobilitātes iespējamo ekonomisko sinerģiju Latvijā, ir jāņem vērā Latvijai raksturīgie apstākļi un perspektīvas, kas šobrīd nosaka abu tehnoloģiju attīstību. Pirmkārt, Latvijas apstākļos PV saražotā elektroenerģija vairumtirdzniecības tirgū kopumā nav pietiekami konkurētspējīga, jo saules enerģijas vidējās līdzsvarotās elektroenerģijas ražošanas izmaksas joprojām ir augstākas par vidējo elektroenerģijas cenu reģionā, ko galvenokārt nosaka hidroelektrostaciju un VES ražošanas izmaksas [39]. Šī iemesla dēļ visbiežāk PV ražošanas tehnoloģiju izmantošana Latvijā un citos tuvējos tirgos visbiežāk ir saistīta ar elektrostacijas īpašnieka vai operatora paša patēriņa segšanu. Šajā scenārijā PV saražotās elektroenerģijas konkurētspēja ir būtiski lielāka, jo elektroenerģijas lietotājam, patērējot savu saražoto elektroenerģiju, ir iespējams samazināt tīkla lietošanas izmaksas, nodokļus, kā arī citas ar publisko tīklu lietošanu

saistītās izmaksas, piemēram obligātā iepirkuma komponentes maksājumus. Ņemot vērā Latvijas elektroenerģijas gala cenu faktisko struktūru, elektroenerģijas vairumtirdzniecības cena parasti veido aptuveni vienu trešdaļu no elektroenerģijas gala cenas. Tas nozīmē, ka saules elektrostacijā saražotās elektroenerģijas izlīdzinātās izmaksas ir tikai viens no faktoriem, kas nosaka saules elektrostacijas konkurētspēju. Papildus šīm izmaksām, ekonomiskos ieguvumus no saules elektrostacijas izmantošanas nosaka arī tīkla pakalpojumu tarifs un šo pakalpojumu lietošanas apjoms, kā arī citi piemērojamie maksājumi.

Vienlaikus jāpiebilst, ka Latvijas administratīvais regulējums, kā arī valsts atbalsta politika PV enerģijas jomā ir tās izmantošanu veicinoša, ar regulējumu unatbalsta maksājumiem atbalstot lietotājus, kuri iekārtas izmanto sava patēriņa segšanai, un nodrošinot mājsaimniecību lietotājiem un mazažiem un vidējiem uzņēmumiem pieeju neto uzskaites un norēķinu sistēmām. [40].

#### **1.4. Tehniskās un ekonomiskās perspektīvas smagā transporta dekarbonizācijai ar sintētisko degvielu palīdzību.**

Ņemot vērā, ka lielākā daļa vieglo transportlīdzekļu flotes, ar lielu varbūtību, tiks aizstāti ar ETL, šo transporta sektoru, samazinot elektroenerģijas ražošanas oglekļa emisiju apjomu, ir iespējams padarīt klimatam neitrālu relatīvi vienkārši. Tomēr tālsatiksmes un lielaudas mobilitātei, tostarp gaisa un kuģu transportam, vismaz daļēji būs jāpaļaujas uz šķidro degvielu [41]. Sintētiskās degvielas, kas ir ražotas no elektroenerģijas, t.sk., e-petroleju, metanolu, dimetilēteri (DME) un amonjaku var izmantot līdzīgi kā fosilo degvielu gan gaisa kuģu reaktīvajos dzinējos, gan mehānisko transportlīdzekļu un kuģu iekšdedzes dzinējos, aizstājot tradicionālo reaktīvo degvielu, benzīnu un dīzeļdegvielu (2. att.).



## 2. att.. Sintētiskās degvielas ražošanas shēma , kas norāda šī pētījuma fokusu.

Atbilstoši promocijas darbā izvirzītajiem mērķiem, tā darba ietvaros nepieciešams izvērtēt Latvijas lieljaudas un tālsatiksmes transporta nozares (kravas automobiļi, kuģi un gaisa transports) dekarbonizācijas tehnisko iespējamību ar sintētiskajām degvielām, kas ir iegūtas no ūdeņraža, kas iegūts no atjaunojamiem resursiem un CO<sub>2</sub>, vērtējot scenāriju, kurā elektroenerģijas ražošanas avoti ir VES un PV tehnoloģijas. Lai novērtu šī tehnoloģiskā risinājuma iespējamību, ir jānosaka cik daudz zaļā ūdeņraža un CO<sub>2</sub> ir nepieciešams, lai aizstātu fosilās degvielas minētajās transporta nozarēs ar sintētiskajām degvielām. Tāpat ir arī jānovērtē, cik lielu daļu no elektroenerģijas pieprasījuma sintētisko degvielu ražošanai var piegādāt no atjaunojamiem energoresursiem, t. i., PV un VES enerģijas, ņemot vērā šo tehnoloģiju uzstādītās jaudas un jaudas pārpalikumu, ko var izmantot hidrolīzes procesā sintētisko degvielu ražošanai. Pētījuma rezultātus var izmantot, lai novērtētu nepieciešamos politiskos un tehniskos pasākumus un to iespējamās izmaksas, kas saistītas ar veiksmīgu dekarbonizāciju lielas noslodzes tālsatiksmes transporta nozarē, tostarp enerģētikas nozares pārveidi. Pētījums ļauj novērtēt esošo elektroenerģijas pārvades un sadales tīklu pietiekamību atjaunojamās elektroenerģijas ražošanas vajadzībām, kā arī iespējamās tehnoloģiskās problēmas, kas saistītas ar energosistēmas kontroli un balansēšanu, un ieteikumus to risināšanai.



Ņemot vērā uzdevumu nodrošināt smagā transporta degvielas ražošanu no AER, rodas likumsakarīgs jautājums - vai ir iespējams uztvert CO<sub>2</sub> no enerģijas pārveidošanas procesiem un pārvērst to par transporta degvielu? Uz šo jautājumu iespējams sniegt apstiprinošu atbildi - oglekļa uztveršanas un izmantošanas (carbon capture and utilisation - CCU) tehnoloģijas jau tiek attīstītas [42]. CCU tehnoloģijas papildus energoefektivitātes uzlabojumiem un atjaunojamo enerģijas avotu izmantošanai varētu palīdzēt dekarbonizēt mūsu ekonomiku [42]. Pēc tam uztverto CO<sub>2</sub> var savienot ar ūdeņradi, ko iegūst elektrolīzē un ko darbina AER, lai iegūtu no elektroenerģijas ražotu sintētisko degvielu [43]. Lai gan koncepcija un galvenie principi ir skaidri, joprojām ir daudz tehnisku, ekonomisku un institucionālu aspektu, kas jāatrisina, lai tehnoloģiju ieviestu plašā mērogā. Liela CO<sub>2</sub> uztveršanas procesu energointensitāte, kā arī nepieciešamība pēc turpmākas attīrīšanas ir daži no tehniskajiem izaicinājumiem, un augstās izmaksas rada ekonomiskus izaicinājumus [44]. CCU tehnoloģiju, tāpat kā citu tehnoloģiju, ieviešanai ir ļoti svarīgs sabiedrības akcepts, un tas ir saistīts ar tehnoloģijas sociālajiem ieguvumiem [44]. Vērtējot sintētisko degvielu izmaksu struktūru, jāmin, ka ūdeņraža ražošana ir lielākā no uz alkohola bāzes ražotu sintētisko degvielu izmaksām, tāpēc elektrolīzes izmaksu un elektroenerģijas cenas samazināšana ir galvenais faktors, kas padara šo degvielu konkurētspējīgu [43]. sintētisko degvielu. Ļoti liela nozīme ir arī CO<sub>2</sub> emisiju cenai, un, lai CCU būtu iespējama, ir jāpasniedz noteikts minimālais cenas līmenis [45]. Tomēr pēdējā laikā varam novērot CO<sub>2</sub> emisiju un fosilo enerģijas avotu cenu pieaugumu un sagaidīt CCU tehnoloģiju tālāku attīstību nākotnē. Sintētisko sintētisko degvielu ražošana no uztvertā CO<sub>2</sub> nav uzskatāma par tehnoloģiju, kura pilnībā novērš transporta radītās oglekļa emisijas, jo, uztvertais ogleklis nonāk atpakaļ atmosfērā pēc tam, kad no tā saražotā degviela tiek sadedzināta transportlīdzekļa dzinējā. Tomēr tas sniedz vairākas priekšrocības. Zaļā ūdeņraža ražošana nodrošina elastīgu patēriņu nepastāvīgas izstrādes atjaunojamiem enerģijas avotiem [46], kā arī augsta enerģijas blīvuma degvielas uzglabāšanas iespējas [47]. Tāpēc ir svarīgi saprast, kādi ir vides un sociālekonomiskie ieguvumi, ko var sniegt no elektroenerģijas ražotas sintētiskās degvielas risinājums. Papildus jāvērtē arī tas, kāda atbalsta politika varētu būt efektīva tehnoloģijas izmantošanas veicināšanai. Cik mums zināms, joprojām trūkst pētījumu,

kuros tiktu modelēta noteiktu institucionālu atbalsta mehānismu izmantošanas ietekme uz elektroenerģijas ražotas sintētiskās degvielas tehnoloģiju attīstības dinamiku. Tas ir pamatots ar faktu, ka ieinteresēto pušu skatījums šīs tehnoloģijas joprojām tiek uzskatīts par jauniem uzņēmējdarbības modeļiem. Tāpēc šī pētījuma būtisks uzdevums ir noskaidrot: cik nozīmīgs, salīdzinot ar citiem tehniski-ekonomiskiem faktoriem, ir atbalsts sintētisko degvielu ražošanas tehnoloģiju, kurās tiek izmantots CO<sub>2</sub> pētniecībai un izstrādei, un kāds ir CO<sub>2</sub> emisiju samazināšanas potenciāls transporta nozarē atkarībā no šiem tehniski-ekonomiskajiem faktoriem? Kāda ir modelētās sistēmas jutība pret tehniskajiem, ekonomiskajiem un institucionālajiem faktoriem, kas var būt svarīgi sintētisko degvielu ražošanas uzņēmējdarbības modeļa attīstībai?

Nodaļā "Metodes" aprakstīta modeļa struktūra, izmantojot cēloņsakarību cilpas diagrammu (CLD), modelī izmantotās ievades vērtības un modeļa testēšana, savukārt rezultātu un diskusiju nodaļā ir parādīts un aprakstīts novērsto CO<sub>2</sub> emisiju īpatsvars, ko var sasniegt transporta sektorā, sintētisko degvielu īpatsvaru transportā, kā arī sintētisko degvielu ražošanas jaudu, kas varētu tikt nodota ekspluatācijā līdz 2050. gadam.

### **1.5. Mainīgo elektroenerģijas ražošanas avotu ietekme uz elektroenerģijas tirgus attīstības tendencēm un mijiedarbība ar transporta sektoru.**

Atjaunojamās enerģija, jo īpaši elektroenerģija, kas ražota ar vēja un saules enerģijas tehnoloģijām, kļūst par arvien nozīmīgāku energoapgādes avotu gan Eiropas valstīs, gan citos pasaules reģionos. Saskaņā ar statistiku no tādiem avotiem kā Ziemeļvalstu elektroenerģijas birža "Nord Pool", jau tagad vēja enerģijas īpatsvaru var uzskatīt par būtiski augstu, t.i., 30 %. Tādējādi noteiktos periodos vēja enerģija ilgstoši var kļūt par otro lielāko elektroenerģijas ražošanas avotu Ziemeļvalstu un Baltijas reģionā un atsevišķos brīžos pat par lielāko elektroenerģijas avotu reģionā. Tikmēr dažās valstīs, piem., Dānijā, vēja enerģijas ražošanas apjoms var viegli pārsniegt valsts kopējo elektroenerģijas patēriņu. Sakarā ar to, ka vēja un saules elektrostacijām nav vajadzīgs kurināmais, to darbība nerada siltumnīcefekta gāzu emisijas, un to tehnoloģiskā konkurētspēja palielinās, daudzi politikas veidotāji uzskata, ka vēja un saules enerģija ir viens no perspektīvākajiem nākotnes enerģijas avotiem.

Taču šo tehnoloģiju nelielās īstermiņa robežizmaksas salīdzinājumā ar daudzu tradicionālo enerģijas ražošanas tehnoloģiju kurināmā un darbaspēka izmaksām ir izraisījušas nozīmīgas diskusijas enerģētikas nozarē par šo enerģijas avotu ietekmi uz elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenām.


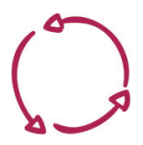

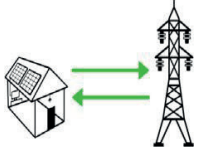
Kopumā pastāv vienprātība, ka vēja un saules enerģija, visticamāk, radīs lejupvērstu spiedienu uz elektroenerģijas cenām [58]. Tomēr ir ņemt vērā, ka bez citiem tirgus mehānismiem vai subsīdijām cenu samazināšanās elektroenerģijas tirgū, kurā robežizmaksas, kā arī pieprasījums un piedāvājums ir galvenie cenu noteikšanas faktori, var kļūt sarežģīti saglabāt ilgtspējīgas cenas, kas atbalstītu turpmākos ieguldījumus elektroenerģijas ražošanā. Proti, elektroenerģijas cenu līmeņa pazemināšanās stipra vēja periodos var apdraudēt stimulus veikt papildu ieguldījumus atjaunojamās enerģijas ražošanas avotos [48, 49]. Tādējādi nākotnes elektroenerģijas cenu attīstības prognozēšana saistībā ar vēja un saules enerģijas plašāku izplatību kļūst par arvien svarīgāku uzdevumu gan politikas veidotājiem, gan investoriem. Šī pētījuma uzdevuma aktualitāti un zinātnisko nozīmi pamato fakts, ka lielākā daļa Eiropas Savienības valstu, tostarp Latvija, par vienu no savām politikajām prioritātēm ir izvirzījušas atjaunojamās enerģijas ražošanas un tās īpatsvara palielināšanu kopējā enerģijas bilanciē nākamajās desmitgadēs. Arī vairākas nozares organizācijas prognozē vēja un saules enerģijas plašāku izmantošanu kā neizbēgamu virzienu, kurā enerģētikas nozarei būtu jāattīstās [50, 51, 52]. Tomēr pašreizējie pētījumi un prognozes nesniedz skaidru atbildi par šādu attīstības tendenču un vēja un saules enerģijas atbalsta politikas ekonomisko ietekmi [50, 51, 52, 53, 54, 55]. Ir arī svarīgi atzīmēt, ka dažas publikācijas un analīze [56, 57] galvenokārt balstījās uz dienas vai mēneša statistiku, savukārt faktiskie dati no "Nord Pool" biržas skaidri parāda, ka cenu un ražošanas svārstības ir daudz nozīmīgākas stundas griezumā. Dienas vai mēneša vidējās cenas, visticamāk, ne vienmēr pareizi atspoguļo vēja enerģijas ražotāju faktiskos ekonomiskos rādītājus un vēja enerģijas ražošanas ietekmi uz elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenām. Statistika, kas atspoguļo cenu dinamiku stundās un attiecīgos vēja enerģijas ražotāju ienākumus, varētu būt piemērotāka, lai novērtētu ražotāju ekonomiskos rādītājus un to ietekmi uz tirgu kopumā. Intensīvu pētniecisko darbu par vēja enerģijas ražošanas ietekmi uz enerģijas tirgu uzvedību jau vairāk nekā desmit gadus veic vairāki pētnieki, un vairākas publikācijas liecina, ka vēja enerģijas ražošanas pieaugumam

un tam sekojošam vēja enerģijas īpatsvara pieaugumam kopējā enerģijas bilancē vajadzētu novest pie pakāpeniskas elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu krituma [49, 56, 57, 58, 59]. Zviedrijā veiktais pētījums par laikposmu no 2000. līdz 2016. gadam apstiprināja, ka, palielinoties vēja enerģijas ražošanai par 1 %, elektroenerģijas vairumtirdzniecības cena samazinājās par aptuveni 0,08 %, un ilgākā laikposmā šī samazinājuma vērtība var pieaugt līdz aptuveni 0,1 % [60]. Tomēr šajā pētījumā izmantotā metodoloģija nav pilnībā pielietojama esošajā elektroenerģijas tirgus situācijā vai prognozēšanā, jo vēja enerģijas īpatsvars analizētajā reģionā jau ir būtiski palielinājies un, iespējams, iepriekš veiktās analīzes vairs precīzi neraksturo pašreizējo situāciju. Turklāt pētījums ir balstīts uz mēneša datiem, kas saskaņā ar faktiskajiem cenu svārstību novērojumiem stundā vai dienā ne vienmēr pilnībā atspoguļo visu vēja enerģijas ražošanas apjomu un cenu svārstības, kā arī vēja enerģijas īpatsvaru elektroenerģijas bilancē. Lai gan ir ievērojams skaits publikāciju, kurās analizēta vēja enerģijas ražošanas un vēja elektrostaciju uzstādītās jaudas pieauguma ietekme uz elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgu, daudzos gadījumos pētnieki savu analīzi ir koncentrējuši uz jautājumiem, kas, iespējams, ierobežo to pielietojamību ilgtermiņa energosistēmas modelēšanā. Piemēram, pētījumā par vēja enerģijas integrēšanu energosistēmās [57] galvenā uzmanība ir pievērsta visrentablāko elastīguma risinājumu noteikšanai, analizējot un salīdzinot izmaksas (t. i., iedzīvotāju izmaksas, kurināmais, oglekļa dioksīds un darbaspēka izmaksas) katru gadu. Tomēr pētnieki savā publikācijā atzīst, ka kopumā vēja enerģijas īpatsvara palielināšanai energosistēmās ir pozitīva ietekme uz izmaksām gala patērētājam. Tajā pašā laikā šī attīstība apdraud investīciju ilgtspēju vēja enerģijas nozarē. Tikmēr pētījumi par vēja enerģijas ietekmi uz elektroenerģijas tirgus cenām saistībā ar pārrobežu jaudu pieejamību Dānijā un Īrijā liecina, ka augsta vēja enerģijas ražošana apvienojumā ar labu pārrobežu jaudu pieejamību veicina elektroenerģijas cenu samazināšanos un cenu konverģenci starp dažādiem reģioniem [61, 62, 63]. Tomēr šie rezultāti arī parāda, ka no vēja enerģijas ražošanas nozares viedokļa elektroenerģijas cenu samazināšanos vairumtirdzniecības tirgū ne vienmēr var uzskatīt par vēlamu tirgus attīstības tendenci, jo tā samazina investoru ekonomisko motivāciju veikt investīcijas jaunos ražošanas aktīvos, kā arī dažos gadījumos nodara zaudējumus tirgus dalībniekiem. Pētījums arī nesniedz pietiekamus datus, lai novērtētu korelāciju starp vēja enerģijas ražošanu un cenām tirgos ar ļoti augstu ekonomiskās un tehniskās integrācijas

pakāpi ar kaimiņu teritorijām, piemēram, Baltijas valstīs, Dānijā, Norvēģijā, Zviedrijā un Vācijā. Vienlaikus vairāki autori atzīst, ka gadījumā, ja prognozes par vēja un saules enerģijas ietekmi uz elektroenerģijas cenām piepildīsies, nozares ekspertiem būs jāapsver jaunu tirgus mehānismu ieviešana, lai ilgtermiņā saglabātu elektroenerģijas ražotāju ekonomisko ilgtspēju, piemēram, ar jaudas maksājumu palīdzību [48, 64, 65]. Tādēļ promocijas darba viens no uzdevumiem ir izpētīt un analizēt faktisko korelāciju starp vēja elektroenerģijas ražošanu un tās īpatsvaru faktiskajā elektroenerģijas pieprasījumā ar elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenām Baltijas valstīs un atsevišķās Ziemeļvalstīs 2019. gadā. Iegūtos korelācijas datus var izmantot, lai sagatavotu turpmākās metodoloģiskās pieejas energosistēmu modelēšanā, īpaši ilgtermiņa modelēšanā 20 gadu vai ilgākam periodam, turklāt elektroenerģijas cenas būtiski ietekmē elektrotransporta lietošanu un sintētisko degvielu ražošanas izmaksas un izmaksu prognozējamību ilgtermiņā. Pētījuma papildus rezultāts ir sniegtā iespēja noteikt, vai tādu vairumtirdzniecības tirgu kā “Nord Pool” esošie darbības principi ir pietiekami elastīgi, lai tos varētu pielāgot arī tādu elektroenerģijas ražošanas, neapdraudot stimulus veikt papildu ieguldījumus atjaunojamās enerģijas ražošanas avotos.

## 2. PĒTĪJUMA METODOLOĢIJA

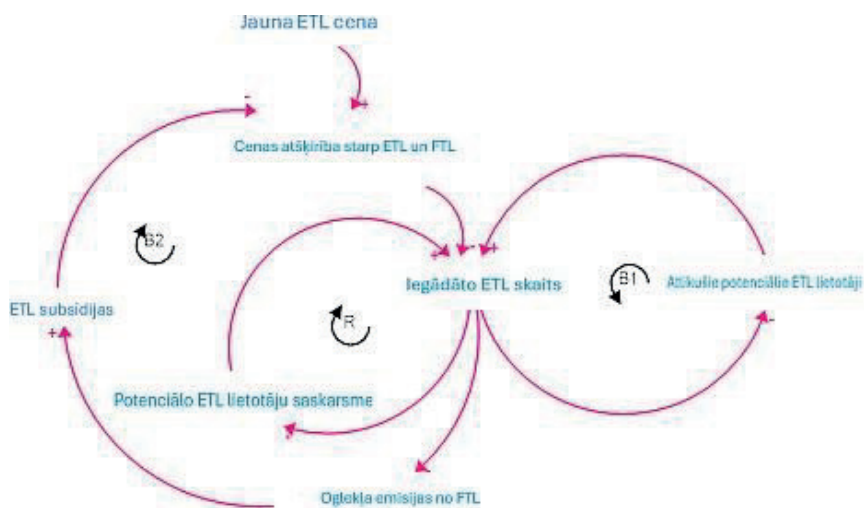
Promocijas darba ietvaros izvirzīto uzdevumu sasniegšanai un uzdevumu izpildei tiek izmantotas 4 dažādas metodes, kuras atspoguļotas 3. attēlā. Vairāku metožu pielietojums ļauj piemērot teorijā balstītu integrētu metodoloģiju, lai novērtētu šo promocijas darbā aplūkoto transporta klimata neitralitātes veicināšanas pasākumu ieviešanas iespējas, kā arī ekonomisko un tehnisko pamatošību. Lietotās metodes, ilustrējot ar katru no tām sasniedzamos pētnieciskos uzdevumus un sasniedzamos rezultātus, ir atspoguļotas 3. attēlā .

<p>Transporta un enerģētikas sistēmas modelēšana ar energosistēmu imitācijas modelēšanas rīku „EnergyPlan“</p> 	<p>Sistēmdinamikas analīze ar modelēšanas rīku „Stella Architect“</p> 	<p>Statistiskā un ekonomiskā izmaksu ieguvumu analīze</p> 	<p>Tehniski ekonomiskā analīze</p> 
<p>AER elektroenerģijas un transporta sektora mijiedarbības un izmaksu un radīto emisiju analīze, ņemot vērā sezonālās svārstības, infrastruktūras kapacitāti.</p>	<p>Novērtējums par institucionālo aspektu un uzņēmējdarbības ietekmes uz transporta un atjaunojamās enerģijas politikas pasākumu ieviešanas dinamiku, savstarpējām sakarībām un dažādu faktoru nozīmīguma analīze.</p>	<p>AER izstrādes un elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu korelācijas analīze;</p>	<p>Transporta sektora radītā elektroenerģijas patēriņa un uzlādes pakalpojuma attīstības scenāriju ietekme uz tīklu tehnisko un ekonomisko darbību un gala lietotāju izmaksām.</p>

3. att. Promocijas darba metodoloģiskā struktūra

## 2.1. ETL skaita pieauguma dinamika vieglā autotransporta sektorā atkarībā no tehnoloģiskās attīstības un atbalsta instrumentiem un saistīto CO<sub>2</sub> emisiju izmaiņas

Lai pētītu vieglo pasažieru elektrotransporta attīstību kā pētījuma metode tika izmantota matemātiskā modelēšana, izmantojot sistēmdinamikas pieeju, t.i., sistēmu modelēšana, to izveidojot kā struktūru, kas sastāv no krājumiem un plūsmām. Sistēmdinamikas modelis tika izveidots Stella Architect programmā [69]. Modelēšanas laika periods ir no 2021. līdz 2050. gadam ar laika soli (dt) 1/4 no gada, jo mazākā laika konstante modelī ir viens gads. Tika izmantoti dati no statistikas datubāzēm, publikācijām un ziņojumiem. Atsevišķiem datiem, kurus nevarēja atrast informācijas avotos, tika izmantotas pieņemtās vērtības.. Modeļa struktūra ir parādīta cēloņsakarības cilpas diagrammas veidā (CLD, 4. att.), kas atspoguļo modeļa galvenos elementus un to savstarpējo saistību. CLD ļauj izveidot dinamisku hipotēzi par sistēmas iespējamo uzvedību, bet hipotēzi var pārbaudīt tikai kvantitatīvajā modelī, izmantojot krājumus un plūsmas.



4.att. Modeļa cēloņsakarības cilpas diagramma (CLD).

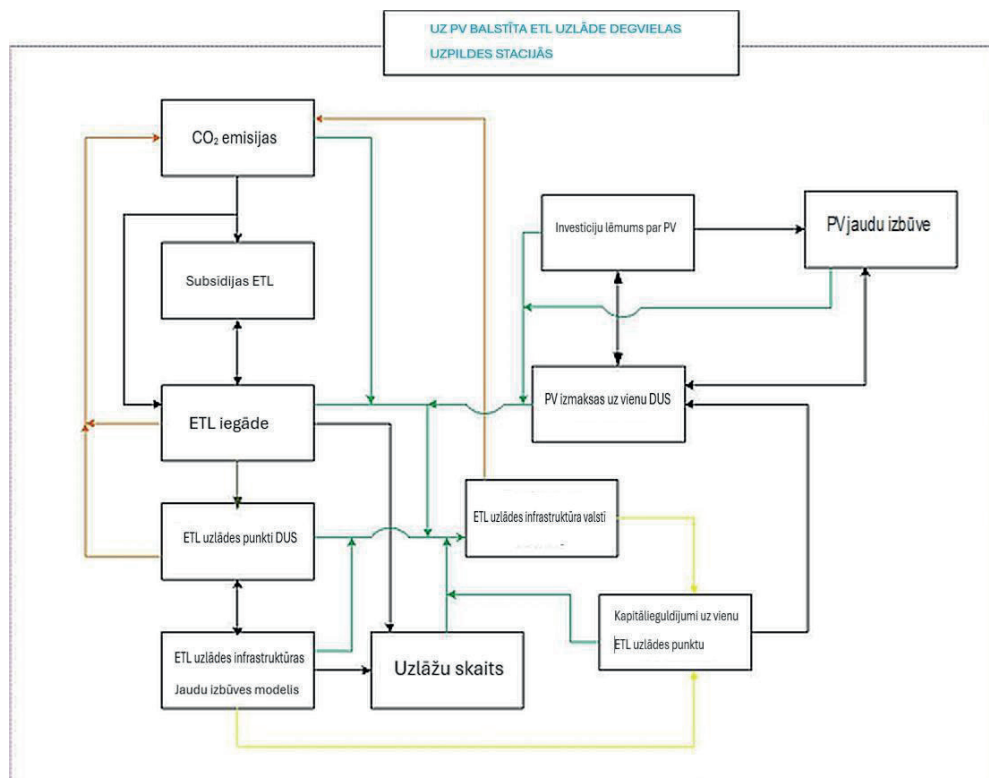
Paskaidrojums: "Plus zīme" diagrammā nozīmē, ka cēloņa palielināšanās/samazināšanās izraisa efekta palielināšanos/samazināšanos attiecībā pret stāvokli, kāds citādi būtu bijis, ja visi pārējie faktori paliktu nemainīgi. "Mīnusa zīme" nozīmē, ka cēloņa

palielināšanās/samazināšanās izraisa ietekmes samazināšanos/palielināšanos attiecībā pret stāvokli, kāds citādi būtu bijis, ja visi pārējie faktori paliktu nemainīgi.

ETL kopums, kuru atspoguļo krājums "Iegādāto ETL skaits" (4. att.) ir svarīgākais parametrs modelī, kas ietekmē vieglo transportlīdzekļu kopējās CO<sub>2</sub> emisijas. Šo krājumu kontrolē plūsma "iegādāto ETL skaits" (4. att.). Palielinoties "Iegādāto ETL skaitam", palielinās arī kontaktu biežums starp ETL lietotājiem un potenciālajiem lietotājiem, un informācijas apmaiņas efektu dēļ nākotnē tiek iegādāts vēl vairāk ETL. Šī ir pastiprinošā (pozitīvā) atgriezeniskā saite R (4. att.), kurai būtiskākā ietekme ir ETL krājuma augšanas sākumposmā. Palielinoties "Iegādāto ETL skaitam", "Atlikušo potenciālo elektrisko transportlīdzekļu lietotāju" krājums tiek izsmelts, un "Iegādāto ETL skaita" rādītāja pieauguma ātrums sāk samazināties, kad balansējošā (negatīvā) atgriezeniskā saite B1 kļūst spēcīgāka par pastiprinošo efektu R. "Iegādāto ETL skaitu" spēcīgi ietekmē "Fosilās degvielas un elektrisko transportlīdzekļu cenu starpība" (4. att.). Savukārt cenu starpība ir atkarīga no "Subsīdijas ETL" un "Jaunu ETL cena". "Subsīdijas ETL" ir endogēns parametrs, jo to var ietekmēt parametrs "CO<sub>2</sub> emisijas no fosilās degvielas transportlīdzekļiem". Proti, subsīdiju apjoms, t.i., kopējais subsīdiju budžets, subsīdijas vienam transportlīdzeklim, laiks utt., ir politiski noteikts. Politisko lēmumu var ietekmēt starpība starp faktiskajām CO<sub>2</sub> emisijām transporta nozarē un CO<sub>2</sub> emisiju mērķi. Jo lielāka plaissa, jo vairāk politiķi ir gatavi piešķirt subsīdijas ETL iegādei un pretēji. Tā ir līdzsvarojošā atgriezeniskā saite B2, jo palielināts "iegādāto ETL skaits" samazina "CO<sub>2</sub> emisijas no fosilās degvielas transportlīdzekļiem" un samazina "subsīdijas elektriskajiem transportlīdzekļiem" (samazinātas politiskās gribas dēļ), kā rezultātā rodas lielāka cenu atšķirība, nekā tas būtu citādi, pie nosacījuma, ja citi nosacījumi. Lielāka cenu starpība nozīmē "Iegādāto ETL skaita" samazinājumu. Modelī tiek ņemti vērā tikai jaunu ETL pirkumi. "Cenu starpību starp fosilo degvielu un elektriskajiem transportlīdzekļiem" ietekmē arī "Jauna elektriskā transportlīdzekļa cena", kas ir eksogēns parametrs modelī. Vienlaikus jāpiebilst, ka pētījuma ietvaros ir pieņemts, ka ETL cenu Latvijas tirgus neietekmē tā mazā izmēra dēļ. Ir arī vērts pieminēt, ka uzlādes infrastruktūras pieejamība neietekmē ETL iegādes lēmumus, un modelī tiek pieņemts, ka uzlādes infrastruktūra tiek attīstīta pietiekamā ātrumā kopā ar ETL izaugsmi.



Modelis satur krājumu un plūsmu apakšmodeļus (5. att.) ETL skaita aprēķināšanai, uzlādes iekārtu un PV uzstādīšanas dinamikai degvielas uzpildes stacijās, PV saražotās enerģijas daļai un no tā izrietošajam CO<sub>2</sub> emisiju samazinājumam. Modelī tiek ņemti vērā arī ekonomiskie faktori, piemēram, subsīdijas ETL iegādei, ieguldījumi ETL uzlādes infrastruktūrā un PV, kā arī uzlādes izmaksas.



5. att. Galvenā modeļa apakšmodeļi

Iegādāto ETL skaita pieauguma dinamika ir atkarīga no kopējā subsīdiju apjoma, kas atspoguļots kā krājums, gan no subsīdijām uz vienu jaunu ETL, kas tiek parādīts kā parametrs. ETL iegādes samazina subsīdiju fondu, un, kad tas ir izsmelts, krājumā tiek ievadīts jauns daudzums ar piecu gadu intervālu (Vien. 1.):

$$EV_{sf}(t) = \int_{t_0}^t [S_{aEV_s}(t) - S_{WEV_s}(t)] dt + EV_{sf}(t_0) \quad , \quad (1.)$$

kur  $EV_{sf}(t)$  – ETL subsīdiju fonds, EUR;  
 $EV_{sf}(t_0)$  – sākotnējais ETL subsīdiju fonds, EUR;  
 $Sa_{EV_s}$  – subsīdijas, kas piešķirtas ETL subsīdiju fondam, EUR/gadā;  
 $SW_{EV_s}$  – subsīdijas, kas izlietas no ETL subsīdiju fonda, EUR/gadā.  
 $(t)$  – laiks;

Naudas ieplūde subsīdiju fondā ir atkarīga no starpības starp faktiskajām un mērķa CO<sub>2</sub> emisijām, cenu starpības starp ETL un FTL (4. att.). Cena ir izšķirošs faktors lēmumam par ETL iegādi. Samazinoties jaunā ETL cenai, palielināsies subsīdiju daļa par jaunu ETL, un, nemainoties citiem nosacījumiem, tas palielinās motivāciju iegādāties jaunu ETL. ETL skaits valstī nosaka patērētās elektroenerģijas daudzumu ETL uzlādēšanai, uzlādes infrastruktūras izbūvi degvielas uzpildes stacijās, kā arī saules PV attīstību.

Potenciālos ETL pircēji var sadalīt divās kategorijās: tie, kuri var atļauties iegādāties jaunu ETL bez subsīdijām, un tie, kuriem nepieciešamas subsīdijas. Tā kā potenciālie ETL lietotāji iegādājas ETL, viņi kļūst par ETL lietotājiem un tiek izņemti no "Potenciālo ETL lietotāju, kuri pieņēma lēmumu par pirkumu" krājuma ar ETL iegādes ātrumu, t.i., "ETL lietotāja pieauguma ātrumu" (Vien. 2.).

$$P_{EV_u}(t) = \int_{t_0}^t [D_{EV}(t) + P_S(t) - EV_{IR}]dt + P_{EV_u}(t_0) \quad , \quad (2.)$$

Kur  $(t)$  – laiks

$P_{EV_u}(t_0)$  – sākotnējie potenciālie ETL lietotāji, kuri pieņēma lēmumu par pirkumu, cilvēki;

$D_{EV}$  – lēmums iegādāties ETL, cilvēki/gadi (iegādes ātrums ātrums, iedzīvotājiem kuriem nav nepieciešamas subsīdijas);

$EV_{IR}$  – ETL lietotāju pieauguma temps, cilvēki/gadi;

$P_S$  – lēmums par pirkumu subsīdiju dēļ, cilvēki/gadi (iegādāto ETL skaita dinamika iedzīvotāju grupā, kuriem nepieciešamas subsīdijas).

Lēmumu par ETL iegādi ietekmē "no mutes mutē" efekts (4. att.), kas ir izšķirošs virzītājspēks iedzīvotāju grupā, kurai nav nepieciešamas subsīdijas ETL iegādei. Atsevišķs modulis (5. att.) tiek izmantots, lai noteiktu ātrumu, kādā ETL uzlādes vienības jāuzstāda degvielas uzpildes stacijās. Tiek ņemtas vērā jau esošo degvielas uzpildes staciju skaits un

uzlādes infrastruktūra. Tā kā tiek pieņemts, ka maksimālais ETL uzlādes vienību skaits degvielas uzpildes stacijās ir sešas, tika apsvērta arī uzlādes vienību uzstādīšana ārpus degvielas uzpildes stacijām. Līdz 2021. gadam Latvijā ir uzbūvētas 169 ETL uzlādes iekārtas, no kurām 16 atrodas degvielas uzpildes stacijās un 11 ir publiski pieejamas bezmaksas uzlādes ierīces citās vietās. Ņemot vērā, ka ETL uzlādes infrastruktūra Latvijā galvenokārt balstās uz ETL uzlādes iekārtām, kas atrodas ārpus degvielas uzpildes stacijām, modelī rēķina ETL uzlādes iekārtu uzstādīšanu degvielas uzpildes stacijās un arī ārpus tām. Elektroenerģijas patēriņš ETL uzlādei degvielas uzpildes stacijās ir atkarīgs no ETL uzlādes skaita un ilguma šajās stacijās. Tiek ņemts vērā arī sastrēguma koeficients 0.8, kas nozīmē, ka 20% ETL, kas vēlas izmantot uzlādes pakalpojumu, to nevar izmantot, jo pieejamie pieslēgumi jau tiek lietoti, tāpēc ir spiesti izmantot citu degvielas uzpildes staciju. ETL uzlādei nepieciešamā elektroenerģija tiek aprēķināta, ņemot vērā elektroenerģijas patēriņu uz vienu km un vidējo nobraukto attālumu uz vienu ETL gadā (sk. 1. tabulu).

PV, visticamāk, tiks uzstādīti uz degvielas uzpildes staciju jumta virsmas, un 2. tabulā ir parādīti dati, kas izmantoti degvielas uzpildes stacijās uzstādāmo PV maksimālās jaudas aprēķināšanai. Lēmums par ieguldījumiem PV sistēmas uzstādīšanai (4. att.) tiek pieņemts tikai tad, ja pašreizējā neto vērtība šim ieguldījumam ir vienāda vai lielāka par nulli. Tas nozīmē, ka tīkla elektroenerģijas cenai ir jābūt pietiekami augstai, lai radītu nepieciešamo enerģijas izmaksu ietaupījumu naudas plūsmu. Ja pašreizējā neto vērtība ir mazāka par nulli, nepieciešamās subsīdijas tiek aprēķinātas apjomā, kas nepieciešams ieguldījuma rentabilitātes nodrošināšanai. Modelī ņem vērā arī PV sākotnējo īpatnējo kapitālieguldījumu samazinājumu tehnoloģiju apguves līknes jeb efekta dēļ. PV uzstādīšana, līdzīgi kā ETL uzlādes bloku uzstādīšana, tiek modelēta kā jaudas palielināšanas modelis, kas sastāv no vairākiem krājumiem un plūsmām. Šie krājumi un plūsmas parāda, ka jauda sākotnēji tiek pasūtīta un pārvietota uz ražošanas stadijā esošās jaudas krājumiem (Vien. 3.). Vidējais būvniecības laiks nosaka ātrumu, kādā šī jauda tiek pārvietota uz ekspluatācijā esošās jaudas krājumu, t.i., "nodošanas ekspluatācijā ātrums". Iekārtu vidējais darbmūžs nosaka jaudas izņemšanas no ekspluatācijas ātrumu.

$$\begin{aligned}
 & PV_{uc}(t) \\
 &= \int_{t_0}^t [Or_{PV_{FS}}(t) - Cr_{PV_{FS}}(t)] dt + PV_{uc}(t_0) \quad (3.)
 \end{aligned}$$

kur,  $PV_{uc}(t)$ – būvniecības stadijā esošo PV skaits degvielas uzpildes stacijās, vienībās/stacijās;

$PV_{uc}(t_0)$  – sākotnējais būvniecības stadijā esošo PV skaits degvielas uzpildes stacijās, vienībās/stacijās;

$Or_{PV_{FS}}$  – PV pasūtījuma ātrums degvielas uzpildes stacijās, vienībās/stacijās/gados;

$Cr_{PV_{FS}}$  – PV nodošanas ekspluatācijā ātrums degvielas uzpildes stacijās, vienībās/stacijās/gados.

Lai aprēķinātu ar PV saražoto elektroenerģijas daudzumu, tiek uzskatīts, ka uzstādītās jaudas izmantošanas ilgums ir 850 stundas gadā, taču šī vērtība dažādās valstīs var ievērojami atšķirties, un būtiski svārstīties arī atkarībā no ģeogrāfiskās atrašanās vietas. Tā kā ir iespējama starp PV ražošanu un ETL uzlādi, tiek pieņemts, ka 0,2 no PV saražotās elektroenerģijas tiek izmantoti citiem mērķiem, nevis ETL uzlādei. Ņemot vērā, ka saules enerģijas daudzums nespēs segt visu nepieciešamo ETL pieprasījumu, daļa elektroenerģijas tiek iegādāta no tīkla.

Modeļa galvenais rezultāts ir CO<sub>2</sub> emisiju samazinājums, kas tiek panākts, aizstājot fosilās degvielas transportlīdzekļus ar ETL transportlīdzekļiem. Tiek pieņemts, ka transportlīdzekļu parka kopējais lielums saglabāsies nemainīgs, un pētījumā netika ņemta vērā FTL transportlīdzekļu parka dinamika saistībā ar izmantoto degvielu kombināciju, vecumu un no tā izrietošajām CO<sub>2</sub> emisijām uz km. Netika ņemtas vērā arī izmaiņas elektroenerģijas ražošanas struktūrā attiecībā uz tīkla elektroenerģiju. Tāpēc tika pieņemts, ka CO<sub>2</sub> emisijas faktori FTL un tīkla elektroenerģijai ir nemainīgi (sk. 1. tabulu).

## 1. tab. Bāzes scenārija modeli izmantotās vērtības

Nosaukums	Vērtība	Mērvienība	Atsauces
Indikatīvais ETL subsīdiju budžets	10	Milj. EUR	[70]
Indikatīvās subsīdijas vienam jaunam ETL	4500	EUR/Transportlīdzekļi	[70]
Jaunu ETL un fosilo transportlīdzekļu sākotnējā vidējā cena	33000/18000	EUR/ Transportlīdzekļi	[71]
Sākotnējais ETL skaits	2106	Transportlīdzekļi	[72]
Sākotnējā ETL lietotāju daļa ar subsīdijām	0,8	bez vienības	Pieņemums
Jauna ETL vidējās cenas samazinājums	0,02	Bez vienības, gadā	Pieņemums
Īpatnējo kapitālieguldījumu samazinājums PV iekārtām,	0,025	Bez vienības	Pieņemums
Varbūtība pārlicināt sabiedrības daļu, kura saņem subsīdijas	0,4	Personas/kontaktpersonas	Pieņemums
Kontaktu līmenis ar subsīdiju grupu	6	Kontakti/personas/gads	Pieņemums
Varbūtība pārlicināt iedzīvotāju grupas, kas nesaņem subsīdijas	0,5	Personas/kontaktpersonas	Pieņemums
Kontaktu līmenis ar sabiedrības grupām, kas saņem subsīdijas	12	Kontakti/personas/gads	Pieņemums
Maksimālais uzlāžu skaits vienību skaits degvielas uzpildes stacijās (DUS)	6	Vienības/stacija	Pieņemums
ETL mērķis uz vienu uzlādes vienību	10	Transportlīdzekļi/vienību	[73]
DUS skaits	436	Stacijas	*
Sākotnējais ekspluatācijā esošo publisko uzlādes vienību skaits	11	Vienības	*
Sākotnējais uzlādes vienību skaits DUS	16	Vienības	*

Uzlādes ierīču vidējais kalpošanas laiks	20	Gadi	Pieņēmums
Vidējais ETL kalpošanas laiks	10	Gadi	Pieņēmums
Sākotnējie īpatnējie ieguldījumi PV enerģijā	945	EUR/kW <sub>p</sub>	[74]
PV sistēmas vidējais kalpošanas laiks	25	Gadi	[74]
Diskonta likme	0,05		Pieņēmums
PV jaudas blīvums	0,155	kW/m <sup>2</sup>	[75]
PV izmērs	0,166	m <sup>2</sup> /Vienību	Pieņēmums
Degvielas uzpildes stacijas jumta izmērs	200	m <sup>2</sup> /Stacijas	Pieņēmums
ETL elektroenerģijas patēriņš uz km	0,2	kWh/km	Pieņēmums
Uzlādes iekārtas elektriskā jauda	50	kW/Vienību	Pieņēmums
Jaudas maksa tīkla pieslēgumam par kW	10	EUR/kW/gads	Pieņēmums
Tīkla elektroenerģijas cena	143	EUR/MWh	[76]
Pv O&M vienības izmaksas	0,012	EUR/kWh	Pieņēmums
CO <sub>2</sub> emisijas faktors tīkla elektroenerģijai	101	t/kWh	[77]
Vidējais transportlīdzekļa nobrauktais attālums	13000	km/gadā/Transportlīdzekli	[78]
Kopējais transportlīdzekļu skaits	749909	Transportlīdzekļi	[79]
CO <sub>2</sub> emisijas uz degvielas transportlīdzekli uz kilometru	168	g/km	[80]

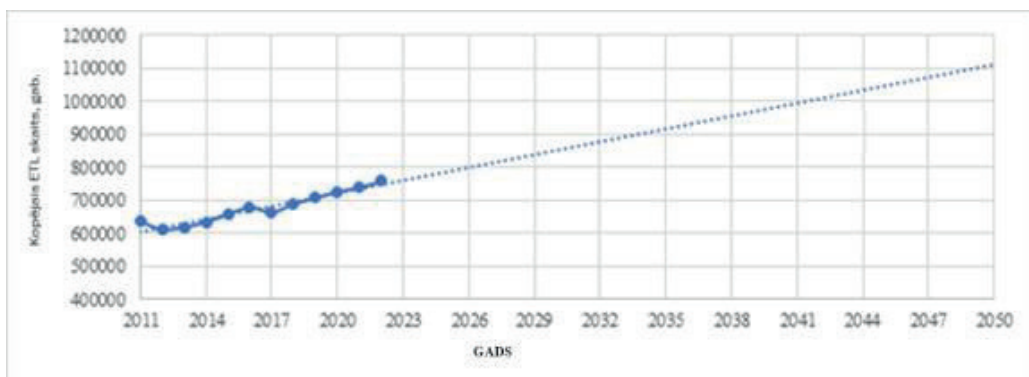
\* Dažādi avoti - vērtības tika iegūtas, apkopojot informāciju no dažādiem avotiem par degvielas uzpildes stacijām un uzlādes vienību atrašanās vietu.

## **2.2. Viegļā ETL un dažādu uzlādes infrastruktūras attīstības scenāriju iespējamās ietekmes elektrotīklu darbību novērtējums**

Lai novērtētu vieglā ETL un dažādu uzlādes infrastruktūras attīstības scenāriju iespējamo ietekmi uz elektriskās slodzes profilu elektrotīklos un tīklu tehnisko un ekonomisko efektivitāti, pētījumā tika izmantota Latvijas enerģosistēmas modelēšana pa stundām visam 2050. gadam. Kā rīks tika izmantota uzlabotā enerģosistēmu analīzes modelēšanas programmatūra "EnergyPLAN". Šī modelēšanas rīka pamatotību nosaka fakts, ka rīks ļauj modelēt enerģosistēmas darbību ar vienas stundas laika soli, kas ir pamatoti, ņemot vērā to, ka PV un VES ražošanai, kā arī uzlādei, ir raksturīgas būtiskas svārstības arī diennakts ietvaros.

. Pētījumā tika ņemti vērā tikai viegļie pasažieru transportlīdzekļi, jo, kā minēts šis transporta segments nākotnē varētu tikt elektrificēts ar visaugstāko varbūtību. To galvenokārt pamato tādi apsvērumi kā nepieciešamo transportlīdzekļu un uzlādes tehnoloģiju pieejamība un arī ekonomiskais pamatojums. Citas transporta nozares un siltumapgādes sektors, kas ir uzskatāms par vēl vienu būtisku potenciālo elektroenerģijas patēriņa avotu, pētījumā netika analizētas un palika nemainīgas, un šo nozaru ietekme modelī atspoguļota, balstoties uz statistikas datiem par 2021. gadu. Jāpiebilst, ka modelēšanas procesā 2021. gads tika pieņemts par modeļa bāzes gadu.

Galvenā uzmanība tiek pievērsta AER avotu izmantošanai, aplūkojot scenāriju, kurā AER saražotais elektroenerģijas daudzums varētu pilnībā segt visu ETL nepieciešamo elektroenerģiju. Modeļa funkcionalitāte paredz iespēju analīze iekļaut elektroenerģiju, kas ražota, izmantojot vēja, saules enerģiju un hidroenerģiju. Transporta nozares sadaļā ir iespējams modelēt transporta nozares ietekmi uz kopējo valsts elektrotīklu. Attiecībā uz 2050. gadu pētījums apskata scenāriju, kas paredz pilnībā pārtraukt fosilo degvielu izmantošanu un autoparku, kas sastāv tikai no ETL. Šis pieņēmums ir būtisks, lai ar rīka palīdzību būtu iespējams noteikt prognozējamo maksimālo elektrisko slodzi.



**6. att. Vieglo transportlīdzekļu tendenču līkne Latvijā 2050. gadam [81].**

Nākotnes prognozes par transportlīdzekļu skaitu Latvijā: kā redzams 6. attēlā, tiek prognozēts, ka pasažieru transportlīdzekļu skaits Latvijā palielinās lineāri. Neviena cita veida tendences līkne nevarētu uzrādīt tik augstu korelācijas koeficientu. Atbilstoši prognozei, 2050. gadā vieglo transportlīdzekļu skaits Latvijā jau varētu pārsniegt 1,1 miljonu vieglo transportlīdzekļu. Lai gan nākotnē var būt prognozējami vairāki demogrāfiskie un ekonomiskie apstākļi, kas potenciāli negatīvi var ietekmēt izmantoto transportlīdzekļu skaitu, pētījumā netika veikta šādu parametru analīze. Tādejādi elektrisko transportlīdzekļu slodzes ietekme uz tīklu tika noteikta ar pēc iespējas vairāk lietotājiem.

Kopējais ETL elektroenerģijas patēriņš 2050. gadā: Lai iegūtu ETL kopējo elektroenerģijas patēriņu, svarīgi noteikt kopējo ETL lietotāju skaitu ( $EV_n$ ), (kopējais transportlīdzekļu skaits 2050. gadā no 6. att.), auto vidējo nobraukumu ( $am$ , (13'000 km [82])) un vidējo elektroenerģijas patēriņš, kas noteikts kā 199 Wh/km ( $aw$ ) [83]. Aprēķins tiek veikts, reizinot kopā trīs iepriekš minētos parametrus un izmantojot zemāk esošo vienādojumu. (Vien. 4.):

$$tec = evn \cdot am \cdot aw, \quad (4)$$

kur

$am$  vidējais automašīnu nobraukums, km/(gab x gadā);

$aw$  vidējais ETL elektroenerģijas patēriņš, Wh/km;

$tec$  kopējais elektroenerģijas patēriņš, kas saistīts ar elektromobiļiem, Wh/gadā.



Aprēķinu ceļā galīgās iegūtā vērtība ir 2,845 TWh / gadā, kas attiecīgi tiek izmantota ievadei EnergyPLAN rīkā .

## 2. tab. Viedās Uzlādes Sistēmas Ievades Dati Programmatūrā EnergyPlan.

<b>Elektroenerģijas patēriņš</b>	<b>TWh/gads</b>	
Viedā uzlāde	2,845	
Vienkāršā uzlāde	0	
<b>Viedie uzlādes papildinājumi</b>	<b>Vērtība</b>	<b>Vienības</b>
Maksimālais tīklam pieslēgto EV īpatsvars maksimālā pieprasījuma laikā	20	%
Tīkla un akumulatora savienojuma jauda	3420	MW
Stāvvietā novietoto automašīnu īpatsvars, kuras pieslēgtas tīklam	70	%
Efektivitāte (no tīkla līdz akumulatoram)	95	%
Akumulatora un tīkla pieslēgumu jauda (nodot enerģiju no ETL akumulatora tīklā)	500	MW
Efektivitāte (no akumulatora līdz tīklam) (nododot enerģiju no ETL akumulatora tīklā)	95	%

Efektivitātes koeficients, kas raksturo to, cik no tīkla nodotās elektroenerģijas var tikt uzkrāta akumulatorā uzlādes procesā, pētījuma ietvaros ir aizgūts no iepriekšējiem pētījumiem un noteikts 0,95 apjomā [84]. ETL akumulatora ietilpība tiek noteikta, balstoties uz pētniecisko pieņēmumu, ka tajā tiek uzkrāta elektroenerģija, lai pēc tam to varētu nodot atpakaļ tīklā, pamatojoties uz elektroenerģijas tirgus cenām. Aprēķinā tika ņemts vērā arī kopējais elektromobiļu skaits un vidējā akumulatora ietilpība.

Pētījuma turpmākajā gaitā tika izstrādāti koeficienti, kuri ļauj atspoguļot dažādu ETL uzlādes pakalpojuma izmantošanas paradumu ietekmi uz elektroenerģijas sistēmas darbību, prognozējot patēriņa slodzi atkarībā no tā, kāda tipa uzlāde (pēc tās ātruma) tiek izmantota ETL patēriņa nodrošināšanai. Koeficientu vērtības ir balstītas reāli apkopotiem datiem, kas raksturo ETL lietotāju paradumus uzlādēt savus transportlīdzekļus

noteiktā laika periodā, tādējādi koeficientu vērtības iegūstot ik stundu, gadu. Šāds zinātnisks pētījums tika veikts Dānijas teritorijā, 2018. gadā [85], kur īpašas koeficientu vērtības tika izveidotas, iegūstot elektroenerģijas skaitītāju datus no vairākiem uzlādes punktiem (t.sk. māsasaimniecībām), kā arī aprakstot ETL lietotāju uzlādes staciju lietošanas paradumus.

Šim pētījumam ievades datu koeficienti tiks summēti no iegūšanas koeficientiem, kas iepriekš minētajā darbā tika sadalīti pa mājas, publiskajiem un ātrās uzlādes veidiem. Lai varētu noteikt maksimālo iespējamo kopējo koeficientu starp šiem trim koeficientu veidiem, ir jāparedz procentuālais atbalsts, pēc kura var noteikt katra veida ETL uzlādes stacijas proporciju. Tomēr procenti norādīti kā fiksēts lielums visa gada garumā, un atšķirībā no stundas koeficientiem, tie nemainīsies. Piemēram, ja mājas uzlādes koeficients un lietošanas līmenis ir 1,5 (hx) un 70% gadā par noteiktu diennakts stundu, 1,1 (px) un 5% sabiedriskajām stacijām, 2 (fx) un 25% ātrās uzlādes stacijām, tad kopējo koeficientu iegūs zemāk esošais vienādojums. (Vien. 5.):

$$tx = hx \cdot 70\% + px \cdot 5\% + fx \cdot 25\% , (5)$$

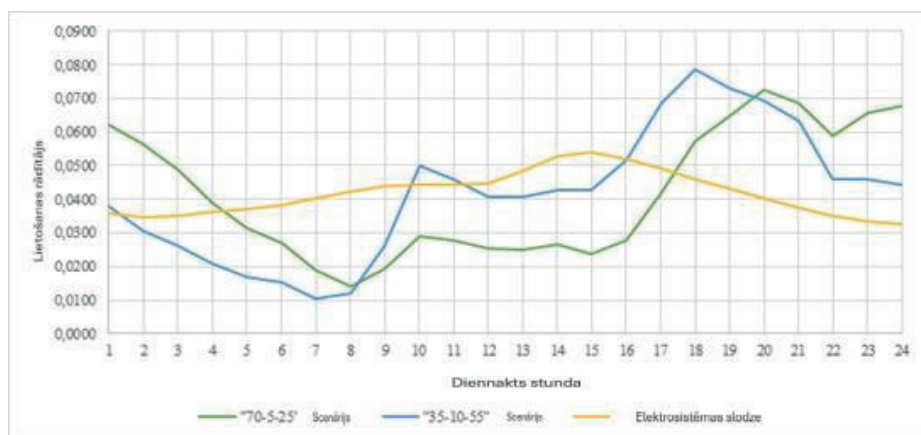
kur

*HX* mājas maksas koeficients noteiktā diennakts stundā;

*px* publiskās maksas koeficients konkrētā diennakts stundā;

*fx* ātrās uzlādes koeficients noteiktā diennakts stundā;

*tx* kopējais koeficients no visiem uzlādes veidiem noteiktā diennakts stundā.



7. att. ETL uzlādes slodzes profila piemērs abiem scenārijiem janvāra pirmajā dienā.

Iegūto rezultāti uzskatāmi atspoguļo arī ETL uzlādes kopējo ietekmi uz energosistēmas darbību Latvijā. Tie ņem vērā pieejamos datus par to, kāds ir elektroenerģijas patēriņš mājas ETL uzlādēm, publiskajai lēnajai ETL uzlādei un ātrajai uzlādei. Šādas vērtības var iegūt, aprēķinot kopējo elektroenerģijas daudzumu, ko patērē ātrās un publiskās uzlādes stacijas. Šajā darbā proporcionāli tika aprēķināts ātrais un sabiedriskais staciju patēriņš (Vien. 6) [86, 87, 88, 89, 90, 91, 92]. Par publiskajām stacijām stacijas pētījumā tiek uzskatītas stacijas lielveikalu vai benzīntanku zonās, un kuru operators nav Ceļu Satiksmes Drošības direkcija vai elektroapgādes uzņēmums "Latvenergo". Gan CSDD, gan "Elektrum" uzlādes stacijas šajā pētījuma daļā tiek uzskatītas par ātrās uzlādes stacijām.

$$cf = \frac{XCS}{CCS} \cdot ec, \quad (6.)$$

kur

CCS CSDD uzlādes staciju skaits, gab.;

XCS uzlādes staciju skaits, kuru kopējais enerģijas patēriņš nav zināms, gab.;

ec enerģijas patēriņa līmenis visām CSDD ātrās uzlādes stacijām, GWh/gadā;

cf kopējais enerģijas patēriņš konkrētām ražotāja uzlādes stacijām, kuru kopējais enerģijas patēriņš nav zināms, GWh/gadā.

Ir vērts pieminēt, ka daudzas no publiskajām stacijām var konkurēt ar līdzīgām enerģijas plūsmām ar ātrās uzlādes stacijām, taču lielākā daļa no šīm 30 publiskajām uzlādes stacijām spēj uzlādēt tikai 22 kW jaudu. Kopējais ātrās uzlādes staciju patēriņš tiek aprēķināts ap 1.35 GWh/gadā, kas ir 25% no kopējā elektroenerģijas patēriņa transporta sektorā (~ 5.6 GWh/gadā). Skaidrības labad, ņemot vērā 2021. gadā Latvijā reģistrēto elektromobiļu skaitu (2174 gab., [93]), kopējais elektroenerģijas patēriņš, kas saistīts ar elektromobiļiem, bija 5,6 GWh/gadā, izmantojot vienādojumu. (Vien. 6). Iegūstot datus par publisko staciju pieejamību Latvijā un salīdzinot to proporcijas attiecību ar CSDD staciju patēriņa datiem, šo staciju patēriņš tiek noteikts aptuveni 0,15 GWh/gadā. Proporcija kopējā elektroenerģijas patēriņā tiek mērīta aptuveni 3% robežās, tomēr, ja publisko staciju tīklā ietilpst pakalpojumu sniedzēju "Tesla" un "Ionity" ātrās, publiskās uzlādes stacijas, kurām ir vislielākā jauda starp jebkura veida stacijām Latvijā, tad tiek pieņemts, ka procents ir

5%. Pamatojoties uz šo aprēķiniem, secināms, ka ātrās uzlādes staciju īpatsvars kopējā transporta nozarē patērētās elektroenerģijas apjomā ir 25% un sabiedriskās stacijas 5%. Ņemot to vērā, iespējams aprēķināt, kāda daļa elektroenerģijas tiek patērēta mājas uzlādei, kas šajā gadījumā 2021. gadā ir 70 %. Šādu aprēķinu veidā tiek iegūti nepieciešamie koeficientu svāri, uz kuriem balstoties tika noteikta kopējā koeficienta vērtība katrai gada stundai. Atbilstoši kopējā koeficienta vērtībai ir iespējams modelēt arī paredzamās maksimālās elektroenerģijas sistēmas slodzes slodzes.

Vērtējot iespēju nodrošināt transporta sektora radīto energoresursu pieprasījumu, tika ņemtas vērā arī modelēšanas prognozes par paredzamo atjaunojamo energoresursu ražošanas jaudu attīstību (galvenokārt VES un PV) elektroenerģijas sektorā. Lai izstrādātu prognozes, tika ņemts vērā kopējais atjaunojamo energoresursu jaudu attīstības potenciāls, ko pamato sistēmas operatora novērtējums par PV un VES faktisko potenciālu Latvijas teritorijā, elektropārvades infrastruktūras iespējas. Prognozēs ņemts vērā arī ražošanas projektu un infrastruktūras attīstībai nepieciešamie termiņi, kā arī paredzamo pārrobežu infrastruktūras attīstībai nepieciešamais laiks.

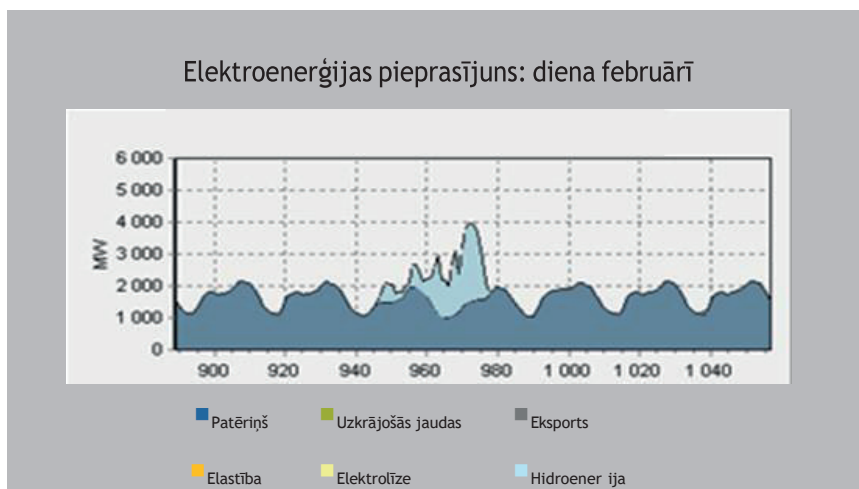
Energosistēmas simulācijā tika pārbaudīts scenārijs, kurā 2050. gadā Latvijas elektroenerģijas pieprasījums tiek segts tikai ar atjaunīgu enerģiju, kā primāros avotus izmantojot VES, PV un hidroelektrostaciju ražoto elektroenerģiju. Scenārijs paredz, ražotnes, kuru darbībai tiek izmantots fosilais kurināmais, savukārt elektroenerģijas patēriņš modelēts, balstoties uz pārvades sistēmas operatora prognozēm par elektroenerģijas patēriņa pieauguma prognozējamo dinamiku 10 gadu periodam. Modelēšanas ietvaros uzdevums bija pārliecināties, vai Latvijas elektroenerģijas ražošana tikai no atjaunojamajiem resursiem var tikt attīstīta apjomā, kas pilnībā sedz Latvijas elektroenerģijas patēriņu, ieskaitot arī patēriņu, kurš dekarbonizācijas pasākumu rezultātā veidots arī transporta sektorā, proti, būtu saistīts ar EV ieviešanu. Papildus tam modelēšanā tika vērtēts, vai dažādiem EV uzlādes pakalpojuma attīstības scenārijiem var būt ietekme uz elektroenerģijas sistēmas darbību, piemēram, samazinot vai palielinot elektroenerģijas pārrobežu plūsmas. Tabulā Nr. 3 parādīti izmantojamie elektroenerģijas ražošanas veidi un to apjomi, kas 2050. gadam tiek prognozēti Latvijas teritorijā.

### 3. tab. Elektroenerģijas ražošanas avoti 2050. gada scenārijā.

Elektroenerģijas ražošanas veids	Jauda, MW
Hidroenerģija	1588
Vējš	2070
Jūras vēja enerģija	1685
PV	1297
Mazā hidroenerģija	31
Biomases stacijas	232
Biogāzes stacijas	182

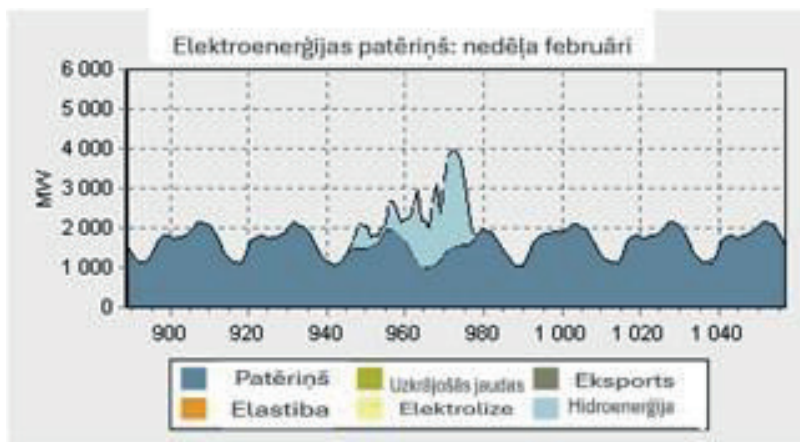
Scenārijs ar prioritāro mājas "70-5-25" uzlādes profilu: Kopējie koeficienti ir aprēķināti un saistīti ar pirmo modelēto scenāriju 2050. gadam, kurā mājokļa uzlāde tiek noteikta par prioritāti un svāri atbilst mūsdienām (2021). Tas nozīmē 70% svaru mājas uzlādei, 5% svaru publiskai un 25% svaru ātrās uzlādes iespējai.

Piemēram, aplūkojot 8. att., ir iespējams redzēt ETL lietotāju izveidotu grafiku vienā no februāra dienām, kura laikā visvairāk ETL tiek uzlādēts stundās.



8. att. ETL uzlādes paradumu tendenču grafiks konkrētā februāra dienā "70-5-25" uzlādes profilam.

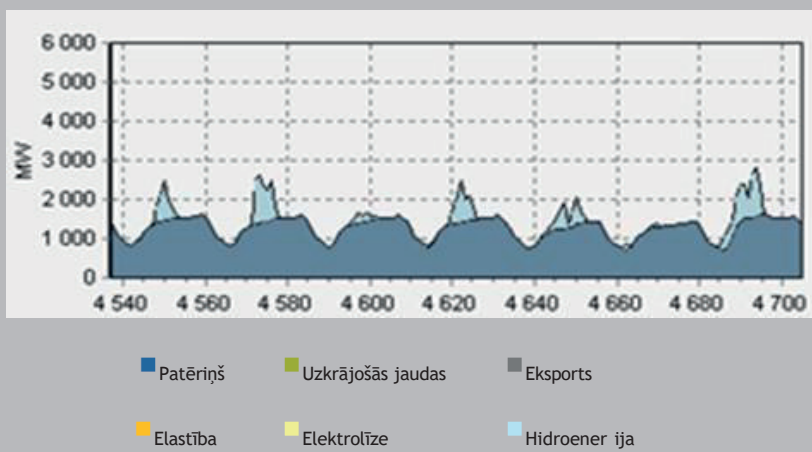
Kā redzams 8. attēlā., visbiežāk uzlāde šajā dienā tiek veikta vakara stundās. Maksimālās slodzes tiek sasniegtas apmēram vakara stundās no 20:00 līdz 23:00, runājot par prioritāti mājas uzlādes iespējās.



9. att. ETL uzlādes paradumu tendenču grafiks konkrētajā februāra nedēļā "70-5- 25" uzlādes profilam.

Kā parādīts 9. attēlā., kas ietver arī iepriekš minēto februāra dienu, patēriņa grafiks visām šīs nedēļas dienām ir līdzīgs. Lielākas, izteiktākas maksimumslodzes tiek novērotas katru dienu vakara stundās. Šajā ziņā kopējie koeficienti katrai sezonai starp attiecīgajiem mēnešiem ir līdzīgi. Starp pašiem gadalaikiem koeficienti ir tikai neliela novērojuma novirze. Apskatot ETL lietotāju uzlādes paradumus, uzlādes koeficienti vasaras dienās atšķiras ar zemāku slodzi visas dienas garumā. Lielākas pieprasījuma maksimuma vērtības tiek novērotas tikai atsevišķās dienās, piemēram, ziemas dienas profilā. Nakts un rīta dienas posmos uzlādes koeficienti ir diezgan līdzīgi ziemas perioda profiliem, turklāt tas ir raksturīgs arī citiem gada mēnešiem.

## Elektroenerģijas pieprasījums: nedēļa jūlijā

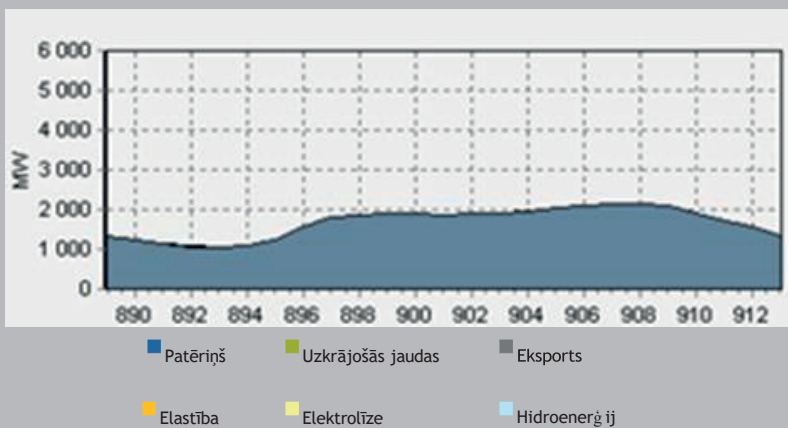


**10. att. ETL uzlādes paradumu tendenču grafiks konkrētajā jūlija nedēļā "70-5-25" uzlādes profilam.**

Saskaņā ar šiem datiem var lēst, ka ziemā nepieciešamais elektroenerģijas daudzums lai segtu pieprasīto ETL uzlādes enerģiju, būs lielāks nekā vasarā. Šis pieprasījums galvenokārt ir saistīts ar pieprasījumu mājas uzlādei. Pieprasījumu raksturojošā līkne kopumā ir līdzīga arī pavasarī un rudenī un izlīdzinās starp ziemas un vasaras pieprasījumu. Scenārijs ar prioritāru ātrās uzlādes profilu "35-10-55": Otrajā scenārijā 2050. gadam tiek izskatīta ātrās uzlādes staciju prioritāte un tās ietekme uz kopējo elektrotīklu. Šajā scenārijā svaru izvēle balstās uz pieņēmumiem, ka nākotnē, pieaugot ETL lietotāju skaitam, pie daudzdzīvokļu mājām trūks uzlādes staciju. Tas nozīmētu, ka vairāk lietotāju meklētu iespējas izmantot ātrās uzlādes stacijas. Svārs tiek piešķirts atbilstoši, 35% mājas uzlādei, 10% publiskajiem un 55% ātrās uzlādes stacijām.

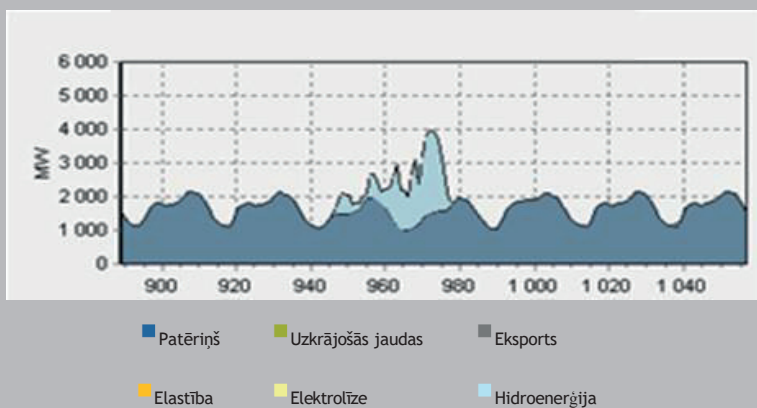
Aplūkojot ar ETL uzlādi saistīto ietekmi uz elektrotīkla maksimālo slodzēm scenārijā, kas paredz lielāku ātrās uzlādes prioritāti (11. att.), ir secinājams, ka uzlādes scenārija izmaiņām ir identificējama ietekme uz patēriņa slodzēm pa stundām, tomēr maksimumslodžu stundās nav vērojamas nozīmīgas atšķirības.

### Elektroenerģijas pieprasījums: nedēļa februārī



11. att. ETL uzlādes paradumu tendenču grafiks konkrētā februāra dienā "35-10-55" uzlādes profilam.

### Elektroenerģijas pieprasījums: diena februārī

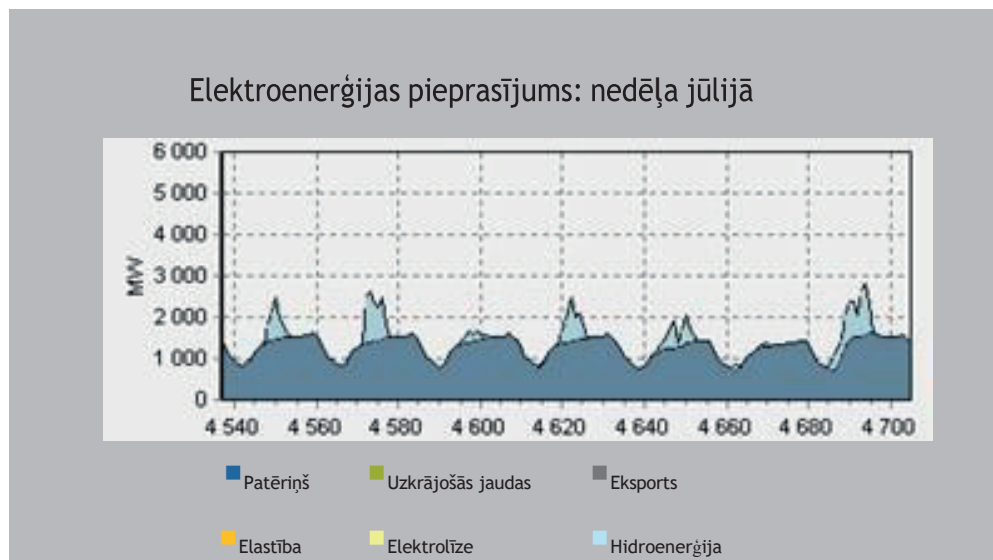


12. att. ETL uzlādes paradumu tendenču grafiks konkrētajā februāra nedēļā "35-10-55" uzlādes profilam.

Savukārt aplūkojot scenārija ietekme uz energosistēmas darbību nedēļas griezumā, secināms, ka izmaiņas, salīdzinot ar iepriekšējo scenāriju, vērojamas maksimumslodžu



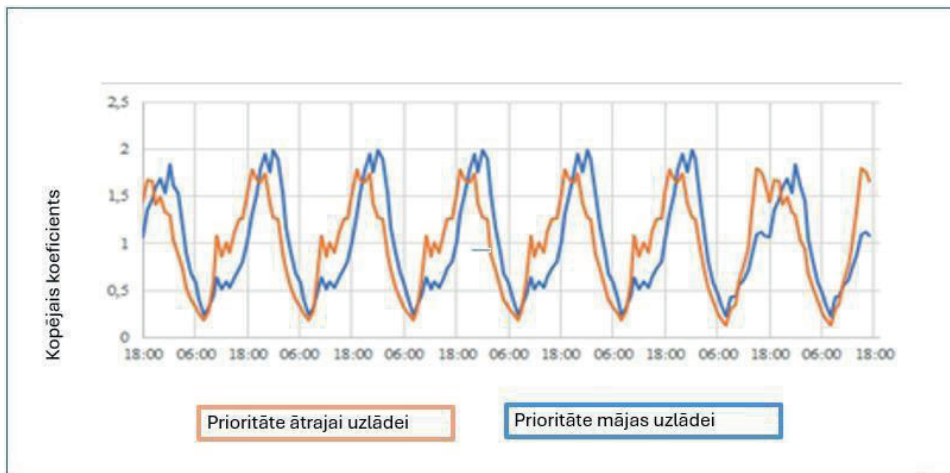
stundās (12. att.). Ja mājas uzlādei šīs maksimālā patēriņa slodzes stundas bija daudz izteiktākas, tad ātrai uzlādei tās ir vienmērīgākas. Analizētās nedēļas vidū attēls neuzrāda nebija izteiktu maksimumu, un viss dienas periods turpinājās ar vienādu pieprasījumu.



**13. att. ETL uzlādes paradumu tendenču grafiks konkrētajā jūlija nedēļā "35-10-55" uzlādes profilam.**

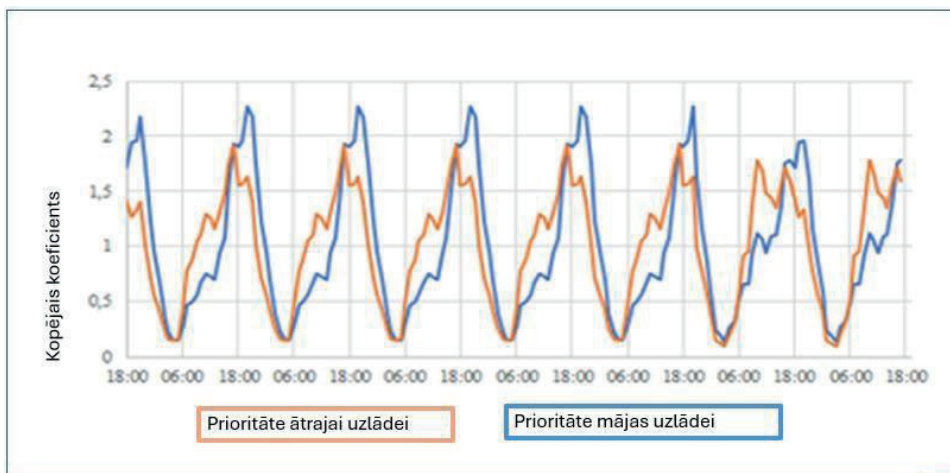
Vasarā modelis norāda uz vēl vēl lielākām atšķirībām. Ja mājas uzlādei maksimumslodzes bija nedaudz izteiktākas vakara stundās, tad ātrajai uzlādei šos maksimumus var novērot gada siltajos periodos pusdienlaikā, vai , arī tie nav novērojami, jo pieprasījums tiek izlīdzināts visas dienas garumā.

Lai salīdzinātu abu scenāriju uzlādes slodzes variācijas un to ietekmi uz elektrotīklu, tika modelēti slodzes grafiki katrai gada sezonai. Kā redzams 15. attēlā., abu scenāriju līkņu veids ziemas mēnešos ir relatīvi līdzīgs. Mājas "70-5-25" uzlādes scenārijam ir lielākas virsotnes vakara stundās, taču kopējie maksimumi abiem grafikiem ir līdzīgi. Ātrās uzlādes scenārijs "35-10-55" atstāj lielāku ietekmi uz dienas stundām.



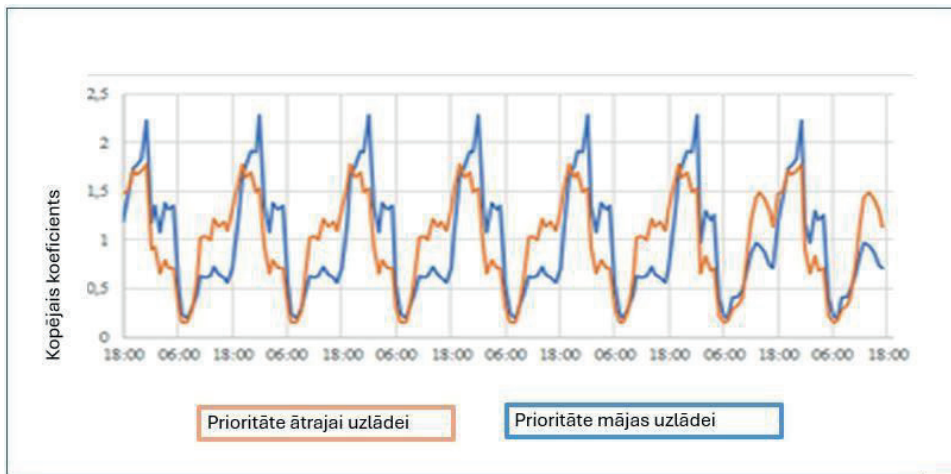
**14. att. Uzlādes slodzes profila salīdzinājums abiem scenārijiem konkrētā februāra nedēļā**

Pavasara mēnešos (sk. 14. att.) ātrās uzlādes scenārija līknes grafiks "35-10-55" ir līdzīgs ziemas perioda profilam, bet mājas "70-5-25" uzlādes scenārijam maksimumi ir daudz lielāki.

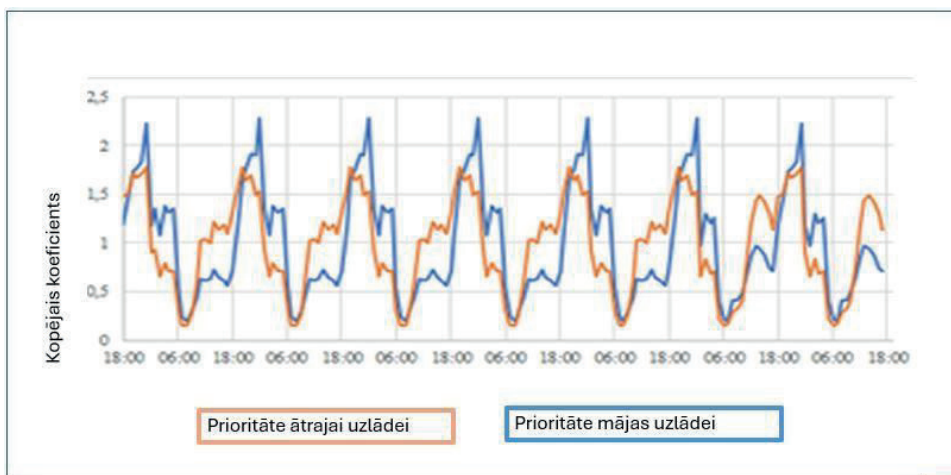


**15. att. Uzlādes slodzes profila salīdzinājums abiem scenārijiem konkrētā aprīļa nedēļā**

Vasarā (sk. 15. att.) joprojām vērojama tāda pati tendence, ka mājas "70-5-25" uzlādes scenārijs prasa lielāku elektrisko jaudu tajās pašās vakara stundās. Turklāt ir iespējams novērot, ka maksimums tiek sasniegts pat rīta stundās ātrās uzlādes "35-10-55" scenārijam.



**16. att. Uzlādes slodzes profila salīdzinājums abiem scenārijiem konkrētā augusta nedēļā**



**17. att. Uzlādes slodzes profila salīdzinājums abiem scenārijiem konkrētā novembra nedēļā**

Rudenī (sk. 17. att.) ir iespējams redzēt, ka noteiktā dienā ātrās uzlādes "35 -10-55" scenārija maksimums prognozējams lielāks nekā mājas "70-5-25" uzlādes scenārijam. Spriežot pēc informācijas, kas iegūta no EnergyPLAN rīka, grafikos atspoguļotais rezultāts tiks apstiprināts arī ar modelēšanas rīka palīdzību. No tīkla pieprasītās jaudas apjoms ir nedaudz augstāks vasaras periodos, īpaši jūlijā. To var redzēt tabulā Nr. 4.

**4. tab. Vidējais elektroenerģijas slodzes pieprasījums mēnesī viedajai uzlādes sistēmai.**

<b>Mēnesis</b>	<b>Prioritāte mājas uzlādei, MW</b>	<b>Prioritāte ātrai uzlādei, MW</b>
Janvāris	308	307
Februāris	308	307
Marts	308	307
Aprīlis	308	307
Maijs	307	307
Jūnijs	308	308
Jūlijs	310	312
Augusts	307	307
Septembris	308	307
Oktobris	308	307
Novembris	307	307
Decembris	308	307
<b>Gada maksimums</b>	851	654

Lai gan visas vērtības ir līdzīgas, scenārijā, kas paredz lielāku mājas uzlādes īpatsvaru tiek novēroti lielāki jaudas maksimumi. To var redzēt arī pēc gada maksimālās jaudas pieprasījuma vērtības. Šī vērtība ir gandrīz par 200 MW augstāka scenārijā, kas paredz lielāku mājas uzlādes īpatsvaru, kas nozīmē, ka elektroenerģijas ražošanas tehnoloģijas, kas spēj nodrošināt šādu jaudu, būs nepieciešamas noteiktā stundā. Programmatūrā nav iespējams noteikt, kurā stundā šāds maksimums ir redzams visa gada laikā. Tomēr,

aplūkojot iepriekš minētos grafikus, var arī secināt, ka, ņemot vērā lielo jaudas diapazona atšķirību starp abiem scenārijiem, visticamāk, būs vairāki šādi periodi ar izteiktam maksimumslodzēm .

**ETL ietekmes uz tīkla slodzi modelēšana** tika veikta, izmantojot Latvijas datus par kopējo elektroenerģijas pieprasījumu vajadzībām, kas nav saistītas ar elektromobilitāti, kā arī kopējo tīkla uzstādīto jaudu. Šajā pētījuma daļām tika izdarīti vairāki pieņēmumi par ETL un no fosilā kurināmā iegūtu pasažieru transportlīdzekļu raksturlielumiem, kā arī īpatnējām CO<sub>2</sub> emisijām un izmaksām (5. tabula).

**5. tab. Galvenie aprēķiniem izmantotie parametri un pieņēmumi saistībā ar transporta un CO<sub>2</sub> emisiju raksturlielumiem**

Parametrs	Vērtība
Pasažieru ETL vidējais īpatnējais elektroenerģijas patēriņš (kWh/km)	0.196
Vidējais pasažieru nobraukums gadā ETL (km/gadā)**	13000
Fosilās degvielas pasažieru transportlīdzekļu gada vidējais enerģijas patēriņš (kWh/gadā)	13152
Vidējās CO <sub>2</sub> emisijas no pasažieru ETL Latvijā (kg/gadā)	509.6
Vidējās CO <sub>2</sub> emisijas no vieglajiem fosilās degvielas transportlīdzekļiem Latvijā (kg/gadā)	2600
Vidējā nepieciešamā uzlādes jauda uz ETL (kW)	10
CO <sub>2</sub> emisiju cena (EUR/t)	25

[Datu avots: Eiropas Komisija, Latvijas Ceļu satiksmes drošības direkcija; Elektrisko transportlīdzekļu datu bāzes <https://ev-database.org/>]

Aprēķini veikti, pieņemot, ka ikgadējais investīciju skaits elektroenerģijas sadales sistēmā

tiek saglabāts esošajā līmenī. Tas ir balstīts pieņēmumā, ka ETL skaita pieaugums visos gadījumos nav saistīts ar nepieciešamību ieguldīt elektrotīklā. Dažu pētījumu rezultāti liecina, ka integrējot ETL uzlādes infrastruktūru tīklā, tīkla operatoriem ir plašs iespēju klāsts tīkla slodzes optimizācijai. Tādējādi tīklos plānoto ieguldījumu apjoms būtu jāuzskata par lēmumu, kas galvenokārt ir saistīts ar tīkla vispārējo ieguldījumu un regulatīvo politiku vai pat politiskiem lēmumiem, nevis par parametru, kas ir tieši saistīts ar patērētāju pieprasījumu. Tomēr modelis ietver arī iespēju salīdzināt scenārijus ar papildu ieguldījumiem tīklā.

**6. tab. Galvenie parametri un pieņēmumi, kas izmantoti sadales tīkla efektivitātes aprēķināšanai**

<b>Parametrs</b>	<b>Vērtība</b>
Uzstādītā sadales tīkla jauda (MVA)	6118
Pieprasītā sadales tīkla jauda (MVA)	11 503
Maksimālais pieprasījums Latvijas tīklā 2020. gadā (MVA)	1250
Pieņemtais sadales tīkla vienlaicības koeficients, ieskaitot ETL uzlādi	3
Vidējā gada jaudas maksa (fiksētās izmaksas) tīklā (EUR/MVA gadā)	2464
Vidējā jaudas sadales maksa (mainīgā daļa) (EUR/kWh)	0,04399

Veiktā analīze palīdz novērtēt, kā ETL attīstība var uzlabot esošās elektrotīkla infrastruktūras ekonomiskos rādītājus. To var arī izmantot, lai modelētu alternatīvu attīstības scenāriju rezultātus ar tādiem mainīgiem parametriem kā papildu investīcijas tīklā, elektroenerģijas tarifu struktūras izmaiņas vai tarifa izmaiņas. Ņemot to vērā, šajā pētījuma daļā tika izstrādāti aprēķini, kas parāda ar ETL saistītā elektroenerģijas patēriņa

un investīciju pieprasījuma ietekmi uz elektroenerģijas sadales sistēmas darbības izmaksām.

Pētījumi par ETL uzlādes infrastruktūras attīstību līdz šim liecina, ka būtiska ietekme uz pieprasījumu pēc dažāda veida ETL uzlādes iekārtām var attīstīties vairākos iespējamajos scenārijos no kuriem katram ir raksturīga atšķirīga potenciālā ietekme uz tīkla slodzi, kā arī lietotāju uzvedību. Ir konstatēts, ka ETL lietotāji parasti dod priekšroku uzlādei māsaimniecībā (aptuveni 50 līdz 80% gadījumu), kā arī darbavietās (no 15 līdz 25% gadījumu), un tikai aptuveni 10% uzlādes notiek sabiedriskās, publiski pieejamās uzlādes vietās [94]. Tika arī secināts, ka uzlādes pakalpojumu pieejamībai lietotāju mājā ir izšķiroša ietekme uz pieprasījumu pēc uzlādes jaudas un jaudas dažādās tīkla sprieguma kategorijās. Piemēram, Vācijā, kur salīdzinoši liels iedzīvotāju skaits dzīvo individuālās mājās (ar pieejamu uzlādi pagalmā vai garāžā), galvenokārt tiek pieprasīta mazjaudas uzlāde (līdz 22 kW), un šis pieprasījums neprasa ievērojamus ieguldījumus tīklos. Savukārt Nīderlandē, kur ir reģistrēta ievērojami zemāka uzlādes pieejamība mājās, pieprasījums pēc publiskiem uzlādes punktiem bija lielāks [95]. Šie pētījumi apstiprina, ka nav skaidras korelācijas starp pieaugošo uzlādes jaudu un faktisko elektroenerģijas sadales sistēmas slodzi. No tā izriet, ka gadījumos, kad tīkla jauda kopumā spēj apmierināt paredzamo kumulatīvo ETL pieprasījumu, nav pierādījumu, ka ETL skaita pieaugums korelē ar ieguldījumiem tīklā, jo tīkla operators var būt elastīgs attiecībā uz ieguldījumiem un veicināt tīkla jaudas ekonomisku izmantošanu, tādējādi ietekmējot patērētāju uzvedību un paradumus [96], [97]. Ir arī secināms, ka bieži vien uzlādes infrastruktūras blīvumam, nevis piešķirtajai jaudai katrā no uzlādes stacijām ir izšķiroša loma ETL izmantošanas veicināšanā [98], [99] [100]. Pētījumi arī norāda uz ļoti spēcīgu korelāciju starp konkrētu reģionu iedzīvotāju struktūru, dzīvojamo ēku tipu, iedzīvotāju blīvumu un elektromobilitātes lietošanas paradumiem un līdz ar to arī konkrēta veida uzlādes infrastruktūras attīstību [101]. Piemēram, tiek uzsvērts, ka Nīderlandē, kur savrupmāju izplatība un pieejamība ir salīdzinoši zema, valsti raksturo lēnas uzlādes staciju attīstība, un šīs stacijas ir attīstījušās ļoti augstā blīvumā. Uzlādes staciju skaits ir ievērojami lielāks, un tās atrodas tuvāk viena otrai nekā valstīs, kur ETL uzlāde atrodas mājās un ir liela ātrās uzlādes punktu izplatība [96]. Būtiskākais secinājums, kas jāizdara no līdz šim veiktajiem pētījumiem par elektromobilitātes uzlādes pakalpojuma attīstības scenārijiem un tā saistību

ar citiem sociālekonomiskiem faktoriem, ir tāds, ka, lai gan elektromobilitātes sākotnējo attīstību lielā mērā nosaka valstu sociālekonomiskās norises, to būtiski var ietekmēt arī politikas un infrastruktūras pārvaldības lēmumi. Iespējama situācija ka valstīs ar augstu lēnas uzlādes pakalpojumu elektromobiļus var izmantot vienlīdz intensīvi kā valstīs ar plaši izplatītu ātrās uzlādes infrastruktūru [102], [103]. No energoapgādes infrastruktūras attīstības viedokļa šis konstatējums ir ļoti svarīgs, jo tas norāda, ka politikas veidotājiem ir jāizvēlas vairāki iespējamie infrastruktūras attīstības scenāriji, kas tieši ietekmē pasākumu ietekmi uz elektroenerģijas tīkliem un ieguldījumiem tīklos [104][105]. Jāatzīmē, ka atšķirībā no daudziem citiem sabiedrības enerģijas patēriņa paradumiem, elektromobilitātei nav vienas kopīgas un izteiktas patēriņa tendences, kas precīzi atspoguļotu tās ietekmi uz tīkla veiktspēju. Nav pietiekamu pierādījumu, kas liecinātu, ka ETL izmantošanas modelis ievērojami atšķirsies no fosilā kurināmā transporta izmantošanas modeļa, un tādējādi var pieņemt, ka maksimālais ETL lietojums tiks sasniegts rīta stundās un vakara stundās. Vēsturiskie dati arī liecina, ka transporta izmantošanas paradumiem dienas laikā nav arī tiešas korelācijas ar transportlīdzekļu degvielas uzpildes vai uzlādes pieprasījumu, līdz ar to šobrīd nav pamata uzskatīt, ka šī tendence mainīsies, palielinoties ETL īpatsvaram, un atspoguļosies arī elektrotīkla darbībā [106].

No elektromobilitātes pētījuma var secināt, ka elektriskās uzlādes staciju vispārējā plānošana parasti ir optimizēta, kas nodrošina uzlādes pakalpojuma pieejamību atkarībā no reģiona mobilitātes paradumiem (piemēram, vidējais pārvietošanās attālums, mobilitāte pilsētā vai ārpus pilsētas). Optimizēta plānošana ievērojami samazina ETL kopējo uzlādes blīvumu noteiktā apgabalā, kā arī šo uzlādes staciju nepieciešamo elektrisko jaudu [107]. Daudzos gadījumos uzlādes punktu faktiskā atrašanās vieta var būt elastīga un ņemt vērā arī vairākus citus plānošanas aspektus, piemēram, ēkas teritorijas pieejamību, uzlādes punkta mijiedarbību ar citiem publiskās infrastruktūras objektiem (piemēram, tūrisma galamērķiem vai citiem sabiedrisko pakalpojumu objektiem) [108]. Pētījumu rezultāti liecina, ka gan nepieciešamība pēc īpaša uzlādes staciju blīvuma konkrētā teritorijā, gan no tā izrietošā ietekme uz tīklu lielā mērā ir atkarīga no iedzīvotāju blīvuma, kā arī no esošā tīkla tehniskajām īpašībām un stāvokļa. Ņemot vērā šos secinājumus, konsultējoties ar elektroenerģijas sadales uzņēmuma "Sadales tīkls" speciālistiem, tika veikts Latvijas



elektroenerģijas sadales sistēmas tīkla svarīgāko tehnisko īpatnību novērtējums. Minētās tehniskās īpatnības ietekmēt gan potenciāli nepieciešamo investīciju apjomu elektromobilitātes attīstībai, gan tīkla tehniskos un ekonomiskos rādītājus nākotnē. Pēc uzņēmuma "Sadales Tīkls" apkopotajiem datiem, Latvijas publisko sadales tīklu kopējais garums ir aptuveni 93 000 km (neskaitot neatkarīgos sadales operatorus), kas nozīmē, ka kopējais tīkla garums uz 1 000 iedzīvotājiem ir aptuveni 48,1 km [109]. Salīdzinājumam, pēc Igaunijas un Lietuvas statistikas, t.i., Igaunijas sistēmas operatora "*Elektrilevi*" [110] un Lietuvas sistēmas operatora *ESO*, publiskā sadales tīkla garums uz 1 000 iedzīvotājiem ir aptuveni 45,1 km Igaunijā un 46,1 km Lietuvā. Tas nozīmē, ka Latvijā tīkla uzturēšanas un kapitālieguldījumu atgūšanas izmaksas tīkla lietotājiem ir augstākas nekā kaimiņvalstīs. Savukārt elektroenerģijas patēriņš 2020. gadā, pēc "Nord Pool" apkopotajiem datiem, Lietuvā sasniedza 11,84 TWh, Igaunijā – 7,95 TWh un Latvijā – 7,059 TWh, kas liecina, ka arī elektroenerģijas patēriņš uz 1 km tīkla garuma Latvijā zemāks, t.i., vidējais uz kilometru tīkla saražotās elektroenerģijas Lietuvā sasniedza 91 MWh/gadā, 132,5 MWh/gadā Igaunijā un 76 MWh/gadā Latvijā.

Lai gan šos skaitļus var uzskatīt par vispārēju salīdzinājumu, kas nesniedz precīzu ieskatu elektroenerģijas sadales tīkla ekonomiskajos aspektos, tie pārlicinoši norāda uz būtiskām elektrotīkla īpatnībām Latvijā. Proti, to raksturo zema slodze uz tīkla garumu, kas arī veicina tīkla ekonomiskās efektivitātes pazemināšanos. Ņemot to vērā var secināt, ka Latvijas elektrotīklam šobrīd ir nelabvēlīga ekonomiskā darbības vide un tehniskie priekšnoteikumi tā darbībai nekā kaimiņvalstīs. Līdz ar to vēlams palielināt kopējo elektrotīklu noslodzi un valsts elektroenerģijas patēriņu Latvijā. Šāds secinājums izriet arī no sadales sistēmas operatora tarifa pamatprincipiem un pieļaujamās ieņēmumu aprēķināšanas metodikas [111]. No uzņēmuma pārstāvju paustā viedokļa var secināt, ka nozīmīgākie modernizācijas darbi un ar tiem saistītās investīcijas tīklā, kas saistītas ar elektromobilitātes difūziju, ir gaidāmas tīkla zemsprieguma daļā (pārsvarā 0,4 kV tīklā), ko parasti raksturo zemākas specifiskās investīcijas uz kilometru. Esošā tīkla tehniskais stāvoklis ir salīdzinoši labs, ko apliecina uzlabojumi tīkla pakalpojumu SAIDI un SAIFI [109].

Latvijas sadales tīkla kopējo zemo slodzi raksturo arī sadales tīklā esošo tīkla transformatoru uzstādīto jaudu un patērētāju pieprasītās jaudas salīdzinājums (., no kura

var secināt, ka pat maksimālā patēriņa apstākļos sistēmas kopējā slodze paliek krietni zem transformatoru maksimālās jaudas un mazāk nekā 30% no teorētiskās jaudas (faktiskais pieprasījums, ko var apmierināt ar transformatoru uzstādīto jaudu, var mainīties atkarībā no faktiskā jaudas koeficienta, slodzes absorbētās reālās jaudas attiecībā pret šķietamo ķēdē plūstošo jaudu). Tāpēc tīkla jaudas novērtējums liecina, ka Latvijas elektrotīkls potenciāli spēj nodrošināt teorētisko pieprasījuma slodzi, kas pārsniedz esošo slodzi pat 4 reizes. Pētījumi arī liecina, ka kopējais ETL uzlādes vienlaicības koeficients būtiski neatšķiras no kopējā faktora citiem patēriņa veidiem, jo katru dienu tiek izmantoti aptuveni tikai 78% transporta, un vienlaicības koeficients ETL uzlādei sasniedz tikai aptuveni 50% ekstremālākajos scenārijos [112]. Novērtējums apstiprināja, ka tīkla kopējā jauda joprojām ir pietiekama, lai nodrošinātu visu reģistrēto un aktīvi izmantoto transportlīdzekļu (tostarp kravas automobiļu un pasažieru autobusu) pilnīgu nomaiņu Latvijā, kas atbilst aptuveni 1 miljoniem transportlīdzekļu. Pēc uzņēmuma "Sadales Tīkls" speciālistu domām, arī plānotās investīcijas un modernizācijas programma tiek uzskatīta par svarīgu priekšnoteikumu elektromobilitātes attīstībai, taču kopumā nav iespējams identificēt investīcijas, kurām vajadzētu būt tieši saistītām ar pieprasījumu pēc pakalpojumiem, ko rada elektromobilitātes attīstība. Kopumā papildu nepieciešamo investīciju apjoms periodam no 2022. līdz 2026. gadam ir noteikts aptuveni 100 miljoni EUR apmērā, kas veido vidējo gada investīciju pieprasījumu aptuveni 20 miljoni EUR apmērā jeb par aptuveni 20% vairāk nekā pašreizējais vidējais gada rādītājs. Ņemot vērā uzņēmuma kopējos darbības ienākumus 320 miljoni eiro apmērā, kuri bija raksturīgi regulatīvajam periodam no 2020. gada, kas attiecīgi atspoguļo uzņēmuma sniegtā pakalpojuma faktiskās izmaksas, var secināt, ka uzņēmuma investīciju programma šo modernizācijas pasākumu īstenošanai atbilst aptuveni 6% no uzņēmuma gada apgrozījuma.

**Pētījumā, kurā vērtēta elektrotransporta lietošanas ietekme uz tīkla pakalpojumu izmaksām un kopējiem izdevumiem par mobilitāti individuāla lietotāja līmenī,** modelēšana tika veikta, izmantojot spēkā esošos publiskos sadales tarifus, publiski pieejamās elektroenerģijas un degvielas cenas, kā arī publiski pieejamu informāciju par konkrētu auto modeļu cenām. Modelēšana tika veikta, izmantojot modeli, kas izveidots programmā Microsoft Excel, un, pamatojoties uz formulām, kurās tika ņemti vērā sekojoši lielumi: mainīgās un fiksētās izmaksas saistībā ar tīkla pakalpojumiem, to svārstības

atbilstoši dažādiem scenārijiem; izmaksas, kas saistītas ar enerģijas piegādi (dīzeļdegvielas vai elektrības veidā); kā arī izmaksas par elektroenerģijas izmantošanu mērķiem, kuri nav saistīti ar mobilitāti. Analīze veikta katram no scenārijiem, kas aprakstīti tālāk pētījumā.

Vairāki pieņēmumi par ekonomiskajiem faktoriem parametriem un ar tiem saistīto ietekmi tika izdarīti vai iegūti no nozares statistikas (7. tabula), un tas ir balstīts uz scenāriju, ka ETL uzlāde pieņemtajām mobilitātes vajadzībām tiek nodrošinātas ar mājsaimniecības elektroenerģijas pieslēgumu. Pētījumā netika iekļautas citas uzlādes iespējas, piemēram, dārgāka ātrā uzlāde vai bezmaksas publiskā uzlāde. Turklāt tika analizēts arī scenārijs ar pilnībā autonomas PV sistēmas uzstādīšanu un enerģijas uzkrāšanu. Tomēr jau sākotnējā modelēšana atklāja, ka salīdzinājumā ar citiem scenārijiem ikgadējās enerģijas un mobilitātes izmaksas šajā scenārijā ir augstākas nekā citos scenārijos, tāpēc tas netika atspoguļots pētījuma gala rezultātos. Šādam scenārijam būtu nepieciešams papildu salīdzinājums ar scenāriju, kas ietver jauna elektroenerģijas tīkla pieslēguma un attiecīgās infrastruktūras būvniecību un finansēšanu.

**7. tab. : Galvenie aprēķiniem izmantotie parametri un pieņēmumi**

<b>Parametrs</b>	<b>Vērtība</b>
Pieņemtais gada elektroenerģijas patēriņš bez ETL (kWh) *	3600
Fiksētās tīkla izmaksas (3 fāzes, 20A pieslēgums) EUR/mēnesī *	7,66
Tīkla pakalpojumu maksa (mainīgā) EUR/kWh **	0,04076
Tīkla maksas un nodokļi (mainīgi) EUR/kWh **	0,0717
Gada nobraukums, km ***	13 000
Izmaksas par 1 litru dīzeļdegvielas, EUR	1,25
Dīzeļdegvielas zemākais sadegšanas siltums litrā, kWh	10,84
Izmaksas par 1 kWh dīzeļdegvielas, EUR	0,115

Dīzeļdegvielas patēriņš, kWh/km	0,6504
Elektroenerģijas patēriņš mobilitātei uz 100 km, kWh	19,6
Elektroenerģijas patēriņš mobilitātei uz km, kWh/km	0,196
Elektroenerģijas vienības izmaksas no tīkla, EUR/kWh	0,053
Uzstādītā PV (PV) jauda, kW	5,44
PV uzstādīšanas izmaksas uz 1 kW, EUR	1194
Kopējās PV uzstādīšanas izmaksas, EUR	6 495
PV saražotais elektroenerģijas daudzums, kWh/gadā	5 457
PV elektroenerģijas ražošanas izlīdzinātās izmaksas (LCOE) 10 gadu periodam, EUR/kWh	0,119
Dīzeļdegvielas patēriņš (kWh) uz 1 km, kWh/km	0,6504
Dīzeļdegvielas patēriņš enerģijas vienībās gadā, kWh/gadā	8455
Elektroenerģijas patēriņš mobilitātei gadā, kWh/gadā ****	2548
Dīzeļmotora transportlīdzekļa iegādes izmaksas, ieskaitot 7 gadu finansēšanu un reģistrāciju (Nissan Qashqai), EUR*****	25750
ETL iegādes izmaksas, ieskaitot 7 gadu finansējumu un reģistrāciju (Nissan Leaf), EUR****	32262

Gada nodoklis dīzeļmotora transportlīdzeklim ar CO <sub>2</sub> izmešu daudzumu 188 g/km, EUR **	132
Enerģijas akumulācijas iekārtas iegādes (23,04 kWh) izmaksas (EUR)	17546

[Datu avots: \*Eiropas Komisija; \*\*AS Sadales Tīkls; Latvijas Ceļu satiksmes drošības direkcija; \*\*\*\* Elektrotransportlīdzekļu datu bāze <https://ev-database.org/> Ražotāja ieteiktā cena, ieskaitot finansēšanas izmaksas 7 gadu periodam un sākotnējās reģistrācijas izmaksas ]

Ir pamats uzskatīt, ka saules enerģijas ražošanas iekārtu un ETL uzlādes tehnoloģiju ekonomiskās sinerģijas efekts Latvijas apstākļos primāri ir svarīgs scenārijam, kurā gan saules enerģijas ražošanas iekārtas, gan ETL uzlādes iekārtas pieder lietotājam un tiek pieslēgtas publiskajam tīklam ar vienu pieslēgumu. Lai novērtētu sinerģiju ekonomisko ietekmi, ir lietderīgi salīdzināt ekonomiskos ieguvumus un izmaksas lietotājam ar vairākiem alternatīviem scenārijiem (8. tab.):

#### 8. tab.: Modelēšanā izmantotie lietotāja mobilitātes un energoapgādes scenāriji.

	1. scenārijs		2. scenārijs	3. scenārijs	4. scenārijs
<b>Elektroapgāde no tīkla</b>	Izmanto		Izmanto	Izmanto	Izmanto
<b>Elektroapgāde no PV</b>	Neizmanto		Neizmanto	Izmanto	Izmanto
<b>ETL</b>	Neizmanto		Izmanto	Neizmanto	Izmanto
<b>Iekšdedzes transportlīdzeklis</b>	Izmanto		Neizmanto	Izmanto	Neizmanto

1. Scenārijs, kurā lietotājs izmanto elektroenerģijas pieslēgumu publiskajam tīklam, neizmanto saules enerģijas iekārtas un izmanto fosilā kurināmā transportlīdzekli ("No tīkla iegūtas elektroenerģijas un fosilā kurināmā transportlīdzekļa izmantošana").

2. Scenārijs, kurā lietotājs izmanto analogas jaudas elektroenerģiju publiskā tīkla pieslēgumam, neizmanto saules enerģijas ražošanas iekārtas, bet izmanto elektromobili un nodrošina tā uzlādi savās robežās ("Elektrotīkla un ETL elektroenerģijas izmantošana")

3. Scenārijs, kurā lietotājs izmanto gan elektroenerģiju ar analogu jaudas pieslēgumu publiskajam tīklam, gan saules enerģijas ražošanas iekārtas, bet gan fosilās degvielas transportlīdzekli ("No PV un fosilās degvielas transportlīdzekļa iegūtas enerģijas izmantošana").

4. Scenārijs, kurā lietotājs izmanto gan analogas jaudas elektrības pieslēgumu publiskajam tīklam, gan saules enerģijas ražošanas iekārtas, kā arī ETL, nodrošinot uzlādi savās robežās ("Enerģijas izmantošana no PV ar ETL").

Lai nodrošinātu pēc iespējas pilnīgāku saules un ETL uzlādes sinerģijas scenārija salīdzinājumu ar dažādiem alternatīviem ekonomikas scenārijiem, tika veikts salīdzinājums starp gala izmaksām uz vienu enerģijas vienību (kWh) kopējam enerģijas patēriņam un enerģijas patēriņa gala izmaksām, ņemot vērā gan enerģijas patēriņu transporta vajadzībām, gan citām vajadzībām. Šāds salīdzinājums būtu pamatots ar to, ka atbilstoši Latvijas elektroenerģijas sadales tarifu struktūrai elektroenerģijas patēriņa izmaksas galalietotājam papildus dažādiem enerģijas izmantošanas scenārijiem ietekmē ne tikai patērētā elektroenerģija, bet arī virkne citu faktoru – piemēram, pieslēguma slodzes efektivitāte un intensitāte, attiecināmās nodokļu likmes, kā arī lietotāja ieradumi [113], [114]. Atsevišķos gadījumos, piemēram, kad elektroenerģija tiek ražota, lai segtu pašpatēriņu, elektroenerģijas nodoklis vispār nav jāmaksā.

### **2.3. Smagā transporta elektrifikācijas ar ar sintētisko degvielu palīdzību modelēšana, ņemot vērā AER jaudu attīstību un ietekmi uz tīklu**

Pētījumā iepriekšējā gaitā ir secināts, ka vieglā pasažieru transporta dekarbonizācija pārejot uz ETL, ir ekonomiski pamatota un arī tehniski iespējama, tomēr kravas transporta

elektrifikāciju būtiski ierobežo fakts, ka kravas auto lietošanas intensitāte kopumā ir ievērojami augstāka, nekā vieglajam transportam. Turklāt, kravas automašīnu ražošanas segmentā ražotāji intensīvi izvērtē iespējas arī izmantot sintētiskas degvielas, kuras ir ražotas no atjaunojamās enerģijas. Balstoties uz to, arī šajā pētījumā kā ticamākais scenārijs tika izvērtēts scenārijs, kas paredz smagā transporta dekarbonizāciju ar sintētisko degvielu, kas ražotas no elektroenerģijas, palīdzību. Šajā pētījumā, kura mērķis ir noteikt tehniskās perspektīvas smagā transporta dekarbonizācijai ar sintētiskajām degvielām, tika veikta Latvijas energosistēmas modelēšana, izmantojot rīku "EnergyPlan" [18], ņemot vērā arī paredzamo atjaunojamās elektroenerģijas ražošanas jaudu attīstību. Pamatojoties uz viedas energosistēmas koncepciju, rīks "EnergyPlan" tiek plaši izmantots, lai modelētu nākotnes enerģijas scenārijus [115], [116], [117]

Modeļa piemērošana Latvijai balstījās uz pārvades sistēmas operatora un citu par enerģētikas nozari atbildīgo institūciju sniegtajām attīstības prognozēm. Lai pamatotu modeļa izmantošanu, tika veikta tā validācija, kas ietvēra Latvijas energosistēmas ekonomisko un energobilances modelēšanu 2017. gadam un iegūto rezultātu ar faktiskajiem šī gada rādītājiem salīdzinājumu. Modeļa ievade bija tādi sistēmas parametri kā dažādu enerģijas avotu jauda, ražošana un ieguldījums. Šos parametrus atsevišķi piemēro konkrētiem, iepriekš definētiem scenārijiem, kas atspoguļo konkrētu ieguldījumu lēmumu un politikas pasākumu ietekmi. Lai novērtētu Latvijas energosistēmas attīstības perspektīvas, un noteiktu paredzamo AER elektroenerģijas ražošanas jaudu attīstību, kā arī to ietekmi uz oglekļa emisiju samazinājumu tika izmantoti pieci dažādi scenāriji: "ierastās darbības" = scenārijs, atjaunojamās enerģijas attīstības scenārijs, kas paredz proaktīvu atbalstu saules un vēja enerģijai; energoefektivitātes scenārijs, kas paredz koncentrēties uz energotaupības pasākumiem; kombinētais scenārijs, kas paredz kombinētus stimulus gan atjaunojamās enerģijas attīstībai, gan centieniem samazināt enerģijas patēriņu; kā arī elastības scenārijs, kas paredz koncentrēties uz enerģijas patēriņa elastības tehnoloģiju un stimulu ieviešanu un atbalstu. Detalizēts parametru apraksts katram scenārijam ir sniegts 8. tabulā, paredzot, ka vēja enerģijas jaudas ierobežojums aptuveni 1200 MW apmērā tiek noteikts atbilstoši esošajai augstsprieguma tīkla jaudai un energoresursu pieejamībai vēja enerģijas balansēšanai

**9. tab. : Galvenie ievades parametri un pieņēmumi modelētiem scenārijiem.**

Ievades parametri un pieņemtās vērtības	Ierastās darbības scenārijs	AER scenārijs	Energoefektivitātes scenārijs	Kombinētais scenārijs	Elastības scenārijs
1. Elektroenerģijas patēriņš gadā (TWh)	13.85	13.85	9.87	9.87	16.46
2. Uzstādītās PV jaudas (MW)	41	300	41	300	129
3. Uzstādītās VES jaudas (MW)	678	1200	678	1200	978
4. Vidējais siltumenerģijas patēriņš (KWh/m <sup>2</sup> )	95	95	43	43	95
5. ETL skaits (tūkst.)	300	350	350	350	550
6. Vidējais investīciju apjoms mājokļu renovācijai (EUR/m <sup>2</sup> )	70	100	200	200	100

Papildus galvenajai analīzei tika veikta jūtības analīze par tādiem būtiskiem ievades parametriem kā elektroenerģijas vairumtirdzniecības cena, dabasgāzes cena un oglekļa emisiju cena, lai noteiktu to ietekmi uz vienu no ierosinātajiem attīstības scenārijiem, AER scenārija, darbību, kurā galvenā uzmanība pievērsta intensīvai atjaunojamo energoresursu enerģijas ražošanas jaudu attīstībai un to turpmākai īpatsvara palielināšanai kopējā energoresursu struktūrā. Jūtības analīze paredzēja salīdzināt trīs scenārijus: bāzes scenāriju, kas tika izmantots kā noklusējuma ievades parametrs visos analīzes scenārijos; zemu cenu scenārijs, saskaņā ar kuru prognozētās cenas bija par 20% zemākas nekā bāzes scenārijā; augstas cenas scenārijs, saskaņā ar kuru katras ievades vērtības prognozētās cenas bija par 20% augstākas nekā bāzes scenārijā.



Scenāriju modelēšanas rezultātu analīze apliecināja, ka kopumā gan no tehniskā, gan ekonomisko apsvērumu viedokļa, Latvijas elektroapgāde ar atjaunojamiem energoresursiem ir tehnoloģiski un ekonomiski principiāli iespējama, un to apjoms ir pietiekams, lai nodrošinātu arī transporta sektora iespējamo pieprasījumu. Ņemot to vērā, papildus tika turpināta papildus scenāriju modelēšana un analīze, lai tajā ņemtu vērā arī transporta sektora iespējamo ietekmi uz energoapgādes sistēmas darbību, papildinot arī ar atjauninātiem datiem, un veicot modelēšanu pamatojoties uz jaunākiem pieejamiem datiem. Nākotnes scenāriju modelēšana 2050. gadam, noteica nepieciešamās vēja turbīnu jaudas, lai apmierinātu enerģijas pieprasījumu udeņraža un tālāk sintētisko degvielu ražošanai, kas apmierina kravas automašīnu, kuģu un gaisa transportlīdzekļu pieprasījumu. Tika izveidots un validēts esošās sistēmas modelis, kas balstīts uz Latvijas energoresursu bilanci 2021. gadam. Pēc tam šis modelis tika izmantots, lai izveidotu trīs nākotnes scenārijus.

### **1. scenārijs – "Visticamākais"**

"Visticamākais" scenārijs ir balstīts uz Latvijas elektropārvades tīkla operatora AS "Augstsprieguma Tīkls" veiktajām nākotnes prognozēm par elektroenerģijas pieprasījumu un ražošanas jaudām no atjaunojamiem energoresursiem [118]. Prognozes sniedzās līdz 2032. gadam, un dati tika ekstrapolēti uz 2050. gadu, pieņemot tādu pašu pieauguma tendenci. Tika prognozēts, ka 2050. gadā kopējā elektroenerģijas ražošanas jauda būs 7085 MW, no kuriem 1297 MW būs PV, 2070 MW - sauszemes vēja elektrostacijas (VES) un 1685 MW - jūras VES. Gada elektroenerģijas pieprasījums, kas izslēdz hidrolīzes iekārtu patēriņu, ir 9,9 TWh. Ir iekļauta sintētiskā kurināmā uzglabāšana, kas spēj segt 10% no gada pieprasījuma pēc sintētiskās degvielas ražošanas. Šajā scenārijā VES un PV jauda var būt nepietiekama, lai piegādātu enerģiju sintētisko degvielu ražošanai nolūkā pilnībā dekarbonizēt kravas transportu, aviāciju un kuģu transportu. Šajā scenārijā būtu nepieciešams elektroenerģijas imports.

### **2. scenārijs — "Maksimālā atkrastes vēja enerģija"**

Pamatojoties uz 1. scenārija rezultātiem, 2. scenārijs tika izveidots, balstoties uz energosistēmu, kas var nodrošināt pietiekami daudz elektroenerģijas, lai ražotu sintētiskās degvielas visam lieljaudas transporta sektoram no VES un PV. Atkrastes vēja parku jauda

tika palielināta tādā mērā, lai nodrošinātu Latvijas energoapgādi gada griezumā, un vienlaikus paredzot būtiskus apjomus no saražotās elektroenerģijas eksportēt.

### 3. scenārijs – "Maksimālā sintētiskās degvielas uzglabāšana"

Arī šis scenārijs ir balstīts uz 2. scenārija rezultātiem. Šajā scenārijā energosistēmai tika pievienota sintētiskās degvielas uzglabāšana, kā arī VES jauda un saražotie apjomi. Uzkrāšana palielina VES un PV saražotās elektroenerģijas daļu, paredzot to novirzīti sintētiskā kurināmā ražošanai enerģijas pārpalikuma ražošanas laikā. Scenārijs ņem vērā, ka sintētiskās degvielas uzglabāšana udeņraža veidā tehniski ir ievērojami vienkāršāka un lētāka.

Vērtējot **sintētiskās degvielas pieprasījumu**, pētījumā ņemts vērā, ka 2019. gadā Latvijā reģistrēti gandrīz 830 tūkstoši sauszemes transportlīdzekļu, no kuriem aptuveni 12% bija lieljaudas kravas automašīnas [119]. Lai gan transportlīdzekļu skaits katru gadu palielinās, kopējais lieljaudas kravas automašīnu īpatsvars joprojām ir aptuveni 12%. Lai prognozētu lieljaudas kravas automašīnu skaitu nākotnē, tika izmantota statistika no 2010. līdz 2019. gadam [119] un nākotnes prognozes tika veiktas ar lineāru tendenci (sk. 9. tabulu).

**10. tab. Lielas noslodzes un tālsatiksmes transportlīdzekļu skaits 2010. un 2019. gadā ar prognozi 2050. gadam [119]**

Gads	Transportlīdzekļu skaits			Relatīvās izmaiņas starp 2019 un 2050
	2010	2021	2050	
Kravas autotransports	76 600	100 943	163 414	+62%
Lidmašīnas	4 667	7 557	16 402	+117%
Kuģi	59 122	59 500	40 487	-32%

Dati par jūras un gaisa transportlīdzekļu degvielas patēriņu tika iegūti no enerģijas bilances [120]. Tomēr tika ņemts vērā, ka lieljaudas kravas automašīnu degvielas

patēriņš enerģijas bilancē nav atdalīts no sauszemes pasažieru transportlīdzekļiem, tāpēc datu ieguvei tika veikti papildu aprēķini. Avoti [121], [122] tika izmantoti, lai noskaidrotu vieglo transportlīdzekļu skaitu, viena transportlīdzekļa vidējo gada nobraukumu kilometros un vidējo degvielas patēriņu uz 100 km pasažieru un kravas transportlīdzekļiem atsevišķi. Izmantojot šos datus formulās (Vien. 7) un ( Vien 8), tika aprēķināts lielas noslodzes autotransporta līdzekļu kopējais enerģijas patēriņš un prognozes 2050. gadam.

$$E_f = E - E_p, \quad (7)$$

**kur**

$E$  visu autotransporta līdzekļu kopējais enerģijas patēriņš gadā, TWh;

$E_p$  visu pasažieru autotransporta līdzekļu kopējais enerģijas patēriņš gadā, TWh;

$E_f$  visu sauszemes kravas transportlīdzekļu kopējais gada enerģijas patēriņš, TWh.

$$E_f = E - (k \cdot N_p \cdot S_{avg,p} \cdot D_{avg,p}), \quad (8)$$

**kur**

$k$  dīzeļdegvielas zemākais sadegšanas siltums = 10,564 kWh/l;

$N_p$  pasažieru autotransporta līdzekļu skaits;

$S_{avg,p}$  viena pasažieru autotransporta līdzekļa vidējais nobraukums gadā, km/gadā;

$D_{avg,p}$  Viena pasažieru autotransporta līdzekļa vidējais dīzeļdegvielas patēriņš, l/km.

**11. tab. – Lielas noslodzes un tālsatiksmes transportlīdzekļu degvielas patēriņš 2010. un 2019. gadā ar prognozi 2050. gadam. [119], [121], [122]**

Degvielas patēriņš, TWh/gadā				Izmaiņas laikposmā no 2019. līdz 2050. gadam
Gads	2010	2021	2050	
Kravas autotransports	2,00	2,58	4,18	+62%
Lidmašīnas	1,37	1,84	3,99	+117%
Kuģiem	0,06	0,04	0,03	-32%
<b>KOPEJĀ</b>	<b>3,43</b>	<b>4,45</b>	<b>8,20</b>	<b>+84%</b>

**Elektroenerģijas ražošana un patēriņš:** izmantojot Latvijas elektropārvades tīkla operatora prognozes [123], tika veikta prognoze par elektroenerģijas patēriņu, elektrostaciju jaudām un pārrobežu pārvades tīklu jaudām 2050. gadam (sk. 11. tabulu).

**12. tab. Elektroenerģijas sistēmas patēriņš un maksimālās slodzes pašreizējās vērtības un prognozes Aprēķinus**

Gads	2021	2022	2032	2050
Enerģijas patēriņš, TWh	7,382	7,511	8,306	9,935
Maksimālā slodze, MW <sub>e</sub>	1251	1273	1465	1882
Pieejamās pārrobežu pārvades jaudas, MW <sub>e</sub>	2460	2460	3060	3060
Dabasgāzes koģenerācijas staciju (koģenerācijas) jaudas, MW <sub>e</sub>	1163	1163	16	0
Biomاسas/biogāzes koģenerācijas staciju (koģenerācijas) jaudas, MW <sub>e</sub>	163	163	346	414

Hidroelektrostaciju (HES) jaudas, MW <sub>e</sub>	1558	1558	1588	1588
Atjaunojamo energoresursu staciju (vēja, PV, mazo HES) jaudas, MW <sub>e</sub>	360	429	2146	5082

Šobrīd koģenerācijas stacijās, kurās izmanto dabasgāzi, gadā saražo gandrīz 3 TWh<sub>t</sub> siltumenerģijas (sk. 12. tabulu), un, pieņemot ka koģenerācijas stacijas tiks pakāpeniski izņemtas no ekspluatācijas (sk. 12. tabulu), ir prognozējams, ka siltuma ražošanu lielā mērā pārņems siltumsūkņi. Modelēšanā tika pieņemts, ka šo siltumsūkņu efektivitātes koeficients (COP) būs 4, un šajā gadījumā 0,65 TWh elektroenerģijas, ko izmantos siltumsūkņi, nāks no atjaunojamiem enerģijas avotiem. Siltumsūkņu elektroenerģijas pieprasījums ir iekļauts kopējā elektroenerģijas patēriņā 2050. gadā (sk. 9. tabulu). Tiek pieņemts, ka kopējā centralizētās siltumapgādes ražošana paliks nemainīga (sk. 13. tabulu).

### 13. tab. Centralizētās siltumapgādes siltumenerģijas ražošanas pašreizējās vērtības un prognožu aprēķini.

	Siltuma ražošana, TWh <sub>t</sub>	
Gads	2021	2050
Dabasgāzes koģenerācija	2,925	0
Biogāzes/biomasas koģenerācija	2,767	3,210
Rūpnieciskie siltumsūkņi	0	2,480
<b>KOPĒJĀ</b>	<b>5,69</b>	<b>5,69</b>

### Uzglabāšana

Lai pilnībā dekarbonizētu lielas noslodzes un tālsatiksmes transportlīdzekļu nozares, 8,2 TWh fosilā kurināmā ir jāaizstāj ar sintētiskajām degvielām (sk. 14. tabulu). Bet, lai varētu ražot šo sintētisko degvielu apjomu laikā, kad ir atjaunojamās elektroenerģijas pārpalikums, nevis laikā, kad transporta nozare to pieprasa, ir jāizveido

degvielas uzglabāšanas tvertnes. Nepieciešamais uzglabāšanas tvertnes tilpums ir balstīts uz sintētiskās degvielas raksturojuma datiem no 13. tabulas.

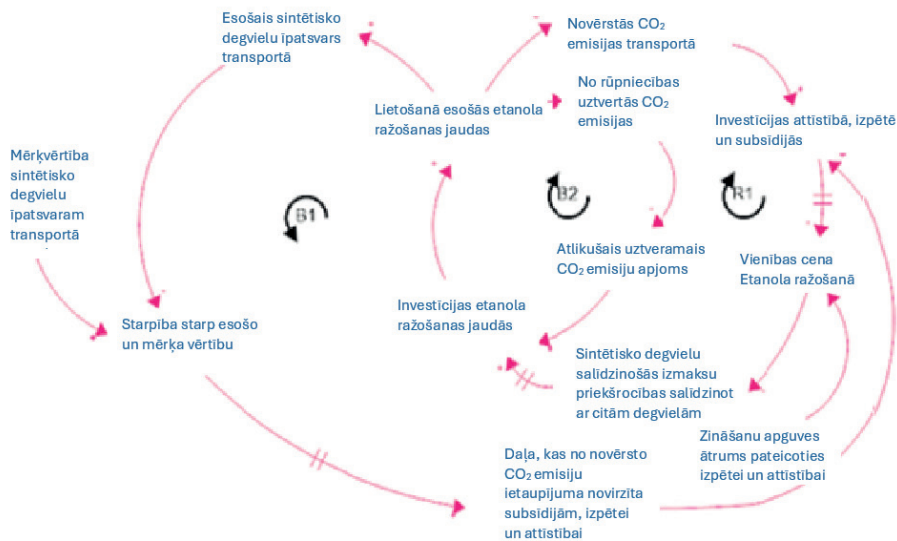
**14. tab. Sintētiskās degvielas raksturlielumi, pamatojoties uz degvielas veidu [124], [125], [126], [127]**

Sintētiskās degvielas veids	DME	E-Petroleja	Amonjaks
<b>Kravas transporta veids</b>	Kravas sauszemes transportlīdzekļi	Lidmašīnas	Kuģiem
<b>Nepieciešamais H<sub>2</sub> daudzums, lai saražotu 1 TWh sintētiskās degvielas, TWh</b>	1,44	1,15	1,15
<b>Nepieciešamais CO<sub>2</sub> daudzums, lai saražotu 1 TWh sintētiskās degvielas, Mt</b>	0,33	0,26	-
<b>Nepieciešamais N<sub>2</sub> daudzums, lai saražotu 1TWh sintētiskās degvielas, Mt</b>	-	-	0,16
<b>Elektrolīzes efektivitāte</b>	0,8	0,8	0,8
<b>Sintētiskās degvielas sintēzes efektivitāte</b>	0,8	1	1
<b>Degvielas blīvums, kg/m<sup>3</sup></b>	670	775	603
<b>1 kg sintētiskās degvielas enerģija, kWh</b>	7,89	11,89	5,22
<b>Nepieciešamā tilpums 1 TWh sintētiskās degvielas uzglabāšanai, m<sup>3</sup></b>	188 847	108 494	318 008

Turklāt, izmantojot 9. un 13. tabulas datus, mēs varam aprēķināt, cik daudz ūdeņraža ir nepieciešams sintētiskās degvielas ražošanai, un validēt šos datus, izmantojot EnergyPLAN modeli. Lai saražotu 8,2 TWh sintētisko degvielu, kopā ir vajadzīgas 10,64 TWh ūdeņraža – 6,02 TWh DME, 4,59 TWh e-petrolejai un 0,03 TWh amonjakam.

Sintētisko degvielu uzglabāšana ir līdzīga sašķidrinātās naftas gāzes (LPG) uzglabāšanai, un uzglabāšanas tvertņu izmaksas tiek uzskatītas par vienādām. Nerūsējošais tērauds vai oglekļa tērauds tiek izmantots kā materiāls to izgatavošanai, un attiecīgi, šī tehnoloģija ir uzskatāma jau par pilnībā komercializētu.

**Lai vērtētu sintētiskās degvielas tehnoloģiju īstenošanas dinamikas uzņēmējdarbības un institucionālos aspektu, modeļa aprobācijai izmantojot etalonu,** tika izmantota sistēmdinamikas modelēšana. Sistēmdinamikas modelēšana jau daudzus gadus tiek izmantota energosistēmas modelēšanā, piemēram, valsts enerģētikas politikas plānošanā [128] [10], [129], [127] [11], [130]. Sistēmdinamikas modelēšana ir labi piemērota metode, lai izprastu potenciālo dinamiku sintētisko degvielu ražošanai no CO<sub>2</sub>, kas uztverts no rūpnieciskajām emisijām. Modelis tika veidots un ir aprobēts sintētiskās degvielas etanola ražošanai, tomēr tas ir piemērojams arī citām sintētisko degvielu ražošanas tehnoloģijām. Svarīga atgriezeniskā saite ir saite starp novērstajām CO<sub>2</sub> emisijām un sintētisko degvielu īpatsvaru transporta nozarē uz ieguldījumiem etanola ražošanas jaudā.



### 18. att. Modeļa cēloņsakarības cilpas diagramma (CLD)

(R&D – pētniecība un attīstība; RE – atjaunojamā enerģija; R1 – pastiprinošā, jeb pozitīvā cilpa Nr. 1; B1 – balansējošā jeb negatīvā cilpa Nr. 1; B2 – balansējošā jeb negatīvā cilpa Nr. 2). "Plus zīme" nozīmē, ka cēloņa palielināšanās/samazināšanās rezultātā palielinās/samazinās efekts attiecībā pret to, kas citādi būtu bijis, ja viss pārējais paliktu nemainīgs. "Mīnusa zīme" nozīmē, ka cēloņa palielināšanās/samazināšanās izraisa ietekmes samazināšanos/palielināšanos attiecībā pret to, kas citādi būtu bijis, ja viss pārējais paliktu nemainīgs. Divas vertikālas līnijas uz bultiņām norāda, ka laika sprādis starp cēloni un sekām var būt salīdzinoši garš.

Atgriezenisko saiti ietekmē starpība starp sintētisko degvielu faktisko īpatsvaru transportā un sasniedzamo mērķa vērtību. Modelēšanas galvenais mērķis ir izstrādāt modeli, kas var tikt piemērots tālākiem pētījumiem, izmantojot dažādus iespējamus attīstības scenārijus [131], kas ļauj salīdzināt dažādu politikas pasākumu paredzamo aptuveno ietekmi, nevis sniedz precīzas prognozes. Modeļa mērķis ir atbalstīt izziņas procesu, scenāriju analīzi, ekspertu grupu mijiedarbību, politikas izstrādi un sistēmas, kuru mērķis ir sniegt datus problēmu risināšanai. Modelis tika izveidots, izmantojot ekspertu grupu darbseminārus, un tas ir integrēts interaktīvā simulatorā, ko var izmantot politikas scenāriju testēšanai. Etanols tika izvēlēts par CO<sub>2</sub> hidrogenēšanas galaproduktu, jo to plaši



izmanto transportā [132]. Etanolu var izmantot kā benzīna piedevu, un tas samazina arī CO un PM emisijas. Salīdzinot ar metanolu, tas ir mazāk toksisks un bīstams. Etanols ir arī vērtīga izejviela dažādu ķīmisko vielu ražošanai [43]. Lai gan benzīna daļa, kas ir etanola ražotnes mērķa degviela, ir ievērojami zemāka nekā dīzeļdegvielas īpatsvars, sintētiskās dīzeļdegvielas ražošana, izmantojot Fišera–Tropša sintēzi, ir sarežģīts process, kas prasa vairākus reaktorus un posmus rafinēšanas procesā, lai iegūtu galaproduktu [41]. Etanola termoķīmiskā sintēze no CO<sub>2</sub>, izmantojot dimetilētera (DME) sintēzi, tika izvēlēta salīdzinoši augstās kopējās energoefektivitātes un CO<sub>2</sub> konversijas pakāpes dēļ [43]. Pētījumā izvēlēta CO<sub>2</sub> uztveršanas tehnoloģija bija ķīmiskā absorbcija ar amīna attīrīšanu skruberī. Šī tehnoloģija pētījumā tikai izvēlēta, ņemot vērā tās augsto tehnoloģiskās gatavības līmeni [43]. Sārmainā elektrolīze tika izvēlēta par H<sub>2</sub> ražošanas tehnoloģiju, ņemot vērā tehnoloģijas briedumu liela apjoma ūdeņraža ražošanai [43] un labu energoefektivitāti [133] (sk. 13. tabulu). Kapitālieguldījumi etanola ražošanas jaudā (sk. 14. tabulu) var būt ievērojami pārvērtēti salīdzinājumā ar [47] avotā izmantotajiem datiem tomēr ieguldījumi ir atkarīgi no rūpnīcas lieluma, ģeogrāfiskās atrašanās vietas, pieejamās infrastruktūras, būvniecības gada utt. Tāpēc tika nolemts izmantot lielāku kapitālieguldījumu vērtību un novērtēt šā parametra ietekmi uz modeļa rezultātiem jutības analīzē.

**15. tab. Modelī izmantotās ievades vērtības bāzes scenārijā**

<b>Parametrs</b>	<b>Vērtība</b>	<b>Atsauce</b>
Elektrolīzes efektivitāte, pamatojoties uz ūdeņraža iznākumu	60%	[43],[133]
Ūdeņraža vienības ražošanas izmaksas	90 EUR/MWh	[43]
Ūdeņradis, kas nepieciešams etanola vienības saražošanai	0.258 t/t	[43]
CO <sub>2</sub> , kas nepieciešams vienas etanola vienības ražošanai	1.89 t/t	[43]

CO <sub>2</sub> emisijas cena	94 EUR/t	[134]
CO <sub>2</sub> vienības uztveršanas izmaksas	25 EUR/t	[42]
Rūpniecības radīto CO <sub>2</sub> emisiju daļa, kas tiek uztverta	0.15	
CO <sub>2</sub> emisijas no rūpniecības un enerģijas ražošanas (uztveršanas avoti; 2020. gads)	2496 tūkst. t	[135]
Transporta radītās CO <sub>2</sub> emisijas (2020. gads)	3064 tūkst. t	[135]
Kopējais enerģijas galapatēriņš transportā (2020. gads)	13.1 TWh	[136]
<b>Parametrs</b>	<b>Vērtība</b>	<b>Atsauce</b>
Īpatnējie kapitālieguldījumi uz vienu vienību etanola ražošanas jaudas	10 000 EUR/(t/gads)	
Diskonta likme	3%	
Ražošanas jaudas ekonomiskais dzīves ilgums un tehniskais kalpošanas laiks	20 gadi	
Ūdeņraža un kapitālizmaksu īpatsvars kopējās izmaksās	Attiecīgi 44 % un 38 %	

Modeļa struktūra ir parādīta cēloņsakarības cilpas diagrammas (CLD) veidā (19. att.), kas atspoguļo modeļa galvenos elementus un to savstarpējo saistību. CLD ļauj izveidot dinamisku hipotēzi par sistēmas uzvedību, bet hipotēzi var pārbaudīt tikai kvantitatīvā modelī, izmantojot krājumus un plūsmas.

Etanola ražošanas jauda ir galvenais krājums modelī (19. att.), jo tikai reāli ieguldījumi fiziskajos ražošanas aktīvos var rezultēties atjaunojamo energoresursu izmantošanā. Etanola ražošanas jaudā ieguldījumi tiek veikti, ja etanola vienības ražošanas izmaksas ir konkurētspējīgas ar alternatīvās biodegvielas ražošanas vienības izmaksām. Kapitālieguldījumu daļu etanola ražošanas jaudā (Vien. 9) nosaka, salīdzinot etanola

vienības ražošanas izmaksas ar alternatīvās biodegvielas vienības ražošanas izmaksām LOGIT funkcijā:

$$ISEPC = \frac{1}{1 + e^{-\alpha(C_2 - C_1)}} \quad (9)$$

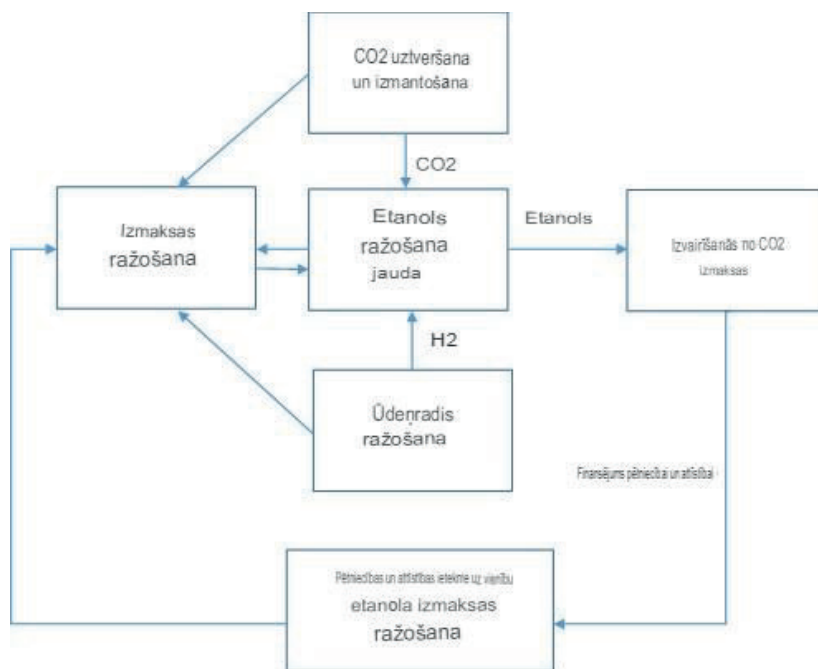
kur

*ISEPC* investīciju daļa etanola ražošanas jaudā;

$C_1$  etanola vienības ražošanas izmaksas, EUR/t (izmaiņas no 1740 EUR/t 2021. gadā līdz 911 EUR/t 2050. gadā);

$C_2$  alternatīvās biodegvielas vienības ražošanas izmaksas, EUR/t (pieņemts, ka tās ir nemainīgas 1200 EUR/t);

$\alpha$  parametrs, kas ietekmē pārejas ātrumu starp aprēķināto ieguldījumu daļu alternatīvu ražošanas jaudā, reaģējot uz vienības ražošanas izmaksu izmaiņām (t. i., līknes stāvums);  $\alpha = 0,0075$  (modelī izmantotais pieņēmums).



**19. att. Modeļa struktūra ar būtiskākajiem tehnoloģiju ietekmējošajiem faktoriem.**

Tā kā ieguldītājiem ir vajadzīgs zināms laiks, lai apzinātu etanola ražošanas salīdzinošās

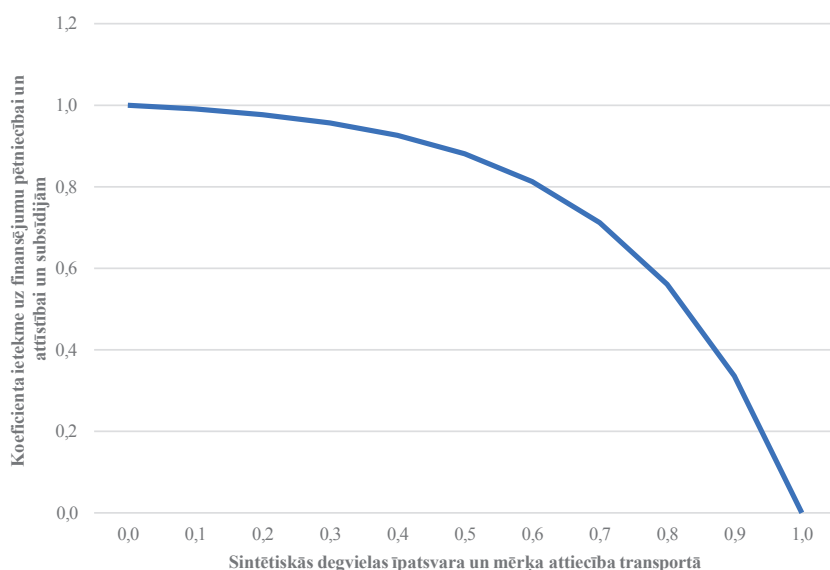
priekšrocības, faktisko ieguldījumu daļu etanola ražošanas jaudā *SEPC aprēķina, izmantojot ISEPC pirmās kārtas eksponenciālo izlīdzināšanu* ar eksponenciālu vidējo trīs gadu periodam ("Stella Architect" iebūvētā funkcija [137]):

$$SEPC = SMTH1(ISEPC, 3) \quad (10)$$

Sabiedrība var nolemt atbalstīt sintētisko degvielu tehnoloģiju attīstību, finansējot pētniecību un attīstību, kā arī subsidējot etanola ražošanu (19. 20. att.). Pētniecības un attīstības, un subsīdiju finansējuma avots varētu būt ienākumi, ko var gūt, samazinot CO<sub>2</sub> emisijas transporta nozarē, tad, ja fosilais kurināmais tiek aizstāts ar etanolu. Finansējuma avots varētu būt CO<sub>2</sub> emisijas kvotas, ko varētu pārdot, vai finansējums, kas nav iztērēta emisiju kvotu iegādei. Pētniecības un attīstības finansējums un subsīdijas padara etanolu vēl konkurētspējīgāku, kas ļauj palielināt etanola ražošanas jaudas vēl vairāk. Tā rezultātā tiek novērsts vēl lielāks CO<sub>2</sub> emisiju apjoms, kas savukārt ļauj piešķirt vēl vairāk finansējuma pētniecībai un attīstībai, kā arī subsīdijām. Tādējādi tiek izveidota pastiprinošā cilpa R1. Tas ir modeļa galvenais institucionālais aspekts. Varētu iebilst, ka šo mehānismu būtu grūti vai neiespējami īstenot, jo īpaši, ja transporta nozare nav daļa no emisiju tirdzniecības sistēmas. Tomēr mēs varam tā vai citādi izteikt novērstās CO<sub>2</sub> emisijas naudas izteiksmē (piemēram, izmantojot ārējo izmaksu pieeju) un nolemt, ka daļa no novērstajām CO<sub>2</sub> emisiju izmaksām tiek ieguldīta pētniecībā un attīstībā vai subsīdijās, kas nākotnē vēl vairāk palielinātu ieguvumus.

Tas ir politisks lēmums, kas būtu jāpieņem, un modelis ilustrē šāda politiska lēmuma sekas. Modelī tiek pieņemts, ka lēmums par novērsto CO<sub>2</sub> emisiju daļu, kas tiek izmantota pētniecības un attīstības, un subsīdiju finansēšanai (19. att.), tiek pieņemts, pamatojoties uz starpību starp faktisko sistēmas stāvokli un klimata mērķi noteiktā transporta nozarē. Sintētisko degvielu īpatsvars transporta nozarē modelī tiek izmantots kā transporta klimata raksturlielums, jo šis mērķis ir noteikts ES valstu nacionālajos enerģētikas un klimata plānos. Ja starpība starp mērķi un sintētisko degvielu faktisko īpatsvaru transporta nozarē samazinās, var mazināties arī stimuls finansēt pētniecību un attīstību, vai subsidēt etanola ražošanu, un ar zināmu laika nobīdi finansējums tiek samazināts. Tādējādi veidojas balansējošā cilpa B1 (19. att.). Šis līdzsvarojošais efekts, ko rada stimulu samazināšanās, tuvojoties mērķim, ir raksturīga "tiekšanās uz mērķi" sistēmu uzvedībai, t.sk. sistēmām,

kas apraksta klimata un enerģētikas politikas īstenošanu. Starpību starp sintētisko degvielu īpatsvaru transportā un īpatsvara mērķi mēra kā attiecību starp faktisko īpatsvaru un mērķi, kas mainās no 0 uz 1 (20. att.). Kad mērķis ir pilnībā sasniegts, attiecība kļūst par 1, un finansējums pētniecībai un attīstībai, un etanola ražošanas subsīdijām netiek piešķirts. Ja attiecība ir mazāka par 1, finansējums tiek nelineāri palielināts, līdz tas sasniedz 1 (20. att.), proti, viss finansējums, kas ir pieejams no novērstajām CO<sub>2</sub> emisiju izmaksām, tiek piešķirts pētniecībai un attīstībai, un subsīdijām etanola ražošanai.

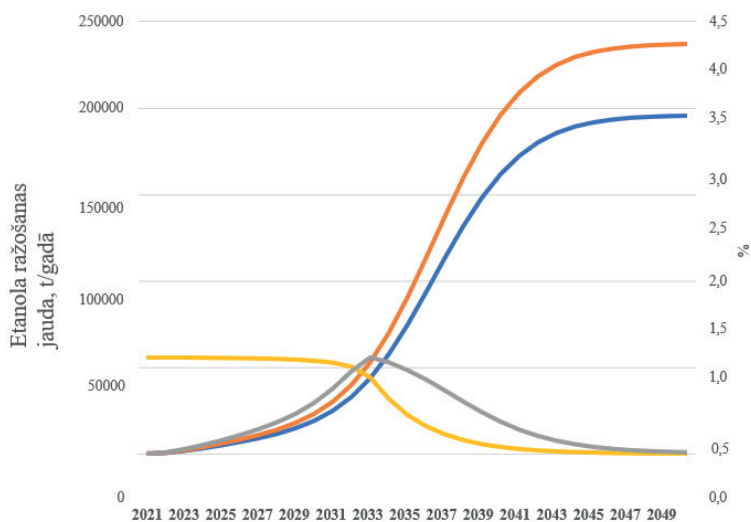


## 20. att. Sintētisko degvielu īpatsvara un pētniecībai piešķirtā finansējuma savstarpējā ietekme.

*Funkcija, kas ilustrē atgriezenisko efektu no sintētiskās degvielas transportā faktiskās daļas un mērķa attiecības finansējumu, kas piešķirts pētniecībai un izstrādei, un etanola ražošanas subsīdijām. Kad mērķis ir sasniegts, attiecība kļūst par 1 un finansējums netiek piešķirts. Viss pieejamais finansējums tiek piešķirts, ja attiecība ir 0.*

Palielinoties etanola ražošanas jaudai (18. att.), palielinās arī sintētisko degvielu īpatsvara un mērķa attiecība transportā (pieņemot, ka kopējais degvielas patēriņš transportā nepalielinās), un finansējums, kas ieguldīts pētniecībā un attīstībā, un subsīdijās (19. att.) samazinās. Tiek pieņemts, ka sintētisko degvielu mērķis transportā ir 2,6%, kas atbilst Latvijā apspriestajai 2030. gada vērtībai saistībā ar mērķiem transporta nozarē, atbilstoši

ES klimata iniciatīvai "Gatavi mērķrādītājam 55%". Mērķis var tikt palielināts pēc 2030. gada, bet pašlaik nav informācijas par iespējamo vērtību. Turklāt sintētiskās degvielas segs tikai daļu no transporta nozares vajadzībām, jo daļa tiks elektrificēta, un, visticamāk, tiks izmantotas citas degvielas, piemēram, biodegviela, biometāns, utt. Ņemot vērā šos apsvērumus, mērķis par sintētisko degvielu īpatsvaru transportā tiek uzskatīts par ārēju (neatkarīgu no modeļa aprēķiniem) parametru modelī. Tomēr spēja pielāgot mērķi, kad tas tiek sasniegts, ir svarīgs pierādījums institucionālajai spējai noteikt klimata mērķus, un tāpēc šo mērķi varētu iekļaut kā iekšēju (atkarīgu no modeļa aprēķiniem) parametru turpmākajos pētījumos. Pētniecībai un attīstībai un subsīdijām piešķirtā finansējuma izmaiņu dinamika ir parādīta kā attiecība starp faktisko piešķirto finansējumu (katrā laika posmā) un piešķirtā finansējuma maksimālo vērtību (19. att.). Sākotnēji finansējums ir neliels, jo etanola ražošanas jauda ir maza un nav uzkrāts finansējums no novērstajām CO<sub>2</sub> emisijām. Pakāpeniski, palielinoties etanola ražošanas jaudai, palielinās arī piešķirtais finansējums, sasniedzot maksimumu tieši tad, kad faktiskā sintētisko degvielu īpatsvara attiecība transportā un mērķis sasniedz 1 (20. att.). Pēc tam piešķirtais finansējums sāk samazināties. Tomēr līdz tam laikam pētniecība un attīstība jau ir padarījusi etanola ražošanas izmaksas konkurētspējīgas ar alternatīvo degvielu, un tāpēc etanola ražošanas jauda turpina palielināties, sasniedzot robežvērtību, kad CO<sub>2</sub> daudzums, kas uztverts rūpnieciskos procesos, sasniedz maksimālo robežu. No šī rezultāta var secināt, ka līdzsvarojošais efekts B1 nav galvenā izaugsmes robeža, un galvenā balansējošā cilpa varētu būt B2, t.i., izejviela etanola ražošanai. Jāatzīmē, ka modelī tiek pieņemts, ka 50 % no kopējā finansējuma, kas piešķirts pētniecībai un attīstībai, un tāda pati daļa etanola ražošanas subsīdijām vienības ražošanas izmaksu samazināšanai. Sprotot, ka tiešas subsīdijas etanola ražošanai var būt ļoti sarežģīts politisks lēmums, tiek veikta jutības analīze, lai novērtētu rezultātu gadījumam, ja viss finansējums ir piešķirts pētniecībai un attīstībai.



**21. att. Saistība starp ekspluatācijā esošo jaudu, sintētisko degvielu īpatsvaru un, pētniecībai un subsīdijām piešķirtajiem līdzekļiem.**

*Attēls ilustrē ekspluatācijā esošās etanola ražošanas jaudas dinamiku (kreisā ass), sintētisko degvielu faktiskās daļas un mērķa attiecību transportā (labā ass), šīs attiecības ietekmi uz novērsto CO<sub>2</sub> emisiju izmaksu daļu, kas tiek novirzīta pētniecības un attīstības, un etanola ražošanas subsīdiju finansēšanai (labā ass), kā arī pētniecības un attīstības, un etanola ražošanas subsīdiju piešķirtā finansējuma attiecību pret maksimālo pieejamo finansējumu.*

Var rasties jautājums - kā kvantitatīvi noteikt ieguldījumu pētniecībā un attīstībā ietekmi uz etanola ražošanas vienības izmaksām (22. att.)? Modelī tiek pieņemts, ka pētniecība un attīstība var samazināt vienības ražošanas izmaksas līdz 0,5 no sākotnējām vienības ražošanas izmaksām, bet pētniecības process un izstrāde (komercializācijas process) prasa laiku, t.i., "Izpētes laiks vienības izmaksu samazināšanai" pieņemts 5 gadi un "Izstrādes laiks vienības izmaksu samazināšanai" pieņemts 3 gadi. Abas laika konstantes norāda, cik gadu būtu nepieciešams, lai samazinātu sākotnējās vienības ražošanas izmaksas līdz 50% no sākotnējām izmaksām, ja pētniecības un attīstības radītā izmaksu samazinājuma temps paliktu tāds pats kā sākotnēji. Pētniecības un attīstības finansējums samazina abas laika

konstantes, t.i., laika konstantes tiek reizinātas ar "Mācīšanās ātruma reizinātāju" (*LRM*), ko aprēķina šādi:

$$LRM = \left( \frac{F_C}{F_B} \right)^{\frac{LN(1-LR)}{LN2}}, \quad (11)$$

kur

*FC* pašreizējais finansējums pētniecībai un attīstībai;

*FB* bāzes līmeņa (sākotnējais) finansējums pētniecībai un attīstībai;

*LR mācīšanās ātrums, kas tiek* definēts kā laika, kas nepieciešams tehnoloģijas pētniecības un attīstības procesam, ja finansējums pētniecībai un attīstībai tiek dubultots, un modelī šis lielums ir 0,2.

Ja mācīšanās ātrums palielinās, laiks, kas nepieciešams, lai samazinātu etanola ražošanas vienības izmaksas pētniecības un attīstības dēļ, samazinās (19. att.). *LR* 0,2 nozīmē, ka, ja finansējums pētniecībai un attīstībai dubultojas, tad laiks, kas nepieciešams, lai samazinātu etanola ražošanas vienības izmaksas pētniecības un attīstības dēļ pieņemtajā apjomā, samazinās par 20%. Mācīšanās ātruma izmantošanas koncepcija ir aizgūta no enerģētikas jomas, kur to izmanto, lai raksturotu īpatnējo kapitālieguldījumu samazināšanos dažādu enerģijas ražošanas jaudās, dubultojot globālo uzstādīto jaudu [138]. Mācīšanās ātrums tiek uzskatīts par ārēju parametru modelī. Tomēr šāds pieņēmums ir vienkāršots, jo, tehnoloģijai attīstoties, mācīšanās ātrums varētu samazināties, un to varētu iekļaut kā iekšēju modeļa parametru. Šāds scenārijs būtu iespējams, ja varētu kvantificēt atgriezenisko saikni no tehnoloģiju brieduma līmeņa uz mācīšanās ātrumu.

Analizētajā sistēmā var identificēt vēl vienu līdzsvarošanas efektu. Proti, palielinoties etanola ražošanas jaudai (19. att.), palielinās arī CO<sub>2</sub> emisiju apjoms, kas tiek uztverts no rūpniecības. Palielinoties uztverto CO<sub>2</sub> emisiju apjomam, samazinās CO<sub>2</sub> emisiju uztveršanas potenciāls nākotnē, jo CO<sub>2</sub> emisiju daudzums, ko ir praktiski uztvert no rūpnieciskiem procesiem, ir ierobežots. Tuvojoties šai robežai, no šiem procesiem var uztvert arvien mazāk un mazāk, jo atlikušo emisiju uztveršana kļūst pārāk dārga vai tehniski sarežģīta. Samazinoties CO<sub>2</sub> uztveršanas potenciālam, samazinās arī investīcijas jaunā etanola ražošanas jaudā, *ceteris paribus*, kā rezultātā veidojas balansējošā cilpa B2. Pastiprinošās cilpas R1 kombinācija ar divām balansējošām



cilpām B1 un B2 liek domāt, ka šai struktūrai būtu jānodrošina S-veida etanola ražošanas jaudas pieaugums. To apstiprina modeļa rezultāti (20. att.).

Dati, kas izmantoti modeļa parametriem, tika ņemti galvenokārt no zinātniskām publikācijām un oficiālās statistikas vai citiem publiskiem informācijas avotiem, kad vien tie bija pieejami. Tomēr ir izdarīti daudzi pieņēmumi par parametriem, kuri, pēc pieejamās informācijas, nav skaitliski norādīti informācijas avotos. No šādiem parametriem var minēt piemēram, sintētiskās degvielas faktiskās daļas un mērķa vērtības attiecības ietekme uz pētniecībai un attīstībai piešķirto finansējumu, kā arī mācīšanās ātruma reizinātāji pētniecībai un attīstībai. Tomēr, ņemot vērā to, ka pētījuma mērķis nebija precīzu vērtību aprēķināšana, bet gan modelētās sistēmas jutības novērtējums pret tehniskiem, ekonomiskiem un institucionāliem faktoriem, kas var būt svarīgi sintētiskās degvielas ražošanas biznesa modeļa attīstībai, šie pieņēmumi ļauj gūt vērtīgu ieskatu par pētāmās sistēmas attīstības iespējamo dinamiku, reaģējot uz izmaiņām svarīgos faktoros. Kvantitatīvais krājumu un plūsmas modelis tika konstruēts "Stella Architect" programmatūras vidē [137]. Modelēšanai izvēlētais laika posms ir 2021.–2050. gads, ar laika soli skaitliskiem aprēķiniem, kas vienāds ar 1/4 no gada, jo gads ir mazākā laika konstante modelī un tas ir laika periods, ko parasti ņem vērā, izstrādājot enerģētikas un klimata politiku.

Modeļa testēšana tiek veikta, sākot ar tiešiem struktūras testiem, kurus var klasificēt kā teorētiskās struktūras testus, kuros struktūras apstiprināšanai modeļa struktūra tiek salīdzināta ar vispārējām zināšanām, kuras var iegūt no dažādiem informācijas avotiem, tostarp zinātniskām publikācijām [131]. Tas pats tika darīts arī attiecībā uz konceptuālo un skaitlisko parametru apstiprināšanu. Tomēr informāciju, kas saistīta ar etanola ražošanu, hidroģenējot uztverto CO<sub>2</sub>, varēja iegūt no zinātniskām publikācijām, bet ar balansējošo cilpu B1 saistīto modeļa struktūru nevarēja pārbaudīt, izmantojot publicētos informācijas avotus. Šī daļa tika pārbaudīta vairākos darba semināros, kuros piedalījās enerģētikas jomas un politikas zinātnes eksperti. Arī tiešā struktūras testa ietvaros tika veikta ekstremālu apstākļu testēšana [131]. Tiešās struktūras testa pēdējā daļa – mērvienību konsekvences tests [131] tiek veikts modeļa veidošanas procesā, jo tas ir ietverts "Stella Architect" funkcionalitātē. Uz struktūru orientēts uzvedības tests tika veikts kā nākamais testēšanas solis, izmantojot jutības analīzi, kas parāda, ka

modeļa uzvedība, reaģējot uz dažu svarīgu parametru izmaiņām (19. att.), ir tāda, kāda būtu sagaidāma reālajā dzīvē. Plašāka informācija par jutības analīzi ir sniegta punktā "Rezultāti un diskusija". Tika arī pārbaudīts, ka modeļa iegūto uzvedību nemaina laika soļa izmaiņas vai skaitliskās integrācijas metodes izvēle. Sakarā ar to, ka modelis tika veidots galvenokārt izpētes procesam un attēlo iespējamo sintētiskās degvielas ražošanas biznesa modeļa turpmāko attīstību noteiktu institucionālo faktoru ietekmē, nebija iespējams veikt uzvedības modeļa testus [131], lai pārbaudītu modeļa spēju atkārtot reālas sistēmas uzvedības modeļus, balstoties uz vēsturiskiem datiem.

#### **2.4. AER ietekmes uz elektroenerģijas tirgu un mijiedarbības ar transporta sektoru modelēšana.**

Analīze par mainīgo elektroenerģijas ražošanas avotu ietekmi uz elektroenerģijas tirgus attīstības tendencēm ir balstīta uz 2019. gada faktisko cenu un elektroenerģijas izstrādes datu statistisko analīzi, tostarp "Nord Pool" enerģijas biržas stundas cenām konkrētām valstīm, vēja enerģijas fizisko ražošanu katrā konkrētajā stundā un vēja saražotās elektroenerģijas īpatsvaru kopējā elektroenerģijas patēriņā konkrētajā stundā. Dati tika apkopoti un apstrādāti ar "Microsoft Excel", lai noskaidrotu, vai pastāv būtiska korelācija starp vēja ražošanu un elektroenerģijas cenām, t.i., vai augstākas elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenas veidojas pie mazāka vēja ražošanas īpatsvara un otrādi – vai vēja elektrostaciju izstrādes pieaugums veicina cenu kritumu. Lai precīzāk varētu raksturot iegūtos datus, papildus tika veikta arī korelācijas koeficienta aprēķināšana. Ņemot vērā "Nord Pool" biržas un nacionālo tīklu operatoru stundas datu pieejamību par konkrētām valstīm, analīze tika veikta diviem reģioniem – Dānijai, kas sastāv no divām tirdzniecības zonām, kā arī Baltijas reģionam, kas sastāv no Latvijas, Lietuvas un Igaunijas tirdzniecības zonām. Stundas cena katram reģionam tika aprēķināta kā vidējā cena par apgabala cenām, savukārt vēja enerģijas ražošana katram reģionam tika aprēķināta kā vēja enerģijas ražošanas summa attiecīgajos apgabalos. Vēja enerģijas īpatsvars elektroenerģijas bilanci tika aprēķināts procentos kā vēja enerģijas ražošanas attiecīgajās teritorijās īpatsvars kopējā elektroenerģijas pieprasījumā šajās teritorijās. Turklāt, lai salīdzinātu iespējamās korelācijas atšķirības starp stundas un dienas tirgus cenām un attiecīgo produkciju, tika veikta analīze plašākam reģionam, tostarp Dānijai, Somijai un Baltijas valstīm. Šajā

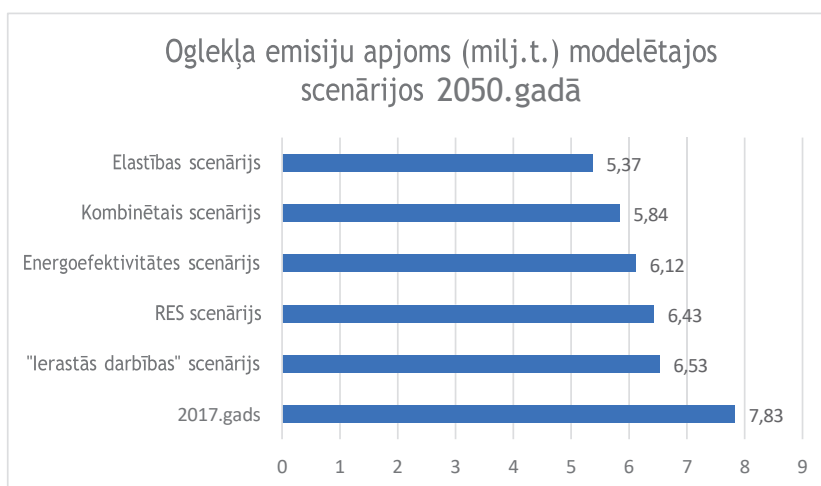
gadījumā vēja enerģijas ražošanas apjomu veidoja vēja enerģijas ražošanas summa visās valstīs, savukārt dienas cena bija dienas vidējā sistēmas cena “Nord Pool” biržā, kurā ietilpst arī Norvēģijas un Zviedrijas tirdzniecības zonas. Zviedrijas un Norvēģijas vēja enerģijas ražošanas statistika analizē netika iekļauta, jo nebija pieejami šo valstu dienas vai stundas dati. Tomēr gan “Nord Pool”, gan Norvēģijas tīkla operatora "Statnett" dati liecina, ka Ziemeļvalstu un Baltijas reģions ir salīdzinoši viendabīgs no vēja enerģijas ražošanas viedokļa. Ikdienā augstie vēja enerģijas ražošanas apjomi kādā no valstīm norāda uz augstiem vai vidēji augstiem vēja enerģijas ražošanas apjomiem visās “Nord Pool” teritorijās.

Papildus tika veikta divu īsāku laika periodu analīze Baltijas valstu, Dānijas un Somijas teritorijās, lai salīdzinātu vairumtirdzniecības cenas situācijā, kad vienīgais būtiskais mainīgais parametrs bija vēja enerģijas ražošana, bet citi svarīgi faktori, piemēram, elektroenerģijas pieprasījums, hidroenerģijas resursu pieejamība, ko raksturo krātuves Somijā, Norvēģijā un Zviedrijā, kā arī apkārtējā gaisa temperatūra bija līdzīga.

**Lai, veicot prognožu izstrādi par atjaunojamās enerģijas attīstības tendencēm un ar to saistīto ekonomisko ietekmi, tai skaitā ietekmi uz tirgus darbību un kopējām lietotāju izmaksām, nodrošinātu pieņemtās pētniecības metodes pietiekamu uzticamību, tika EnergyPlan modelēšanas rīkā tika izstrādāts modelis un veikta izstrādātā modeļa validācija.** Lai noteiktu modelēšanas precizitāti, faktiskie statistikas dati par 2017. gadu tika salīdzināti ar EnergyPlan modelēšanas rīka iznākuma datiem. Modelis nodrošināja pietiekami precīzu elektroenerģijas un siltumapgādes sezonālo sadalījumu atbilstoši hidroloģiskajiem apstākļiem un tipiskajam siltuma pieprasījumam, kā arī uzrādīja precīzas aplēses par vidējo pieprasījumu pēc elektriskās slodzes un siltumslodzes katram gada mēnesim. Turklāt validācijā iegūtas arī ļoti reālistiskas aplēses par vēja un hidroenerģijas pieejamību dažādos gada mēnešos. Turpmākajos pētījuma posmos tika veikts katra scenārija rezultātu salīdzinājums pēc vairākiem parametriem: oglekļa dioksīda emisijas, energoapgādes gada izmaksas (kas sastāv gan no mainīgajām izmaksām, gan tādām fiksētajām izmaksām kā kapitālizmaksas enerģētikas nozarē), kopējais primāro energoresursu pieprasījums, kā arī elektroenerģijas importa vai eksporta apjoms. Tomēr, lai lielāku uzmanību pievērstu rezultātiem, kas

raksturo energosistēmas ekonomisko un vides ilgtspēju, turpmākā analīze koncentrējas uz diviem nozīmīgākajiem parametriem - oglekļa dioksīda emisijām un energoapgādes kopējām gada izmaksām.

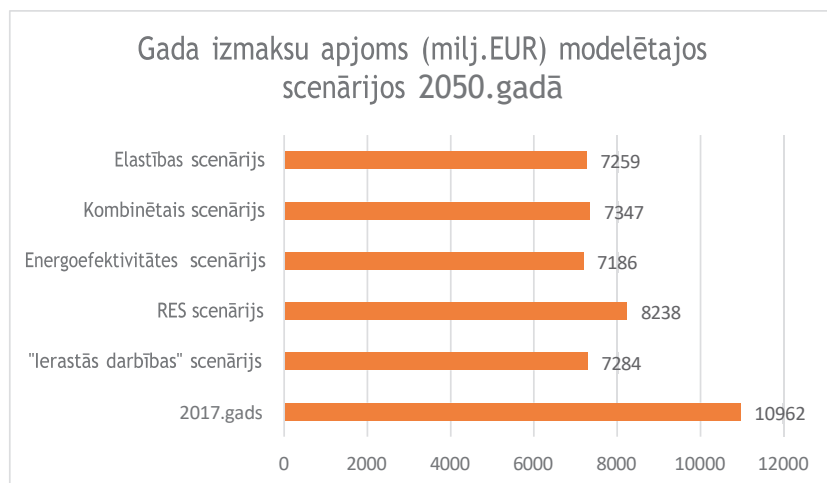
Salīdzinot modelēšanas rezultātus no oglekļa dioksīda emisiju viedokļa, visi iepriekš aprakstītie attīstības scenāriji, tostarp “Ierastās darbības” scenārijs paredz ievērojamu oglekļa emisiju samazinājumu analizētajā periodā. Savukārt “Elastības scenārijs”, neskatoties uz to, ka tas paredz vislielāko kopējo enerģijas patēriņu, uzrāda vismazāko oglekļa dioksīda emisiju daudzumu. Rezultāti apliecina, ka transports joprojām ir viens no nozīmīgākajiem oglekļa emisiju avotiem Latvijā, un fosilā kurināmā aizstāšana ar tādiem enerģijas avotiem kā elektrība var radīt ļoti ievērojamu rezultātu oglekļa emisiju samazināšanā [118].



## 22. att. Modelēto scenāriju salīdzinājums no gada oglekļa dioksīda emisiju viedokļa.

Tikmēr gada izmaksu salīdzinājums liecina, ka Energoefektivitātes scenārijs, Elastības scenārijs un Kombinētais scenārijs piedāvā visievērojamākos finanšu ietaupījumus vispārējai ekonomikai. Tas ir saistīts ar fosilā kurināmā patēriņa samazināšanos apkures nozarē Kombinētā un Elastības scenārija gadījumā un ar fosilā kurināmā patēriņa samazināšanos transporta nozarē saskaņā ar Elastības scenāriju. AER scenārijā ir

paredzētas visaugstākās izmaksas no visiem scenārijiem, kas ir saistīts ar to, ka, izņemot stimulus veicināt enerģijas ražošanu no atjaunojamiem energoresursiem, scenārijā nav paredzēti būtiski papildu pasākumi enerģijas patēriņa samazināšanai. Tomēr arī šajā scenārijā uz vienu patērēto enerģijas vienību lietotāja izmaksas joprojām saglabājas konkurētspējīgas ar citiem scenārijiem.



### 23. att. Modelēto scenāriju salīdzinājums no kopējo energoapgādes gada izmaksu viedokļa.

Līdzīgas izmaksu atšķirību tendences katrā var no scenārijiem novērot, salīdzinot katra scenārija kopējos enerģijas patēriņa datus. Lai gan AER scenārijs, šķiet, panāk tikai nenožīmīgu kopējā enerģijas pieprasījuma samazinājumu salīdzinājumā ar "Ierastās darbības" scenāriju vai atsauces gadu, ir jāatzīmē, ka AER scenārijs paredz būtiskas izmaiņas enerģijas gala patēriņā struktūrā, paredzot ievērojami lielāku elektroenerģijas īpatsvaru gala patēriņā un emisiju izmaksu samazinājumu.

Analīzes scenāriju salīdzinājums arī norāda uz to, ka tādu parametru kā primārās enerģijas patēriņš tradicionālo izmantošanu kā būtiska indikatora energosistēmas un politikas ilgtspējas novērtēšanai pielietošana nākotnē var nebūt pamatota. Tas ir pamatots ar apsvērumu, ka saskaņā ar vairākiem scenārijiem palielināts atjaunojamās enerģijas īpatsvars sistēmā arī palielināja primārās enerģijas patēriņu. Tomēr tajā pašā laikā šie scenāriji uzrādīja labākus rezultātus no oglekļa dioksīda emisiju viedokļa.

Piemēram, gada izdevumu apmērs, saskaņā ar Ierastās rīcības scenāriju galvenokārt ir saistīti ar kurināmā iegādi, savukārt izdevumi atbilstoši tādiem scenārijiem kā Kombinētā scenārija būtiskākā apmērā tiek novirzīti ieguldījumiem atjaunojamās enerģijas ražošanā un ēku renovācijā. Jāatzīmē, ka lielākai kapitāla izmaksu izdevumu daļai salīdzinājumā ar lielāku daļu, kas tiek tērēta par kurināmo (īpaši importēto kurināmo), ir būtiski atšķirīga ietekme uz enerģētikas nozares makroekonomisko ilgtspēju. Tas ir pamatots ar apsvērumu, ka piemēram, ēku renovācija veicina būvniecības nozares attīstību, savukārt palielināta iekšzemes atjaunojamās enerģijas ražošana uzlabo tirdzniecības bilanci. Var arī apgalvot, ka lielāka izdevumu daļa par ēkām veicina arī netiešu sabiedrības labklājības un dzīves kvalitātes pieaugumu, jo tā samazina citu sadedzināšanas blakusproduktu, piemēram, cieto daļiņu, emisijas no siltuma ražošanas ēkās, kā arī palīdz novērst elpošanas ceļu slimības, kas saistītas ar nepietiekamu siltumapgādi mājāsaimniecībās. Uz nepieciešamību pārskatīt tradicionālos rādītājus energosistēmu novērtēšanā norādīja arī vairāki citi pētnieki [139].

Tikmēr dažādu elektroenerģijas cenu scenāriju jutības analīze liecina, ka elektroenerģijas vidējās vairumtirdzniecības cenas tikai ierobežotā mērā ietekmē kopējo enerģijas bilanci vai CO<sub>2</sub> emisiju līmeni. Tomēr tai ir būtiska ietekme uz kopējām izmaksām, un no ekonomisko ieguvumu viedokļa politika, kuras pamatā ir lielāki ieguldījumi jaunās enerģijas ražošanas iekārtās, jo īpaši vēja un saules enerģijā, rada būtiskas makroekonomiskas priekšrocības visos cenu scenārijos. To pamato apsvērumi, ka šāda politika novērstu būtisku izmaksu pieaugumu, kas saistīts ar importētās enerģijas iegādi, tikai salīdzinoši nelielu palielinot kapitāla izmaksas neatkarīgi no tirgus cenas.

Tikmēr tādu mainīgu parametru kā dabasgāzes iespējamo cenu izmaiņu analīze būtiski neietekmē kopējo modelēšanas rezultātu un līdz ar to dabasgāzes cenu svārstības nav uzskatāmas par būtisku risku lēmumu pieņēmējiem, patērētājiem vai investoriem. Piemēram, dabasgāzes cenas samazinājums par 20% kopumā veicina kopējo izmaksu samazinājumu par tikai 2,1% un palielina oglekļa dioksīda emisijas par 2,8%, tikmēr attiecīgais cenas pieaugums par 20% veicina līdzīgu kopējo enerģijas mainīgo izdevumu un iekārtu kapitālieguldījumu izmaksu pieaugumu par 2%, oglekļa emisiju samazinājumu par 4,7%.

Var atzīmēt, ka arī oglekļa dioksīda emisiju cenu izmaiņām bija tikai nenozīmīga ietekme uz kopējām mainīgajām gada energoapgādes izmaksām. Ar oglekļa dioksīdu

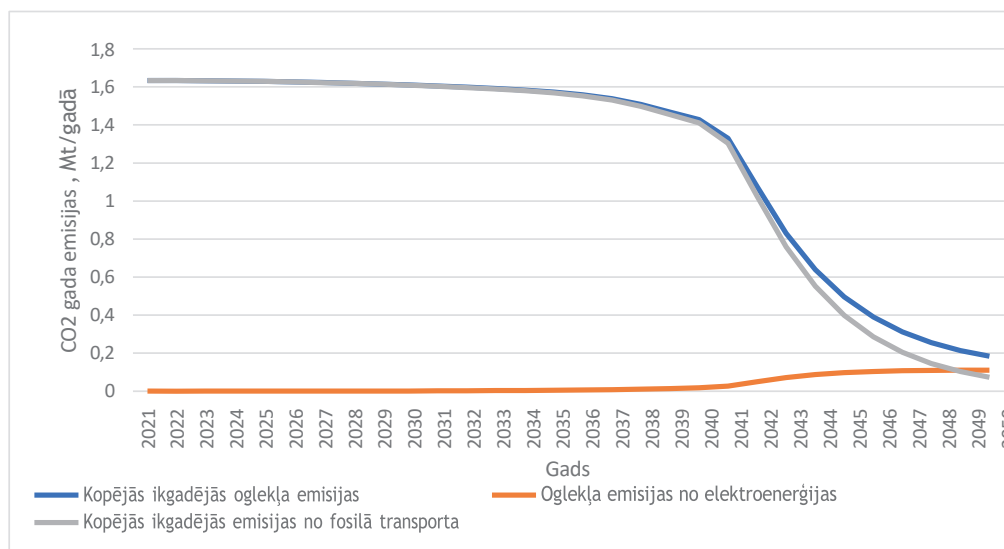
saistīto izmaksu kopējā daļa kopumā un jo īpaši sistēmā, kurā ir liels atjaunojamo un oglekli nesaturošo enerģijas avotu īpatsvars gan siltumenerģijas, gan elektroenerģijas ražošanas nozarēs, ir salīdzinoši zems.

Tāpat modelēšana arī atklāja, ka oglekļa dioksīda emisiju cenām, palielinoties pat par 200%, būtu tikai salīdzinoši nenozīmīga ietekme - zem 1,5% - uz kopējo emisiju līmeni. To var skaidrot ar to, ka saskaņā ar šo modeli, elektroenerģijas ražošanas nozare joprojām ir vienīgā nozare, kurā ir ievērojams oglekļa dioksīda īpatsvars produkta vai pakalpojuma galīgajā cenā un kurā ir pietiekama konkurence ar citiem ražošanas avotiem. Minētajiem faktoriem ir pietiekami būtiska ietekme, lai ievērojami mainītu ražotāju lēmumus par fosilā kurināmā izmantošanu.

### 3. REZULTĀTI

#### 3.1. ETL skaita pieauguma un CO<sub>2</sub> emisiju dinamika atkarībā no tehnoloģiskās attīstības un atbalsta instrumentiem

Būtiskākais mērķis ETL ieviešanai un uz PV balstītas uzlādes infrastruktūras attīstībai degvielas uzpildes stacijās ir siltumnīcefekta gāzu (SEG) emisiju samazināšana. Atbilstoši darbā izvirzītajiem pētnieciskajiem pieņēmumiem, pakāpeniskai uz fosilo degvielu balstītu transportlīdzekļu (FTL) aizstāšanai ar ETL un PV uzstādīšanai vajadzētu samazināt CO<sub>2</sub> emisijas. Rezultāti (22. att.) rāda, ka notiek FTL radīto emisiju samazināšana un modelēšanas perioda beigās paliek tikai ar tīkla elektroenerģiju saistītās CO<sub>2</sub> emisijas.

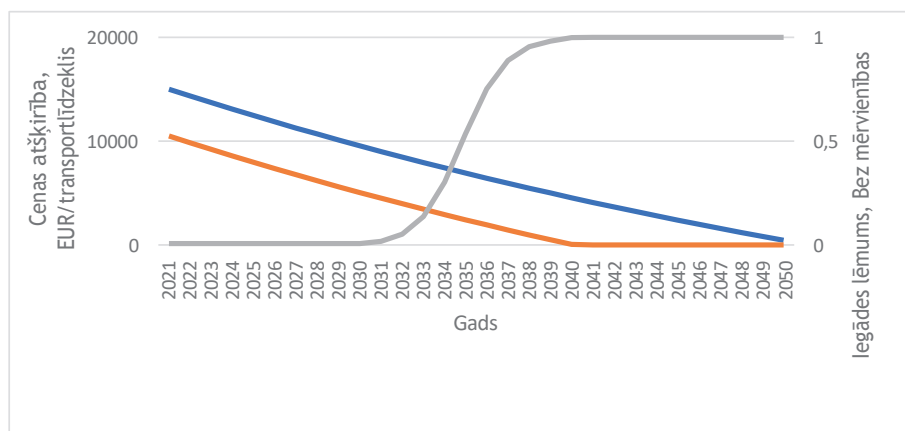


#### 24. att. Gada CO<sub>2</sub> emisijas: kopējās no transportlīdzekļiem, kuru pamatā ir fosilais kurināmais, un no tīkla elektroenerģijas

Tomēr CO<sub>2</sub> emisiju samazinājums ir neliels līdz 2040. gadam, kad pārmaiņas sāk notikt ļoti strauji. Tas ir saistīts ar lielo cenu atšķirību starp ETL un FTL pat ar subsīdijām, kas sākas 2022. gadā. Modeļa pieņēmums ir, ka, ja starpība starp subsīdēto ETL un FTL pārsniedz 5000 EUR, ETL iegādājas tikai tie iedzīvotāji, kuriem nav nepieciešamas subsīdijas, un tiek pieņemts, ka šīs iedzīvotāju daļa ir aptuveni 20%. Kad cenu starpība

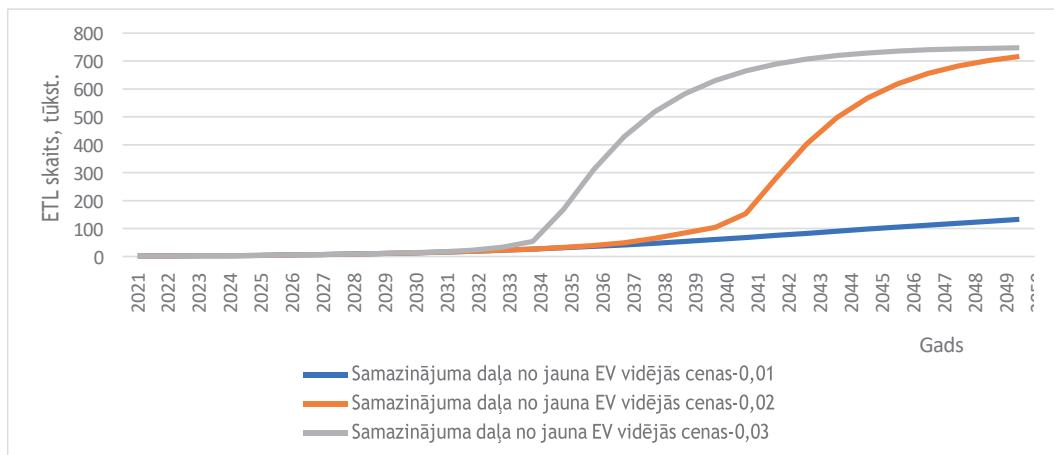


sasniedz 5000 EUR un ir mazāka, iesaistās arī iedzīvotāji, kuriem nepieciešamas subsīdijas ETL iegādei (23. att.). Pirkuma lēmuma S veida grafiks parāda to iedzīvotāju daļu, kuriem nepieciešamas subsīdijas, pieņemot lēmumu par ETL iegādi, ja cenu starpība samazinās. Tomēr, pat ja liela daļa šo iedzīvotāju ir gatavi iegādāties ETL, salīdzinoši nelielu ETL daudzumu var subsidēt ETL subsīdijām atvēlētā ierobežotā kopējā budžeta dēļ. Ievērojams ETL skaita pieaugums sākas (22. att.) tikai tajā brīdī (ap 2040. gadu), kad cenu starpība sasniedz 4500 EUR/transportlīdzekli, un no šī brīža nekādas subsīdijas nav nepieciešamas (21. att.). Pieaugot ETL skaitam, sāk palielināties arī elektrotīkla elektroenerģijas patēriņš un CO<sub>2</sub> izmeši, kas saistīti ar elektroenerģijas ražošanu (22. att.). Tomēr šis emisiju daudzums ir ievērojami mazāks nekā FTL radītais daudzums.



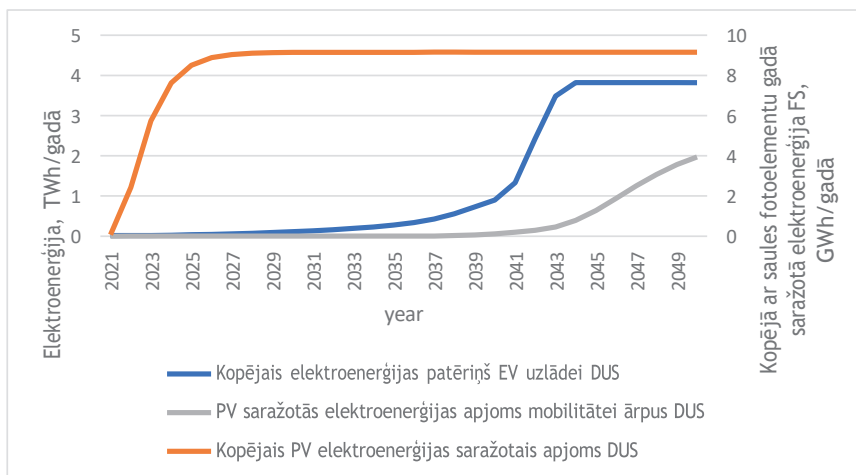
## 25. att. Cenu starpība starp fosilās degvielas un elektrotransportu (ETL), un šīs starpības ietekme uz ETL pirkuma lēmumu

Cenu atšķirība starp ETL un fosilās degvielas transportlīdzekļi samazinās, pateicoties ETL ražošanas tehnoloģiju attīstībai, t.i. “mācīšanās efekta” rezultātā. Efekts modelēts kā pieņemtā cenu samazinājuma daļa gada griezumā (skat 22. attēlu). Ja cenas samazinājuma likme ir lielāka, tas noved pie straujāka ETL un FTL cenu starpības sarūkuma un pie agrākas ETL pirkumu "eksplodēšanas" (22. att.).



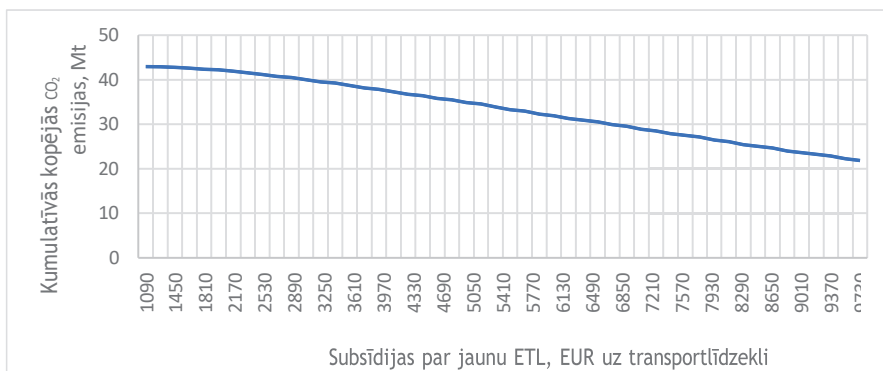
**26. att. Elektrisko transportlīdzekļu pieauguma dinamika atkarībā no jauno ETL vidējo cenu samazinājuma tempa. Vidējais cenu samazinājums bāzes scenārijā ir 0,02 gadā, pārējos divos scenārijos attiecīgi 0,01 un 0,03.**

PV paneļi degvielas uzpildes stacijās, kurās tiek izbūvētas ETL uzlādes elektroiekārtas, tiek uzstādīti salīdzinoši ātri un sasniedz maksimālo jaudu piektajā gadā (23. att.), jo elektroenerģijas ražošanas izmaksas ir konkurētspējīgas ar tīkla elektroenerģiju jau no aprēķinu perioda sākuma. Degvielas uzpildes stacijās saražotās elektroenerģijas daudzums, izmantojot PVs, kas novietoti uz degvielas uzpildes staciju ēku jumtiem, ir aptuveni 2% no kopējās elektroenerģijas, kas nepieciešama ETL uzlādei. Tā kā elektroenerģijas apjoms, kas saražots no degvielas uzpildes stacijās uzstādītajiem PV paneļiem, ir salīdzinoši mazs, tiek apsvērta iespēja uzstādīt PV citos uzlādes punktos, kas atrodas ārpus degvielas uzpildes stacijām, lai iegūtu lielāku atjaunojamās enerģijas īpatsvaru. Rezultāti liecina, ka PV paneļi, kas atrodas ārpus degvielas uzpildes stacijām, var nodrošināt aptuveni 14% no kopējā elektroenerģijas daudzuma, kas nepieciešams ETL uzlādei.



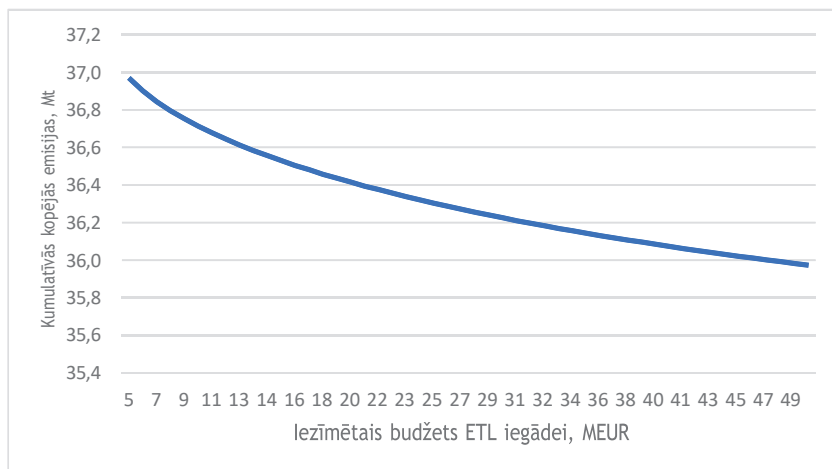
**27. att. Kopējais elektroenerģijas apjoms, kas piegādāts ETL uzlādei no degvielas uzpildes stacijām (DUS), t.sk. saražotā ar PV DUS (labā ass), un elektroenerģija, kas saražota ar PV citās vietās, kurās tie uzstādīti (kreisā ass)**

Šī saules enerģijas izmantošanas nelielā uz elektrotransporta uzlādi ir saistīta ar faktu, ka galvenais pirkuma lēmuma virzītājspēks ir cenu starpība starp ETL un FTL, un lielākā daļa ETL iegādes notiek pēc tam, kad starpība starp subsidēto ETL cenu un FTL cenu ETL attīstības dēļ izzūd (22. att.). Tāpēc subsīdijām uz vienu ETL ir svarīga loma pirkuma lēmumā, un, ja šīs subsīdijas uz vienu ETL tiek dubultotas, tad ievērojams ETL skaita pieaugums sākas daudz agrāk, un līdz 2050. gadam viss FTL krājums tiek aizstāts ar ETL. Dubultojot kopējo subsīdiju budžetu, likme palielinās, tomēr ne būtiski. Ātrāks FTL aizstāšanas ātrums ar ETL nosaka arī zemākas kumulatīvās CO<sub>2</sub> emisijas aprēķinu periodā, lai gan aprēķinu perioda beigās kopējās gada CO<sub>2</sub> emisijas joprojām būs līdzvērtīgas. Kumulatīvo kopējo CO<sub>2</sub> emisiju jutības analīze (7. att.) rāda, ka subsīdiju palielināšana no 1 000 līdz 10 000 EUR par transportlīdzekli samazina kopējās kumulatīvās CO<sub>2</sub> emisijas par vairāk nekā 50%, ar nosacījumu, ja citi parametri netiek mainīti.



### 28. att. Kumulatīvās kopējās CO<sub>2</sub> emisijas atkarībā no subsīdijām par jaunu ETL

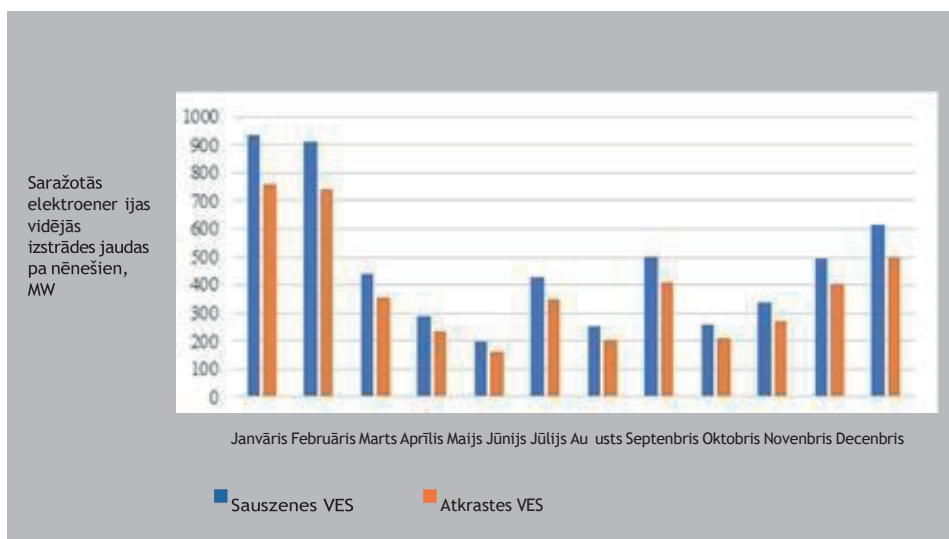
Lai noskaidrotu subsīdiju ietekmi uz kumulatīvajām kopējām CO<sub>2</sub> emisijām, tika veikta jutības analīze, kurā kopējais norādītais subsīdiju budžets tiek mainīts no 5 - 50 MEUR, subsīdijām par ETL paliekot 4500 EUR. Kumulatīvo kopējo emisiju atšķirība 30 gadu laikā ir aptuveni 1Mt CO<sub>2</sub> (26. att.) jeb aptuveni 3%. Tas nozīmē, ka piešķirto subsīdiju apjomam ir lielāka ietekme uz kumulatīvajām kopējām CO<sub>2</sub> emisijām nekā uz ETL dinamiku, t. i., ETL skaitu aprēķinu perioda beigās.



### 29. att. Kumulatīvās kopējās CO<sub>2</sub> emisijas atkarībā no ETL subsīdijām novirzītā budžeta

### 3.2. ETL attīstības ietekme uz elektriskās slodzes profiliem un elektroenerģijas infrastruktūras tehniskajiem un ekonomiskajiem rādītājiem

Pētījumā izmantotais elektroenerģijas sistēmas darbības simulācijas modelis ļauj novērtēt arī dažāda veida atjaunojami energoresursu attīstības scenāriju un transportlīdzekļu elektroenerģijas patēriņa scenāriju ietekmi uz elektroenerģijas bilanci, ieskaitot arī šo ražošanas un patēriņa savstarpējo attiecību. Pētījuma ietvaros kā optimālākais tika vērtēts scenārijs, ka elektroenerģijas patēriņš un ražošanas apjoms valsts enerģosistēmas ietvaros ir pēc iespējas līdzsvarots, samazinot nepieciešamību energoapgādei izmantot pārrobežu infrastruktūru, kā arī sekmējot elektroenerģijas būtiska pārpalikuma vai iztrūkuma ietekmes uz cenām samazināšanos.

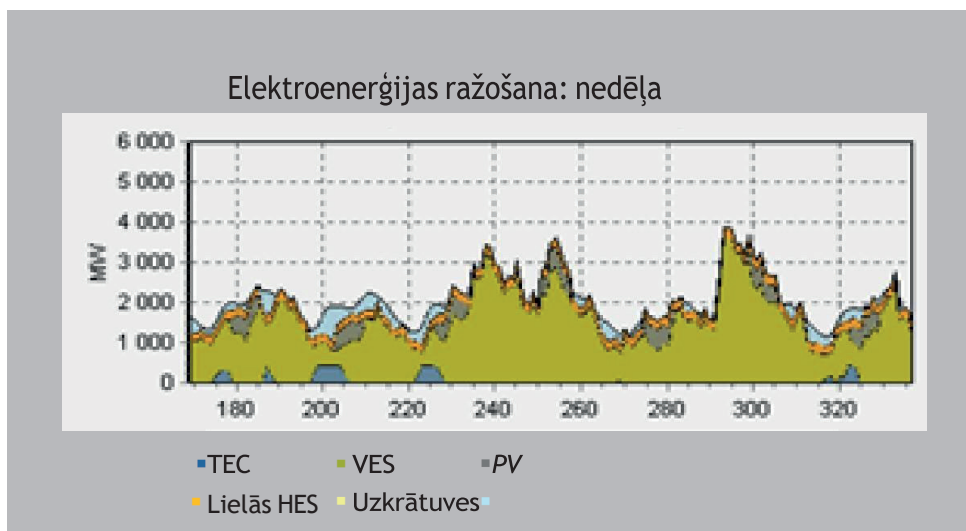


30. att. Vēja elektrostaciju vidējās jaudas mēnešu griezumā 2050. gadā.

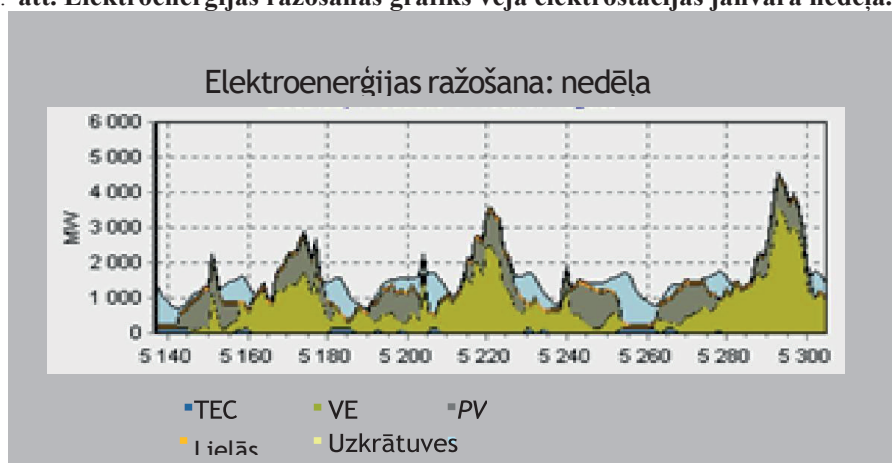
Kā redzams 27. att., lielākā sauszemes un atkrastes vēja elektrostaciju izstrāde ir vērojama ziemas mēnešos. Šajos mēnešos ir arī visīsākās dienas, tāpēc tad ir nepārprotami skaidrs, ka galvenais elektroenerģijas avots gada aukstajos mēnešos būs

vēja elektrostacijas. PV varētu palīdzēt kompensēt elektroenerģijas pieprasījumu dienas vidū, bet ziemas mēnešos elektriskās slodzes maksimums ir vērojams vakara stundās.

Kā parādīts 28. attēlā, vēja elektrostaciju jaudas ir grūti prognozēt, un visbiežāk tiek novēroti eksporta nevis importa apjomi, tāpēc vēja ražotā elektroenerģija ziemā ir labi piemērota ETL uzlādei.



31. att. Elektroenerģijas ražošanas grafiks vēja elektrostacijās janvāra nedēļā.



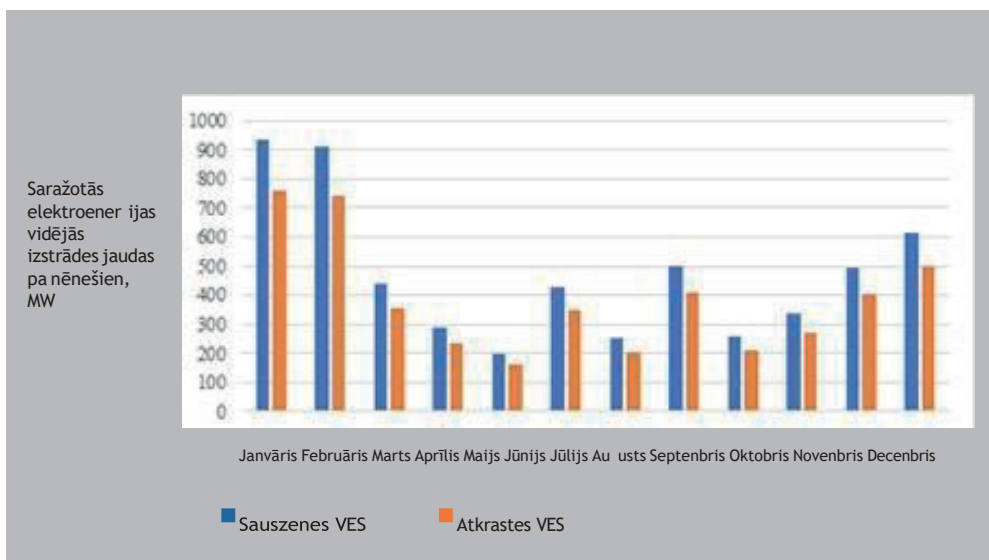
32. att. Elektroenerģijas ražošanas grafiks vēja elektrostacijās augusta nedēļā.

Vasaras mēnešos vēja elektrostaciju saražotā elektroenerģija ir mazāka (29. att.). Vasaras

periodā lielākajā daļā nedēļu vēja elektrostaciju izstrāde svārstās no 500 līdz 1500 MW, savukārt ziemas periodos jaudas vērtības ir no 2000 līdz 3000 MW.

Runājot par vēja enerģijas ietekmi uz ETL uzlādes profiliem, tad mājas scenārijā vēja enerģijas pienesumam ir nozīmīgākā loma elektrotīkla noslogojumā. Vērtējot scenāriju, kurā dominē mājas uzlādes, lielākās maksimumslodzes veidojas vakara stundās, kad palielinās pieprasījums apgaismojumam, bet ņemot vērā to, ka VES izstrāde tiešā veidā nekorelē ar diennakts stundām, tāpēc tā nozīme ETL uzlādei ir augstāka, nekā PV ražotnēm. Dienas laikā, kad dominē ātrās uzlādes profils, nepieciešamība pēc importa elektroenerģijas ir daudz zemāka nekā mājas scenārija pieprasījums saules enerģijas piegādes dēļ. Ziemas periodos vēja elektroenerģija ļoti bieži sedza pieprasījumu pēc patērētās ETL uzlādes. Līdz ar to var secināt, ka vēja enerģija kā elektroenerģijas avots ir ļoti efektīva, īpaši gada aukstajos periodos.

Otrs nozīmīgākais atjaunojamo energoresursu avots elektroenerģijas ražošanā ir hidroelektrostacijas. 2050. gadā tās plānots joprojām ekspluatēt, taču netiek prognozēts, ka to jaudas līmenis palielināsies. Aprēķinot saražoto elektroenerģiju, tiek ņemtas vērā arī mazās upju hidroelektrostacijas. To ieguldījums kopējā spēkstaciju jaudā ir neliels, un nav paredzams, ka to turpmākā attīstība būs ievērojama, jo to būvniecības izmaksu iespaidā to ekonomiskā konkurētspēja ir vērtējama kā zema. 33. attēlā ir parādītas hidroelektrostaciju vidējās jaudas mēnešu griezumā 2050. gadā.

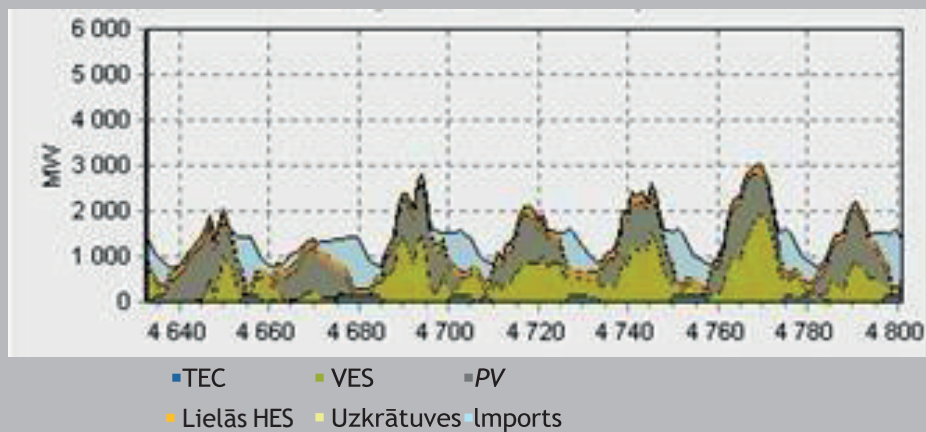


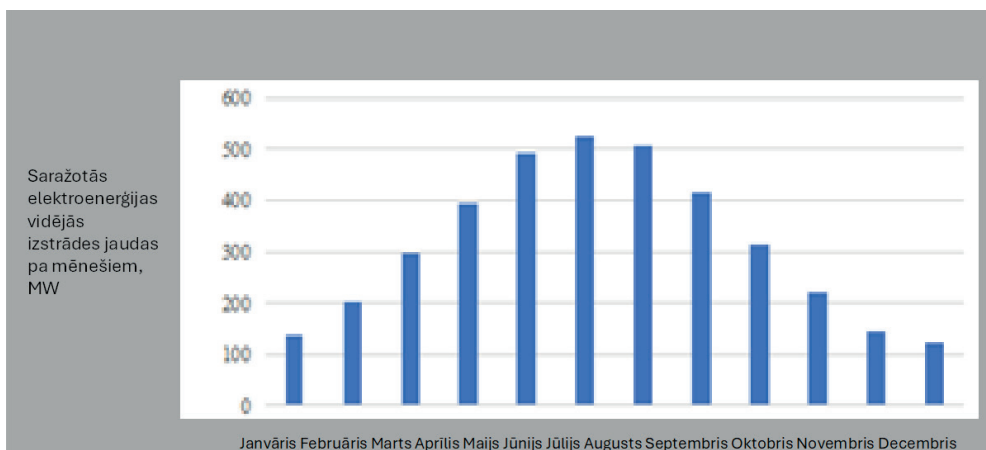
**33. att. Elektroenerģijas enerģijas ražošana HES 2050. gadā.**

Modelēšanas scenārijā, kurš paredz, ka EV primāri tiek uzlādēti mājokļos, lielākās maksimumslodzes tiek novērotas vakara stundās, tāpēc šajās vakara stundās ir nepieciešams imports, savukārt ātrās uzlādes scenārijam uzlādes slodzes ir vērojamas diennakts vidū, ievērojami vairāk korelējot arī ar elektroenerģijas izstrādi. Kā redzams grafikā, arī citu atjaunojamo energoresursu ražošana sedz būtisku pieprasījuma daļu.

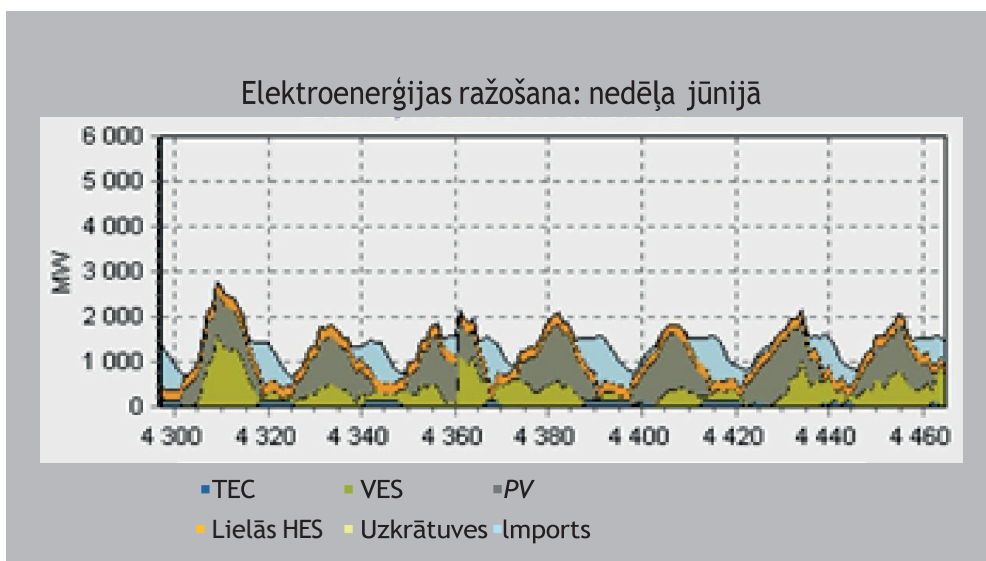


### Elektroenerģijas ražošana: nedēļa jūlijā





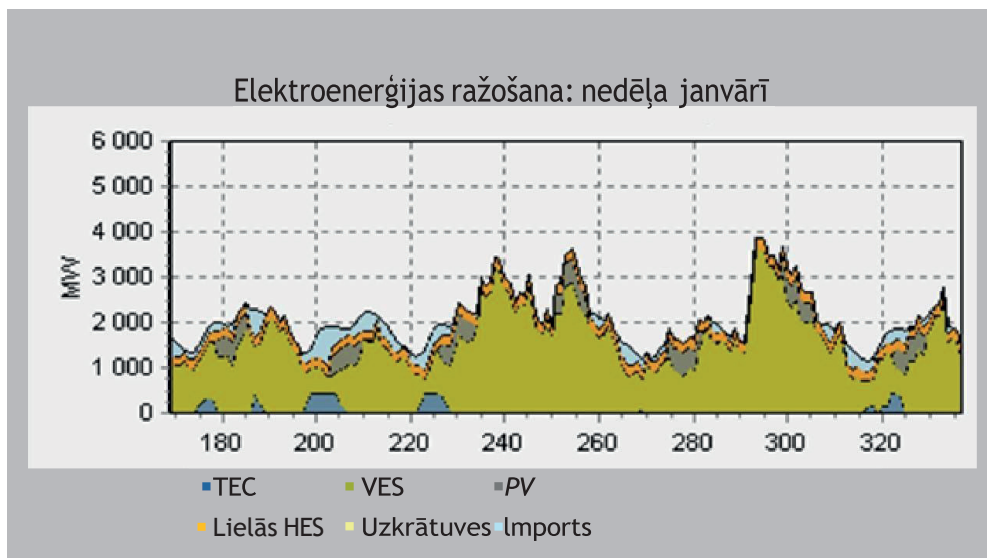
35. att. Elektroenerģijas ražošana no saules enerģijas avotiem 2050. gadā.



36. att. Elektroenerģijas ražošanas grafiks saules PV konkrētā jūnija nedēļā.

Balstoties uz modelēšanu ir secināms, ka PV ir būtisks enerģijas avots transporta sektora radītā enerģijas pieprasījuma segšanai vasaras periodā, ziemas mēnešos par būtiskāko avotu uzskatāmas VES, savukārt pavasara un rudens periodā ir raksturīgs, ka

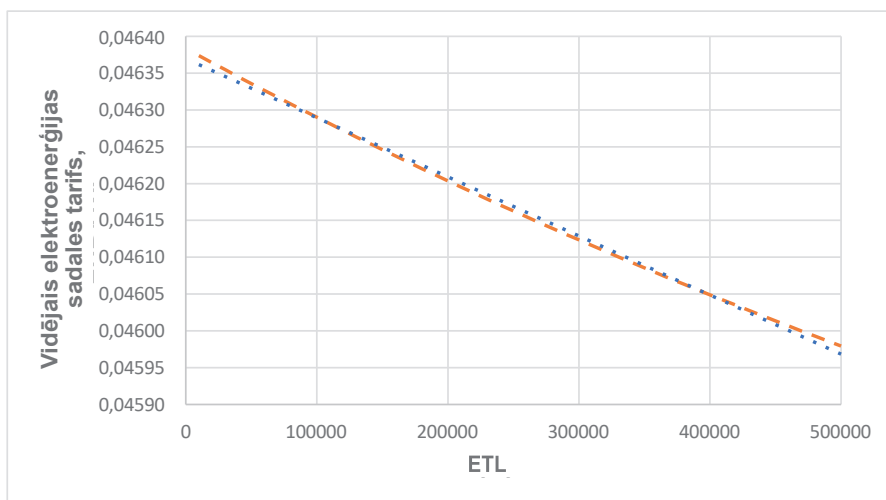
palielināsies PV ražotās elektroenerģijas pieejamība, nedaudz samazinot pieprasījumu pēc enerģijas, kas nepieciešama no VES un HES.



37. att. Elektriskās jaudas grafiks stundu griezumā janvāra nedēļā.

Savukārt rezultāti par elektroenerģijas sadales vidējo kopējo izmaksu iespējamo samazinājumu un novērstajām CO<sub>2</sub> emisijām tika iegūti, pieņemot, ka ETL skaits pieaug no pašreizējiem 1000 līdz 500 000 transportlīdzekļiem 2050. gadā, kas ir balstīts uz prognozi par vieglā autotransporta ar iekšdedzes dzinēju aizstāšanu ar elektrotransportu. Ar šādu ETL attīstības dinamiku kopējais elektroenerģijas patēriņš sistēmā palielinātos par aptuveni 1,248 TWh/gadā, kas ir aptuveni 20% no pašreizējā elektroenerģijas patēriņa. Šāds elektroenerģijas patēriņa pieaugums veicina papildu ieņēmumus tīkla operatoram, kas savukārt pēc attiecināmo izmaksu atskaitīšanas (galvenokārt tās, kas saistītas ar elektroenerģijas zudumu pieaugumu) var tikt izmantots vidējā sadales tarifa (EUR/kWh) samazināšanai par aptuveni 0,2% gadā. Tas atbilst visu elektroenerģijas patērētāju ekonomiskajam ieguvumam aptuveni 0,7 milj. EUR/gadā. Rezultāti rāda (sk. 35. att.), ka tarifa samazinājums (vidējās kopējās elektroenerģijas sadales izmaksas) ir salīdzinoši neliels, t.i., 0,9% kopā, ja ETL skaits palielinās no 1000 līdz 500 000. Ja ETL skaits dubultojas, tarifs samazinās par 0,017%. Šo nelielo ETL patēriņa ietekmi uz tarifu var izskaidrot ar kopējo maksas par uzstādīto jaudu un par katru piegādātās elektroenerģijas

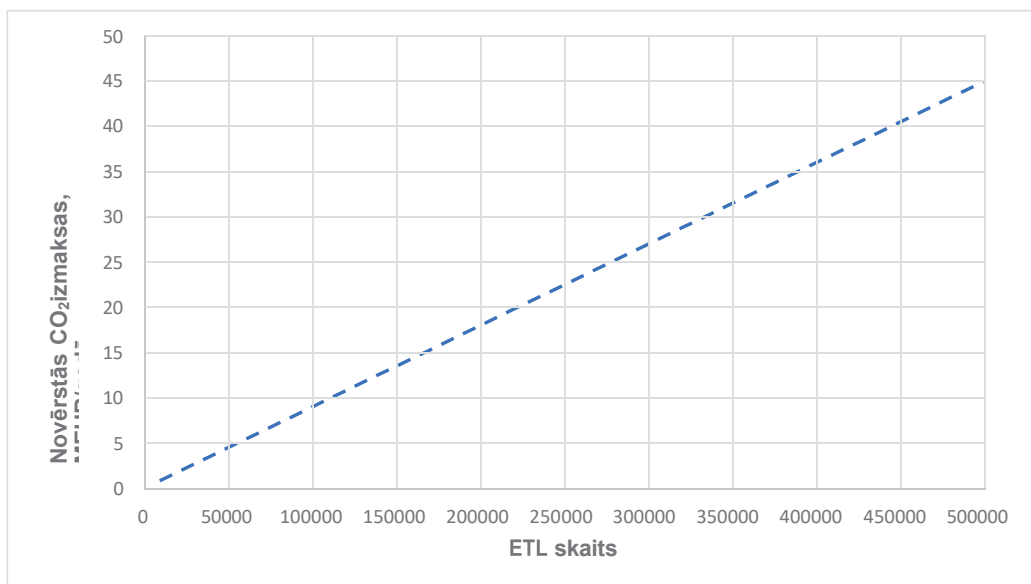
vienību īpatsvaru sadales pakalpojuma tarifu struktūra – būtiski ņemt vērā, ka aprēķins ir balstīts uz tarifu, kas noteikts 2020. gadā, tomēr, tarifu struktūras izmaiņu rezultātā, palielinoties fiksētajai maksai par pieslēgumu jaudu, iespējamie lietotāju ieguvumi var mainīties.



**38. att. Vidējais sadales tarifs atkarībā no ETL skaita Latvijā**

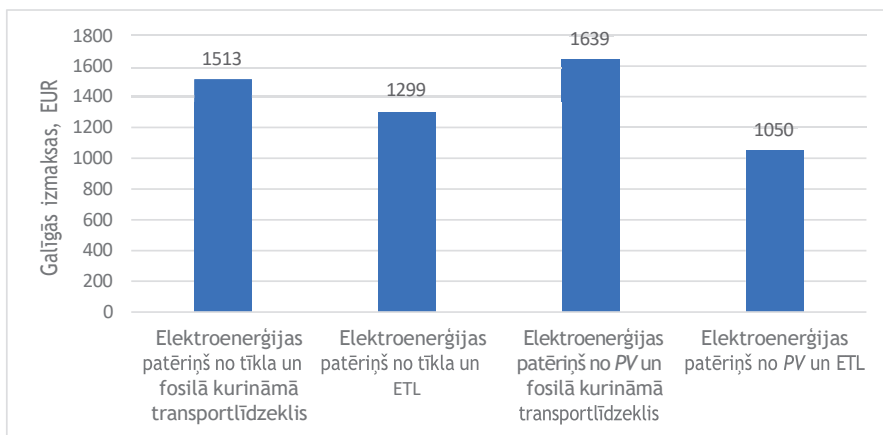
Nozīmīgāks vides un sociālekonomiskais efekts tiek panākts no potenciālās CO<sub>2</sub> emisiju samazināšanas, kad ETL aizstāj iekšdedzes dzinējus, kuri izmanto fosilo kurināmo. Kad ETL skaits sasniedz 500 000, novērstās CO<sub>2</sub> emisiju izmaksas (izmaksas, kas rastos, ja šo CO<sub>2</sub> emisiju kvotas vajadzētu iegādāties emisiju tirgū ETS), pieņemot, ka CO<sub>2</sub> cena ir 43 EUR/t (šāds līmenis tika sasniegts līdz 2021. gada marta beigām) sasniedza aptuveni 45 miljonus EUR/gadā (sk. 36. att.). Proti, katrs ETL rada aptuveni 90 EUR/gadā novērstās CO<sub>2</sub> emisiju izmaksas ar pieņemto CO<sub>2</sub> cenu vai 2 t novērstās CO<sub>2</sub> emisijas gadā. Jāatzīmē arī, ka šādu aplēšu pamatā ir pieeja, ka CO<sub>2</sub> emisijas no automašīnām, kas lieto fosilo degvielu, ir 200 g/km, un tādējādi atspoguļo emisijas visā iekšdedzes dzinēju lietošanas ciklā. Attiecībā uz ETL aprēķins ir balstīts uz emisijām, kas saistītas ar patērētās elektroenerģijas ražošanu, un ir balstīts uz Latvijas vidējām CO<sub>2</sub> emisijām uz kWh elektroenerģijas, t.i., aptuveni 200 g/kWh Šis skaitlis atspoguļo salīdzinoši konservatīvu

scenāriju, saskaņā ar kuru aptuveni 40% no elektroenerģijas pieprasījuma tiek apmierināti, izmantojot fosilos ražošanas avotus, un par aptuveni 65% pārsniedz vēsturisko vidējo aprēķināto CO<sub>2</sub> intensitāti Latvijai.

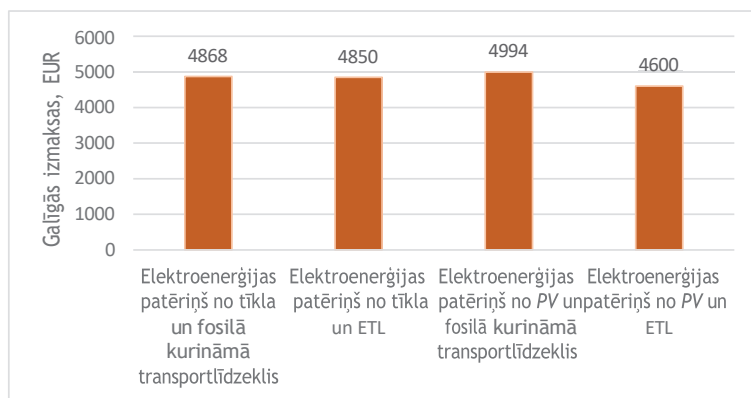


**39. att. Novērtās CO<sub>2</sub> emisiju izmaksas atkarībā no ETL skaita Latvijā**

**Analīze, kas veikta par individuālu ETL lietotāju ieguvumiem, transporta dekarbonizācijai lietojot PV, rezultāti atklāj (37. att.), ka no elektroenerģijas izmaksu viedokļa, kas ietver tīkla pieslēguma un elektroenerģijas izmaksas, kā arī degvielas izmaksas, ETL nodrošina ievērojamus ietaupījumus salīdzinājumā ar iekšdedzes dzinēja automašīnām. No PV saražotās elektroenerģijas izmantošana uzlādei saskaņā ar esošo tarifu sistēmu nodrošina mobilitātes izmaksu papildu samazinājumu. Tomēr, iekļaujot izmaksas, kas saistītas ar transportlīdzekļa iegādi, kā arī ar saistītajām uzturēšanas izmaksām un nodokļiem, tiek samazināti ietaupījumi, kas saistīti ar ETL un PV izmantošanu (37. att.).**



**40. att. Scenāriju kopējās ikgadējās enerģijas izmaksas**



**41. att. Gada kopējās izmaksas dažādos scenārijos, ietverot transportlīdzekļu iegādes izmaksas (sākotnējie ieguldījumi transportlīdzeklī tiek amortizēti 7 gadu periodā ar gada procentu likmi 1.49%) un nodokļus**

Analīze atklāj, ka galvenie faktori, kas nosaka potenciālos ieguvumus, ir saistīti ar augstākām ETL iegādes izmaksām, kuras daļēji kompensē zemāki nodokļi, izdevīgāki finansēšanas nosacījumi, kā arī zemākas uzturēšanas un lietošanas izmaksas. Analīze arī atklāj, ka, lai gan galvenās izmaksu priekšrocības ir saistītas ar ETL vispārējo efektivitāti, scenārijā ar PV saražotās elektroenerģijas izmantošanu ETL uzlādēšanai, elektriskās mobilitātes izmaksu priekšrocības ir saistītas arī ar tīkla norēķinu sistēmu. Tarifu veidošanas faktiskā struktūra nosaka, ka ekonomiski izdevīgākais PV īpašniekiem ir

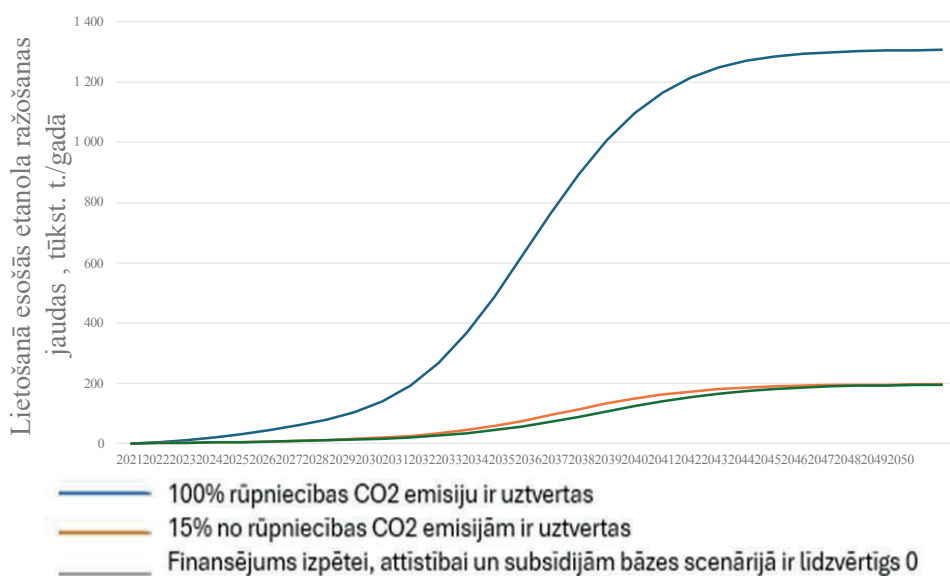
scenārijs, kurā lietotājs ar PV palīdzību spēj saražot pēc iespējas vairāk elektroenerģijas savam patēriņam, to nepārsniedzot. Šajā gadījumā galvenie ekonomiskie ieguvumi saules enerģijas lietotājam ir no tā, ka lietotājs izvairās no nepamatoti augstām ieguldījumu izmaksām, saistītas ar iekārtu sākotnējo iegādi, samazina mainīgās izmaksas, kas saistītas ar elektroenerģijas iegādi no tīkla. Salīdzinot divus scenārijus ar līdzīgu PV uzstādīto jaudu, atklājas, ka scenārijs, kad mājsaimniecība patērē visu saražoto elektroenerģiju savām mobilitātes vajadzībām, nevis daļu no tās nodod atpakaļ tīklam, ir ekonomiski izdevīgāks lietotājam un arī uzlabo PV ekonomiskos rādītājus. Tikmēr, kā redzams 38. attēlā, PV ar uzstādīto jaudu, kas nodrošina ražošanas apjomu, kas būtiski pārsniedz lietotāja pašpatēriņu, ekonomiskie rādītāji saskaņā ar esošo tarifu un nodokļu regulējumu var pasliktināt PV ekonomiskos rādītājus (kā redzams scenārijā "PV un fosilā kurināmā transportlīdzeklis"), un tas saistīts ar tīkla pakalpojumu izmaksu pieaugumu.

No sākotnējās analīzes par ekonomisko sinerģiju starp PV un elektriskajiem automobiļiem ir iespējams noteikt vairākus svarīgus apstākļus, kas potenciāli varētu būtiski ietekmēt vispārējos ieguvumus vai izmaksas. Kopumā mājsaimniecību elektrības pieslēgumiem ir salīdzinoši maza slodze, tāpēc elektroenerģijas patēriņa palielināšana konkrētajā pieslēgumā vairumā gadījumu nodrošina lielāku ekonomiju, samazinot izmaksas uz vienu patērētās enerģijas vienību. Var arī secināt, ka elektroenerģijas patēriņa pieaugumam, pateicoties ETL uzlādei konkrētā mājsaimniecībā, vienlaikus saglabājot nemainīgu elektroenerģijas pieslēguma jaudu, ir pozitīva ekonomiskā ietekme uz patērētās elektroenerģijas vienības izmaksām. Vienlaikus, ņemot vērā PV uzstādīšanas scenāriju lietotāja objektā, tiek samazināta slodze un salīdzinoši palielinās ar sadales pieslēguma jaudas uzturēšanu saistīto izmaksu īpatsvars atbilstoši tarifu struktūrai. Tomēr, ja PV iekārtas aizstāj no tīkla iepirktās elektroenerģijas apjomu, tiek samazinātas vairākas citas elektroenerģijas gala izmaksu komponentes, tostarp izmaksas, kas saistītas ar sadales pakalpojumu.

### 3.2. Smagā transporta dekarbonizācijas perspektīvas ar sintētisko degvielu palīdzību.

Veicot smagā transporta dekarbonizācijas ar sintētisko degvielu palīdzību, tiek ņemts vērā AER un sintētisko degvielu ražošanas tehnoloģiju jaudas pieaugumu, infrastruktūras tehnoloģiskās iespējas un institucionālos aspektus.

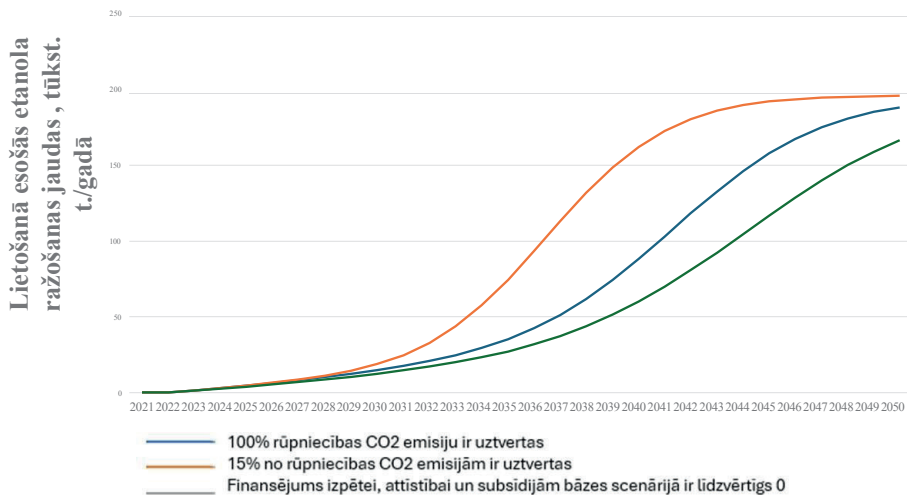
Etanola, kurš pētījuma ietvaros vērtēta kā viena no iespējamajām sintētiskajām degvielām, ražošanas jaudu nosaka divi galvenie faktori – uztverto CO<sub>2</sub> emisiju apjoms un etanola vienības ražošanas izmaksu ekonomiskā konkurētspēja salīdzinājumā ar alternatīvās degvielas vienības ražošanas izmaksām. Abi šie faktori nosaka ieguldījumus etanola ražošanas jaudā. Pētniecības un attīstības finansēšana un tiešās subsīdijas etanola ražošanai palielina etanola ražošanas ekonomisko konkurētspēju. Ja uztverto CO<sub>2</sub> emisiju daļa tiek palielināta no 15% līdz 100%, tad etanola ražošanas jauda palielinās par tādu pašu attiecību, aptuveni 6,5 reizes (39. att.), ko varētu sagaidīt.





**42. att. Etanola ražošanas jaudas dinamika atkarībā no uztvertās rūpniecisko (tostarp enerģijas ražošanas) CO<sub>2</sub> emisiju daļas, kā arī finansējuma pētniecībai un attīstībai, un subsīdijām.**

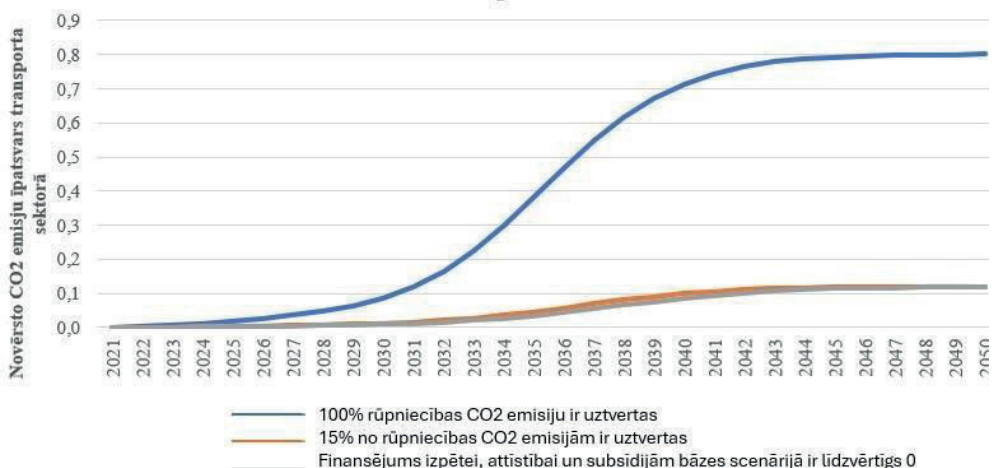
Pārsteidzoši ir tas, ka finansējumam pētniecībai un attīstībai, un subsīdijām ir relatīvi neliela ietekme uz etanola ražošanas jaudu pamata scenārijā (39. att.). Izskaidrojums ir tāds, ka pētniecībai un attīstībai piešķirtais finansējums pārsniedz bāzes līmeņa finansējumu un samazina pētniecībai un attīstībai nepieciešamo laiku salīdzinājumā ar to, kāds būtu bez šī finansējuma, t.i. bāzes līmeņa laiku. Ja pētniecības un attīstības bāzes līmeņa laiks ir pietiekami mazs, etanola ražošana pietiekami ātri kļūst ekonomiski konkurētspējīga ar alternatīvu, un attiecīgajā laika posmā sasniedz gandrīz tādu pašu ražošanas jaudu bez papildu finansējuma pētniecībai, kāds tiek sasniegts ar papildu finansējumu. Šo skaidrojumu var pārbaudīt, ja "Izpētes laiks vienības izmaksu samazināšanai" un "Izstrādes laiks vienības izmaksu samazināšanai" modelī tiek dubultots attiecīgi līdz 10 un 6 gadiem. Šīs izmaiņas rada lielāku atšķirību etanola ražošanas jaudas dinamikā (40. att.), kad tiek noņemts finansējums pētniecībai un attīstībai, un subsīdijām. Jāatzīmē, ka, ja vispār nenotiek pētniecība un attīstība (pētniecības un attīstības laiks modelī ir ļoti liels), etanola ražošanas tehnoloģija nav konkurētspējīga ar alternatīvu un netiek investēts ražošanas jaudā.



**43. att. Etanola ražošanas jaudas dinamikas salīdzinājums atsaucē scenārijā un scenārijos, kur 1) modeli tiek dubultots laiks pētniecībai un attīstībai, turklāt 2) finansējums pētniecībai un attīstībai, un subsīdijām ir vienāds ar nulli.**

Palielinoties etanola ražošanas jaudai, palielinās arī saražotais etanols, kas aizstāj fosilo degvielu transporta nozarē. Ja fosilās degvielas zemākais sadegšanas siltums (ZKS) ir aptuveni 12 MWh/t un etanola ZKS ir 7,42 MWh/t, tad 1 t etanola aizvieto 0,62 tonnas fosilā kurināmā. Ja pieņem, ka sintētiskais etanols ir oglekļneitrāls (jo izgatavots no uztvertā CO<sub>2</sub> un H<sub>2</sub>, kas ražots no atjaunojamiem enerģijas avotiem), un pieņem, ka fosilā kurināmā CO<sub>2</sub> emisijas faktors ir aptuveni 3,03 t CO<sub>2</sub>/t degvielas, tad katra etanola tonna transporta nozarē novērš aptuveni 1,9 tonnas CO<sub>2</sub>. Rezultāti rāda (40. att.), ka novērsto CO<sub>2</sub> emisiju īpatsvars, t.i., novērsto CO<sub>2</sub> emisiju attiecība, aizstājot fosilo degvielu ar etanolu, pret kopējām CO<sub>2</sub> emisijām transporta sektorā, kāds bija 2020. gadā, atbilst tādām pašām “S veida” pieaugumam kā etanola ražošanas jauda. Varētu panākt pat 80% transporta radīto CO<sub>2</sub> emisiju samazinājumu, ja sintētiskās degvielas ražošanai varētu izmantot 100% rūpniecisko CO<sub>2</sub> emisiju (40. att.), bet atsaucē scenārijā tiktu sasniegts aptuveni 12% samazinājums. Sintētiskās degvielas

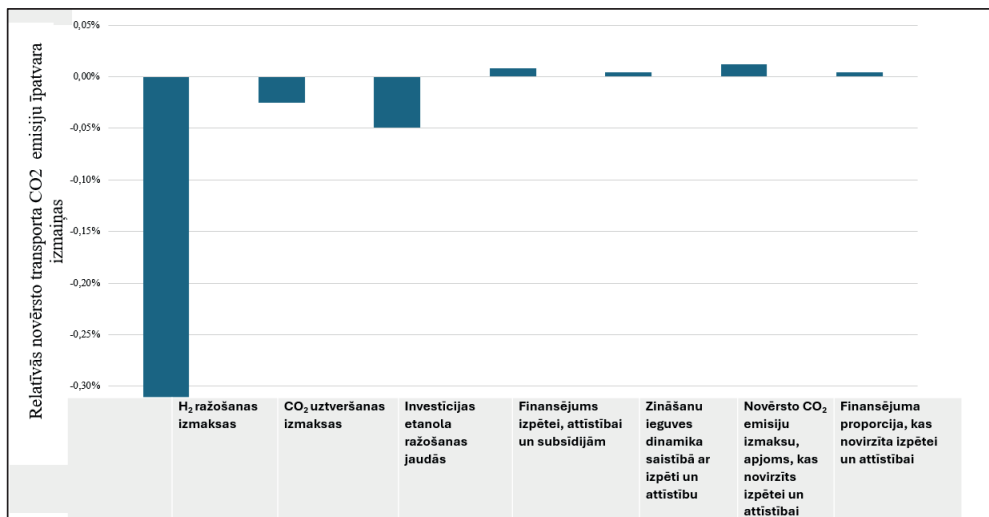
īpatsvars kopējā enerģijas gala patēriņā transportā (ja patēriņš saglabātos 2020. gada līmenī) šajos divos scenārijos būtu attiecīgi 74% un 11%.



**44. att. Novērsto CO<sub>2</sub> emisiju īpatsvara dinamika transporta nozarē atkarībā no uztvertās rūpniecisko (tostarp enerģijas ražošanas) CO<sub>2</sub> emisiju daļas, kā arī finansējuma pētniecībai un attīstībai, un subsīdijām.**

Jutības analīzes rezultāti (41. att.) rāda, ka novērsto CO<sub>2</sub> emisiju īpatsvaru transportā visvairāk ietekmē H<sub>2</sub> ražošanas izmaksas, un īpatsvars samazinās, palielinoties H<sub>2</sub> izmaksām. Šis rezultāts sakrīt ar daudziem citiem pētījumiem, kas norāda, ka spirtu ražošana, hidrogenējot CO<sub>2</sub>, ir ekonomiski dzīvotspējīga tikai pie noteikta H<sub>2</sub> izmaksu līmeņa. Tas ir apstiprināts pētījumā, kurā aplūkota CoMoS katalizatora izmantošana reakcijai [140] [21], [141], [8], kā arī pētījumā, kurā aplūkota termokatalītiskās CO<sub>2</sub> hidrogenēšanas tehniski-ekonomiskais pamatojums metanola un etanola ražošanai [47][43]. Pētījumā [141] arī atzīmēta CO<sub>2</sub> izmaksu nozīme, ko apstiprina šis pētījums. Jutības analīze arī parāda, ka īpatnējie ieguldījumi etanola ražošanas jaudā un CO<sub>2</sub> vienības uztveršanas izmaksas ir divi citi svarīgi faktori, kas novestu pie aptuveni 0,05 % un 0,03% novērsto CO<sub>2</sub> emisiju samazinājuma transporta nozarē, ja tās attiecīgi palielinātu par 1%. Kā jau tika minēts iepriekš, pētniecībai un attīstībai pieejamā

finansējuma izmaiņām un subsīdijām ir ievērojami mazāka ietekme, salīdzinot ar iepriekšējiem trim faktoriem. Tādējādi arī mazāka ietekme ir tehnoloģiju apguves ātrumam pētniecībai un attīstībai, daļai no novērstajām CO<sub>2</sub> emisiju izmaksām, kas piešķirtas pētniecībai un attīstībai, un subsīdijām, kā arī pētniecībai un attīstībai piešķirtā finansējuma daļa (41. att.). Pēdējais koeficients tiek aprēķināts, pieņemot, ka viss finansējums tiek piešķirts pētniecībai un attīstībai, un netiek nodrošināta nauda etanola ražošanas tiešajām subsīdijām. Modelī tiek ņemts vērā, ka etanola vienības ražošanas izmaksu samazināšana pētniecības un attīstības rezultātā ietekmē tikai no jauna uzstādīto jaudu. Jaudu, kas jau darbojas (tiek pieņemts, ka darbības ilgums ir 20 gadi), neietekmē tehnoloģiju attīstība pētniecības un attīstības dēļ. Var jautāt, kāpēc īpatnējām investīcijām ir lielāka ietekme nekā finansējumam pētniecībai un attīstībai? Modelis ir veidots tā, lai īpatnējie kapitālieguldījumi etanola ražošanas jaudā būtu nemainīgi (kas faktiski ļauj veikt jutības analīzi). Ir vajadzīgs laiks (laiks pētniecībai un izstrādei, kā minēts iepriekš), lai finansējuma palielinājums pētniecībai un attīstībai ietekmētu etanola vienības ražošanas izmaksas un tā rezultātā kapitālieguldījumus etanola ražošanas jaudā. Īpatnējo kapitālieguldījumu etanola ražošanas jaudā izmaiņas izpaužas kā etanola vienības ražošanas izmaksu samazinājums un no tā izrietošais ieguldījumu ātruma pieaugums šajā jaudā. Izmaiņas īpatnējos kapitālieguldījumos reālajā dzīves situācijā var notikt, piem., pateicoties vietējās infrastruktūras pieejamībai būvlaukumā, papildu atbalstam inženiertīklu pieslēgumiem, investīciju subsīdijām u.tml. Jutības analīzes rezultāti tika iegūti atsaucēs scenārijiem. Tā kā attiecība starp neatkarīgajiem un atkarīgajiem faktoriem ir nelineāra, rezultāti ir atkarīgi no atskaites punkta. Rezultāti ir atkarīgi arī no tā, vai neatkarīgais faktors ir palielināts vai samazināts.



**45. att. Jūtības analīzes rezultāti. Stabiņi parāda novērsto CO<sub>2</sub> emisiju īpatvara relatīvas izmaiņas (pieaugumu vai samazinājumu) transporta nozarē, ja attēlā redzamie faktori palielinās par 1%. Novērsto CO<sub>2</sub> emisiju īpatvars transportā līdz 2050. gadam atsaucēs scenārijā sasniedz 0,12 (sk. 38. att.).**

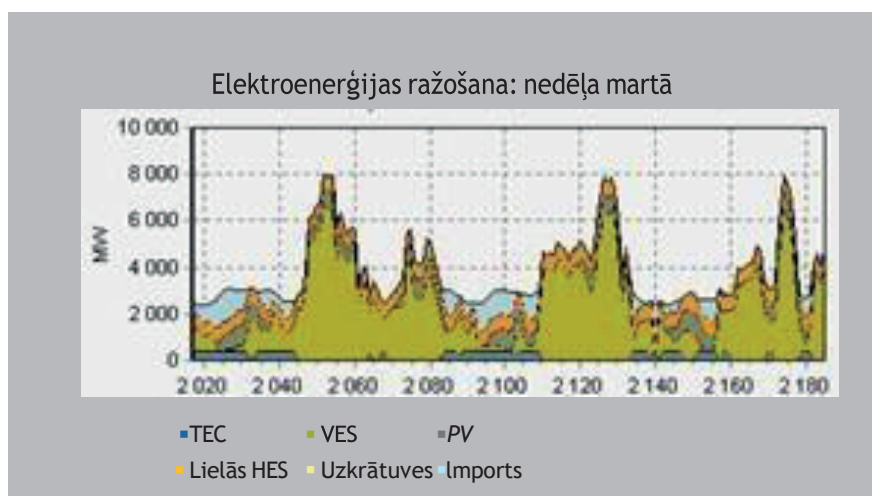
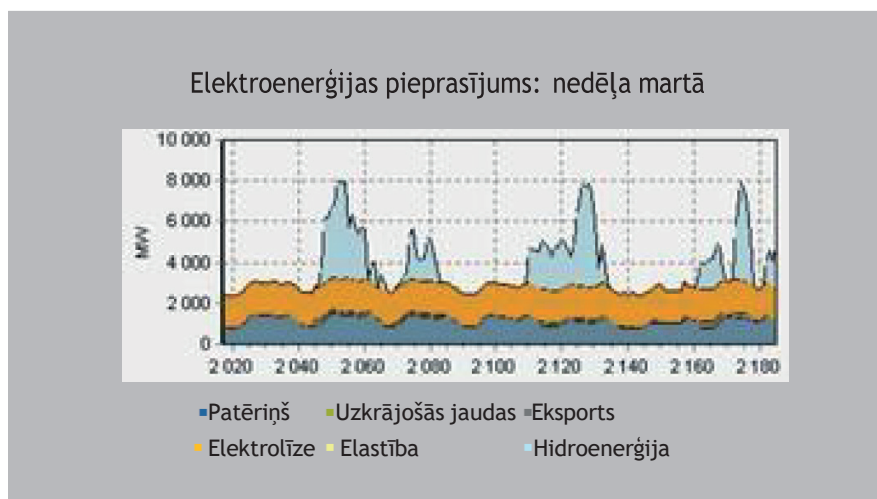
Lai novērtētu smagajam autotransportam paredzētās sintētiskās degvielas ražošanas perspektīvas dažādos atjaunojamās enerģijas ražošanas jaudu scenārijos, veikta analīze katram no pētījumā izmantotajiem 3 scenārijiem.

#### 1. scenārijs – "Visticamākais" ("Iespējamākais")

Lai ražotu 8,2 TWh sintētiskās degvielas, kas ir modelēšanā identificētais degvielas pieprasījuma apjoms, elektrolīzei ir nepieciešama 14,02 TWh elektroenerģijas. Tam būtu nepieciešams elektroenerģijas neto imports (starpība starp importu un eksportu) 8,835 TWh apmērā gadā. Modelēšana apliecina, ka marta nedēļā importētās elektroenerģijas apjoms ir lielāks nekā eksportētās un tikai dažas stundas šajā nedēļā elektroenerģijas ražošana apmierina pieprasījumu, lai gan ir zināms, ka marts ir ļoti labs mēnesis elektroenerģijas ražošanai, jo vējš ir diezgan spēcīgs un upēs ir liels ūdens daudzums, kas izplūst caur hidroelektrostacijām. Ja ņemam vērā elektroenerģijas importa cenas 2021. gadā (~80 EUR/MWh<sub>e</sub>), tad importa izmaksas būtu aptuveni 707 milj. EUR/gadā. Salīdzinājumam – elektroenerģijas neto imports Latvijā 2021. gadā bija 1,77 TWh<sub>e</sub>.

Tāpēc šim scenārijam tika izveidots otrs variants, kurā tika novērtēts, kāds ir sintētiskās degvielas daudzums, ko var saražot, ja elektroenerģijas neto imports saglabājas tādā pašā

līmenī kā 2021. gadā, t. i., 1,77 TWh<sub>e</sub> gadā. Rezultāti liecina, ka ar šādu elektroenerģijas neto importu var saražot 3,6 TWh jeb 44% no nepieciešamā sintētisko degvielu daudzuma, un tam elektrolīzei būtu nepieciešami 6,19 TWh<sub>e</sub> elektroenerģijas. Atlikušās 4,6 TWh degvielas enerģijas smagā transporta nozarē tiktu nodrošinātas ar fosilo degvielu, kas būtu tāda pati kā 2021. gadā, radot tādas pašas CO<sub>2</sub> emisijas kā 2021. gadā. Tas ļauj secināt, ka atjaunojamās enerģijas pieaugumu šajā scenārijā atsver degvielas patēriņa pieaugums lielas noslodzes transportā. Tas novērš CO<sub>2</sub> gada emisiju līmeņa pieaugumu, bet nepalīdz to samazināt.

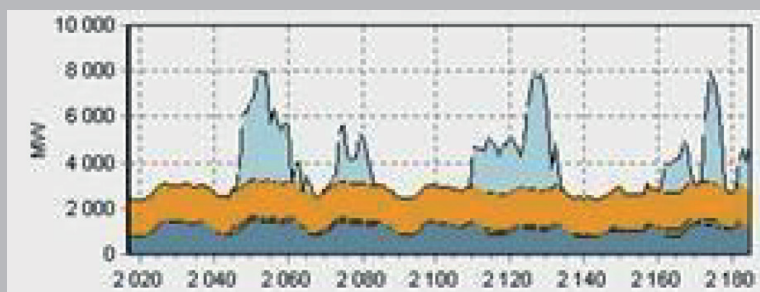


46. att. Elektroenerģijas balance marta nedēļā 1. scenārijam “Iespējamākais”, .

## 2. scenārijs — "Maksimālā atkrastes vēja enerģija"

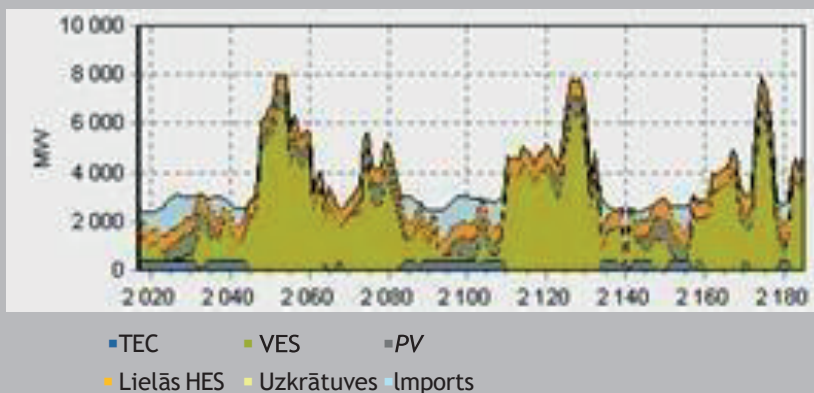
Lai samazinātu CO<sub>2</sub> emisijas, ir nepieciešams palielināt atjaunojamo energoresursu ražošanas jaudu, lai sistēma varētu saražot papildus 8,835 TWh<sub>e</sub> elektrolīzei, un nodrošinātu 8,2 TWh sintētiskās degvielas ražošanu. Mainot atkrastes VES jaudu, tika konstatēts, ka jauda būtu jāpalielina par 4765 MW. Šādā scenārijā neto elektroenerģijas imports būtu nulle. (44. att.). Tomēr saglabājas salīdzinoši lieli eksporta un importa apjomi – aptuveni 5,72 abos virzienos. Tas var nebūt ekonomiski izdevīgi, jo importa cena bieži vien varētu būt augstāka par eksporta cenu. Modelī sākotnēji izvēlētais ūdeņraža uzglabāšanas tvertņu tilpums ir neliels, un modelis izmanto elektrību elektrolīzei tikai tik daudz, cik nepieciešams transporta vajadzībām konkrētajā brīdī, pārveidojot saražoto ūdeņradi sintētiskajā degvielā un patērējot to transporta vajadzībām. Ja tiktu palielināts ūdeņraža uzglabāšanas tvertņu tilpums un elektrolīzes jauda, visa eksporta jauda tiktu novirzīta ūdeņraža ražošanai, novēršot elektroenerģijas neto importu. Tomēr ūdeņraža uzglabāšana lielos daudzumos ir sarežģīta un dārga, un šīs izmaksas varētu pārsniegt elektroenerģijas importa un eksporta cenas starpību, tādēļ izdevīgāk būtu veidot sintētiskās degvielas uzglabāšanas tvertnes. Šāds risinājums tiek pārbaudīts 3. scenārijā.

Elektroenerģijas pieprasījums: nedēļa martā



■ Patēriņš   ■ Uzkrājošās jaudas   ■ Eksports  
■ Elektrolīze   ■ Elastība   ■ Hidroenerģija

### Elektroenerģijas ražošana: nedēļa martā



47. att. Elektroenerģijas bilances grafiks EnergyPLAN 2. scenārijam

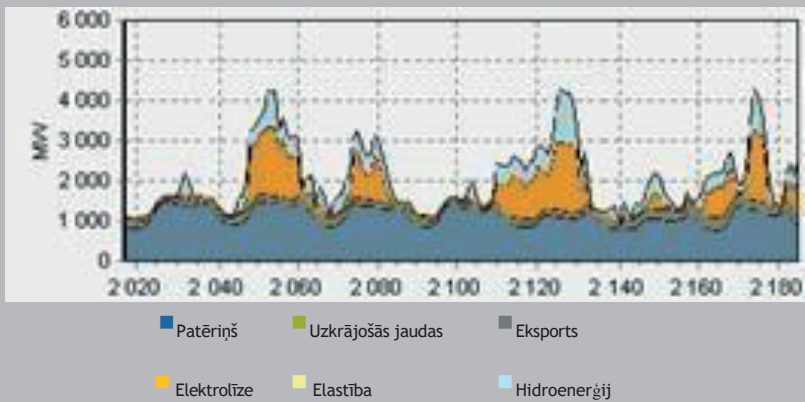
### 3. scenārijs – "Sintētiskās degvielas uzglabāšana"

Ja par pamatu ņemam 1. scenārija elektroenerģijas ražošanas jaudas, tad būtu jāspēj uzglabāt 10,64 TWh ūdeņraža, jo šāds apjoms ir nepieciešams 8,2 TWh sintētiskās degvielas ražošanai. No šī apjoma 4,18 TWh veido, DME, kurš aizvieto dīzeļdegvielu glabāšanai un tā uzglabāšanai nepieciešams tilpums 789 tūkst. m<sup>3</sup>, 3,99 TWh aviācijas e-petrolejas uzglabāšanai – 433 tūkst. m<sup>3</sup>, bet amonjakam, kuru izmanto kuģu transportā – 9,5 tūkst. m<sup>3</sup>.

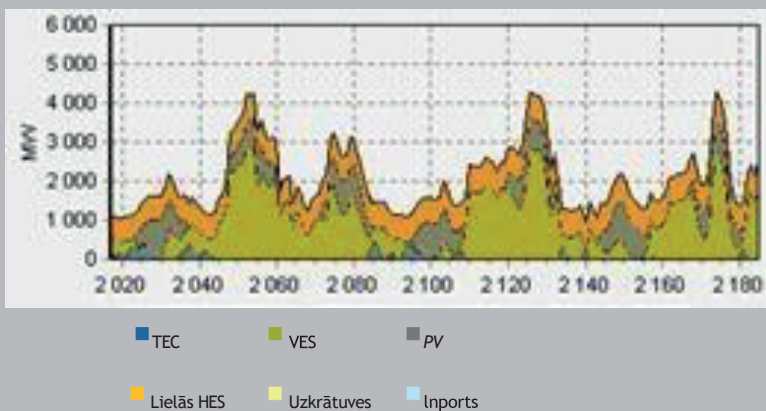
Šādā scenārijā imports un eksports būtu vienāds - 0,73 TWh gadā. Pievienotās sintētiskās degvielas uzglabāšanas tvertnes ļauj samazināt elektroenerģijas pārrobežu plūsmu apjomu, paredzot, ka elektrolīzes iekārtas tiek darbinātas tikai brīžos, kad rodas VES elektroenerģijas izstrādes pārpalikumi, ko var redzēt 45. attēlā. un kas bija viens no galvenajiem nosacījumiem sintētisko degvielu ražošanā.



### Elektroenerģijas pieprasījums: nedēļa martā



### Elektroenerģijas ražošana: nedēļa martā



48. att. Elektroenerģijas bilances grafiks EnergyPLAN 3. scenārijam

### **3.3. AER ražošanas avotu ietekmes uz elektroenerģijas tirgus attīstības tendencēm un transporta dekarbonizāciju analīze**

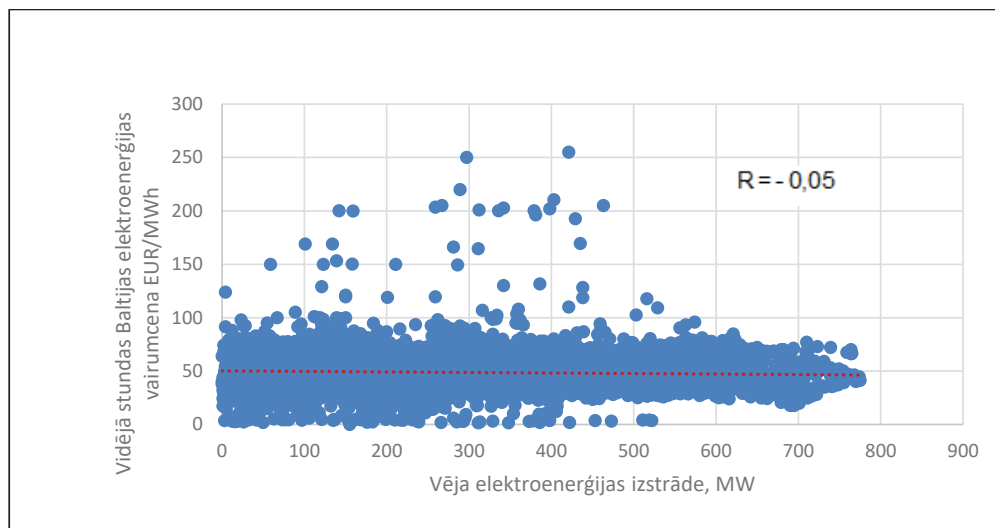
Elektroenerģija cenas ir viens no būtiskākajiem izmaksu posteņiem gan ETL ekspluatācijā, gan arī sintētisko degvielu ražošanā, tāpēc cenu ilgtermiņa prognozējamība ir būtisks faktors, lai identificētu šajās aktivitātēs veicamās investīcijām un nodrošinātu tām prognozējamību, vienlaikus pamatojot arī investīcijas elektroenerģijas ražošanas jaudās. "Nord Pool" biržā iegūto statistikas datu salīdzinājums liecina, ka īstermiņā, kas ilgst vienu nedēļu, pastāv ievērojama korelācija starp vēja elektrostaciju elektroenerģijas ražošanu un cenām. Analīzei salīdzināšanai tika izvēlēti divi 7 dienu periodi 2019. gadā no 1. novembra līdz 7. novembrim un no 3. decembra līdz 9. decembrim šādu apsvērumu dēļ: kopējais elektroenerģijas patēriņš, darbdienu skaits, apkārtējā gaisa temperatūra, kā arī ar ražošanas iekārtu pieejamību saistīto ierobežojumu skaits abos periodos lielākoties bija līdzīgs, un hidroresursu rezerves pieejamība (ko raksturo fakts, ka abos periodos tā pārsniedza ilgtermiņa mediānas vērtību attiecīgajā gada nedēļā) attiecīgajā analīzes periodā bija augsta. Tāpat saskaņā ar aprēķiniem vēja elektroenerģijas ražošanas apjoma starpība starp scenārijiem pārsniedza 100%. Tādējādi vienīgais nozīmīgais mainīgais parametrs abos analīzes periodos bija vēja elektroenerģijas ražošanas apjoms. Aprēķins apstiprināja, ka vidējo cenu starpība starp scenārijiem bija aptuveni 13%, ko var uzskatīt par būtisku. Tomēr tas liek domāt, ka ilgākos analīzes periodos vēja elektrostaciju saražotajai elektroenerģijai ir daudz mazāka ietekme uz elektroenerģijas cenu svārstībām nekā īsākos periodos, kas reizēm piedzīvoja cenu atšķirības līdz pat 100% 24 stundu periodos vienā konkrētā dienā un pastāvīgas atšķirības līdz pat 25% 24 stundu periodos.

**19. tab. Stipras un mērenas vēja enerģijas scenāriju salīdzinājums Ziemeļvalstīs (Datu avots: Nord Pool)**

	Hidroa kumul ācijas apjoms Ziemeļ	Hidroaku mulācijas apjoms Ziemeļval stīs, MWh	Vidēja tirgus cena EUR/MW h	Patēriņš, MWh	VES ražošana Ziemeļval stu un Baltijas	VES ražošanas īpatsvara izmaiņas patēriņā
	valstīs, MWh				valstu patēriņā	
<b>Mērena vēja scenārijs</b>	98335	335411	42,28	9013040	0,037	-
<b>Stipra vēja scenārijs</b>	85178	792066	37,45	9093105	0,087	134%

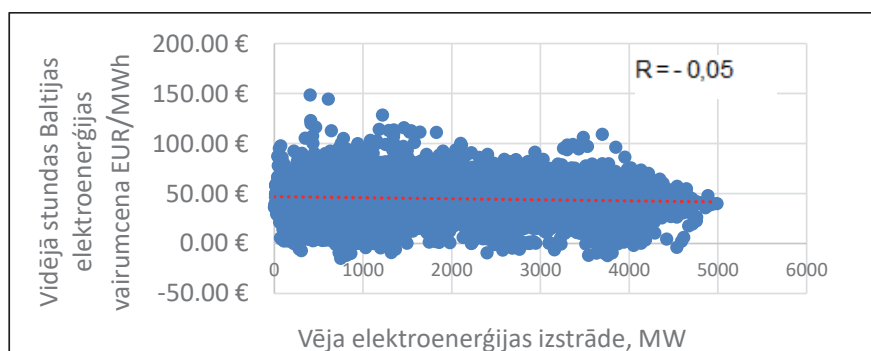
Datu analīze gada griezumā apstiprina, ka, neskatoties uz spēcīgām īstermiņa svārstībām, kas saistītas ar vēja enerģijas ražošanas izmaiņām, nav vērā ņemamas korelācijas starp elektroenerģijas cenām un vēja enerģijas ražošanu ilgākā periodā (46. att.). "Nord Pool" tirgi uz ļoti lielajiem saražotās vēja enerģijas apjomiem (MWh) reaģēja ar salīdzinoši mērenām cenu svārstībām, un būtiska ietekme nav novērojama arī periodos ar ļoti zemu vēja enerģijas īpatsvaru. Tikmēr lielākā daļa gadījumu, kad elektroenerģijas vairumtirdzniecības cena būtiski pārsniedza vai bija zemāka par vidējo līmeni, tika reģistrēti periodos, kad vēja enerģijas ražošana bija vidēja, no 40 000 MWh līdz 100 000 MWh dienā Somijas, Dānijas un Baltijas valstu reģionos. Līdzīgi rezultāti tika novēroti

stundas analizēm Baltijas reģionā un Dānijā (sk. 46. un 47. att.).



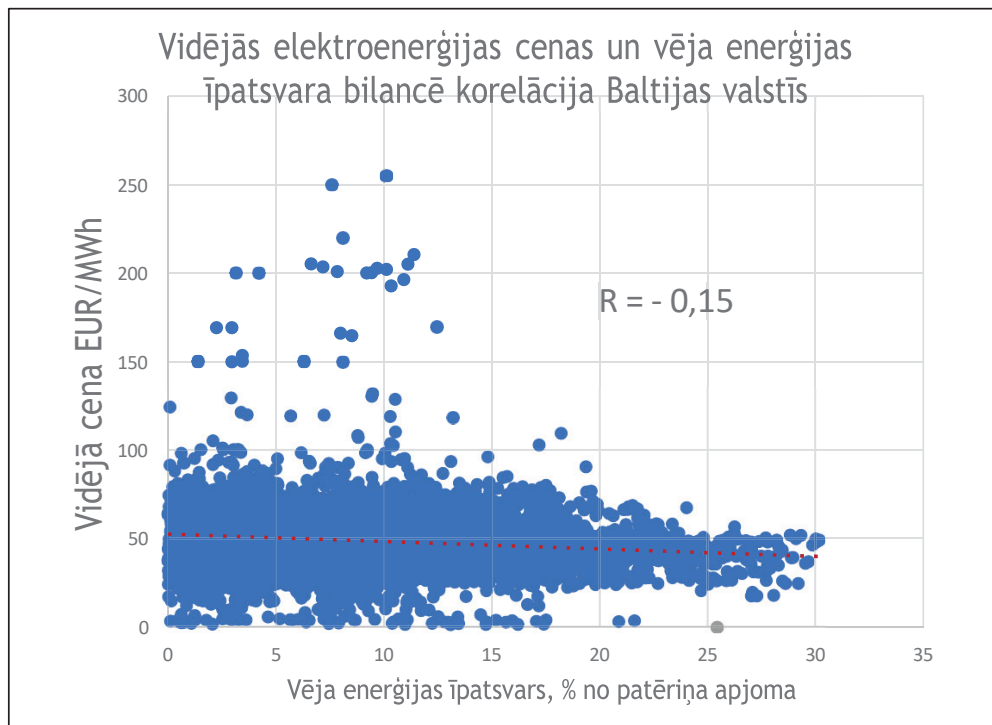
**49. att. Sakarība starp vēja enerģijas ražošanu un elektroenerģijas tirgus cenu pēc stundas likmes Baltijas reģionā 2019. gadā (Datu avots: Nord Pool)**

Lai gan dati liecina, ka korelācija starp vēja elektroenerģijas ražošanas apjomu un cenu Dānijā ir augstāka nekā Baltijas valstīs, abos reģionos korelācija ir ļoti zema (47. att.).

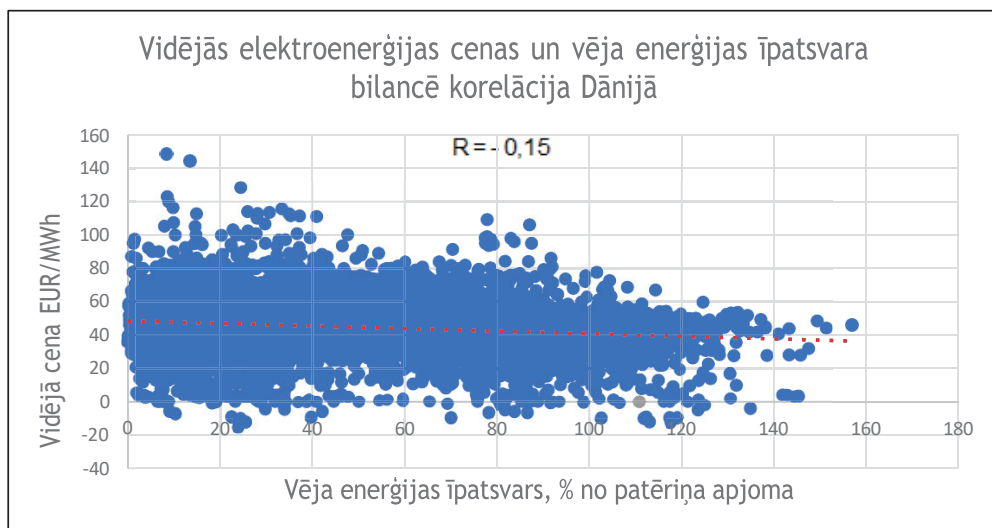


**50. att. Sakarība starp vēja enerģijas ražošanu un elektroenerģijas tirgus cenu pēc stundas likmes Dānijā 2019. gadā (Datu avots: Nord Pool)**

Identiskus novērojumus var veikt korelācijai starp vēja enerģijas īpatsvaru kopējā elektroenerģijas gala patēriņā un stundas elektroenerģijas cenām gan Dānijā, gan Baltijas valstīs. Abos gadījumos korelācija bija augstāka nekā scenārijā ar vēja enerģijas ražošanu, taču tā joprojām ir ļoti zema.

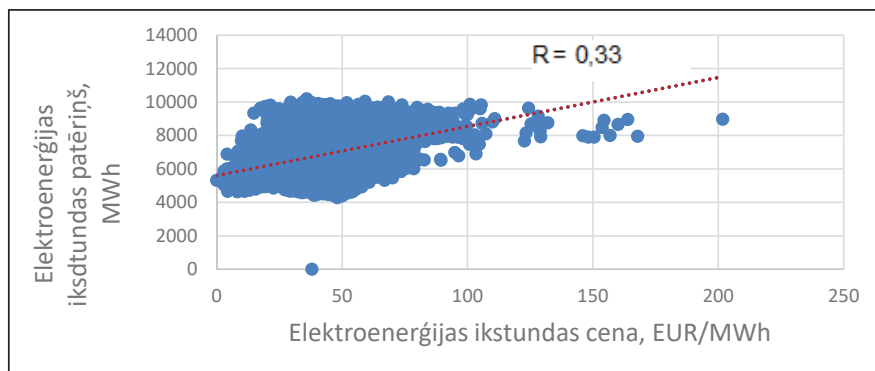


**51. att. Sakarība starp vidējo elektroenerģijas tirgus cenu un vēja enerģijas īpatsvaru kopējā patēriņā Baltijas valstīs 2019. gadā (Datu avots: Nord Pool)**



**52. att. Sakarība starp vēja enerģijas īpatsvaru kopējā patēriņā un elektroenerģijas tirgus cenā pēc stundas likmes Dānijā 2019. gadā (Datu avots: Nord Pool).**

Turklāt elektroenerģijas patēriņa datu analīze parādīja, ka elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenai ir daudz spēcīgāka pozitīvā korelācija ar elektroenerģijas patēriņu (50. att.).



**53. att. Sakarība starp elektroenerģijas tirgus cenu un ikstundas elektroenerģijas patēriņu 2019. gadā (Datu avots: Nord Pool, 2020)**

Lai novērtētu periodiskas vēja enerģijas ražošanas izraisīto elektroenerģijas tirgus cenu svārstību ietekmi uz Dānijas vēja enerģijas ražotāju ekonomiskajiem rādītājiem 2019.

gadā, tika aprēķināta un salīdzināta "Nord Pool" pārdotās vēja enerģijas vidējā svērtā cena par MWh un salīdzināta ar vidējo svērto tirdzniecības cenu. Svērtā tirgus cena vienādojumā (Vien. 12) tika iegūta kā elektroenerģijas ražotāju stundas ienākumu gada summa (pārdotais apjoms par konkrētās stundas cenu), dalīta ar kopējo pārdoto elektroenerģijas apjomu:

$$p_{TP} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} (p_i E_i^{TP})}{\sum_{i=1}^{8760} E_i^{TP}}, \quad (12)$$

kur  $p_{TP}$  – vidējā svērtā cena kopējai elektroenerģijas tirgū pārdotajai elektroenerģijai, EUR/MWh;

$p_i$  – elektroenerģijas tirgus cena noteiktā stundā, EUR/MWh;

$E_i^{TP}$  – kopējā pārdotā elektroenerģija noteiktā stundā, MWh.

Vēja enerģijas ražotāju vidējā svērtā realizācijas cena (Vien. 13) tika iegūta kā vēja enerģijas ražotāju stundas ienākuma gada summa (pārdotais apjoms par konkrētās stundas cenu), dalīta ar kopējo VES saražoto elektroenerģijas apjomu:

$$p_{WP} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} (p_i E_i^{WP})}{\sum_{i=1}^{8760} E_i^{WP}}, \quad (13)$$

kur  $p_{WP}$  – elektroenerģijas tirgū pārdotās VES saražotās elektroenerģijas vidējā svērtā cena, EUR/MWh;

$p_i$  – elektroenerģijas tirgus cena noteiktā stundā, EUR/MWh;

$E_i^{WP}$  – VES saražotā elektroenerģija, kas pārdota noteiktā stundā, MWh.

Aprēķini liecina, ka 2019. gadā vēja elektroenerģijas ražotāji VES saražoto elektroenerģiju pārdeva par vidējo svērto cenu 44,27 EUR par MWh, savukārt vidējā svērtā tirgus cena bija 44243,96 EUR par MWh. Tādējādi cenu starpība ir aptuveni 0,7%, un tas liek domāt, ka vēja enerģijas ražotāju ienākumus tikai nenozīmīgi ietekmē cenu samazinājums periodos ar lielu VES saražotās elektroenerģijas īpatsvaru, un, gluži pretēji, kopumā ražotāju ieņēmumi par tirgū pārdoto elektroenerģiju uz vienu MWh ir nedaudz augstāki, nekā vidēji tirgū.



#### 4. SECINĀJUMI

- Pētījuma, kurā novērtēts elektroenerģijas daudzums, ko var saražot saules fotoelementi, kas uzstādīti degvielas uzpildes stacijās un paredzēti ETL uzlādei, rezultāti liecina, ka saules fotoelementi degvielas uzpildes stacijās var nodrošināt aptuveni 2% no kopējās ETL uzlādei nepieciešamās elektroenerģijas Latvijā. Saules fotoelementi, kas uzstādīti citās uzlādes iekārtās ārpus degvielas uzpildes stacijām, t. i., publiskās uzlādes vietās varētu nodrošināt aptuveni 14% no ETL uzlādei nepieciešamās elektroenerģijas.
- FTL autoparka aizstāšanas ātrums ar ETL ir izšķirošākais faktors CO<sub>2</sub> emisiju samazināšanā transporta nozarē. Lielākā ietekme uz ETL pieauguma tempu ir starpība starp jaunu ETL un FTL cenām. Divi galvenie mehānismi, kas samazina cenu starpību starp ETL un FTL ir: ETL cenas samazinājums tehnoloģiskās attīstības rezultātā un tiešās subsīdijas ETL iegādei. Tādējādi, tiešās subsīdijas ETL iegādei varētu būt visefektīvākais politikas instruments transporta dekarbonizācijas un elektrifikācijas atbalstam. Politikas instrumentiem jāstimulē pāreja no FTL uz ETL pēc iespējas agrāk. ETL uzlādei izmantotajam enerģijas avotam ir otršķirīga nozīme attiecībā pret kumulatīvajām CO<sub>2</sub> emisijām transporta nozarē.
- Analizējot vieglā ETL attīstības iespējamo ietekmi uz elektriskās slodzes profilu, tika secināts, ka ātrās uzlādes scenārijā pīķa stundas bija izteiktākas dienas vidū, bet mājas uzlādes scenārijā pīķa stundas bija tikai vakara stundās.
- Mājas uzlādes scenārijā vakara maksimumi bija daudz lielāki, un dienas uzlādes profils bija nevienmērīgāks. Ātrās uzlādes stacijām profils bija daudz vienmērīgāks dienas laikā, ar mazākiem pīķiem.
- Atbilstoši gadalaikiem lielāks elektroenerģijas pieprasījums no ETL lietotāju puses vērojams gada siltajos mēnešos, kad iedzīvotāji vairāk pārvietojas. VES ražotā elektroenerģija ziemā, HES pavasarī un saules PV vasarā palīdz stabili apmierināt pieprasījumu pēc elektroenerģijas no uzlādes stacijām lielākajā

daļā laika periodu. Lielākās problēmas ar elektriskā tīkla slodzi ir redzamas vakara stundās, kad nav pietiekama VES izstrāde un vairs nav pieejama saules PV elektroenerģija. ETL uzlādes pīķa stundas bieži ir vakara stundās, tādējādi radot nepieciešamību importēt elektroenerģiju, ko nevar nosegt ar atjaunojamiem enerģijas avotiem.

- Vienlaikus ETL radītās potenciālās slodzes un enerģijas patēriņa novērtējums apstiprina, ka Latvijas elektrotīkla uzstādītā jauda ir pietiekama, lai apmierinātu ETL uzlādes vajadzības arī tad, ja viss fosilo transporta līdzekļu parks tiek aizstāts ar ETL. Tāpēc nav pierādījumu, ka autotransporta elektrifikācijai būtu nepieciešami ievērojami papildu ieguldījumi elektrotīklā. Aprēķini arī liecina, ka iespējama elektroenerģijas pieprasījuma pieaugums nāktu par labu tīkla operatoriem un radītu papildu ienākumu plūsmu, ko var izmantot, lai samazinātu tīkla maksu par piegādātās elektroenerģijas vienību.
- Tiešo ekonomisko ieguvumu, kas saistīts ar intensīvāku elektrotīkla izmantošanu, var raksturot kā relatīvi nenožīmīgu aptuveni 0,2% vai 0,7 miljonu EUR/gadā, kad ETL izplatība sasniedz aptuveni 500 000 vienību. Tikmēr novērsto CO<sub>2</sub> emisiju vērtība ir būtiskāka, un tā var sasniegt aptuveni 45 miljonus EUR/gadā, kad ETL izplatība sasniedz aptuveni 500 000 vienību.
- Elektroauto un mājsaimniecību PV sinerģijas analīze norāda, ka izmaksas, kas saistītas gan ar saules enerģijas iekārtu, gan transportlīdzekļu iegādi, ir viens no svarīgākajiem izmaksu noteicošajiem faktoriem abu tehnoloģiju ekonomiskajiem rādītājiem. Papildus tiešajām ekonomiskajām priekšrocībām abu tehnoloģiju sinerģijai ir arī liels potenciāls samazināt enerģijas izmaksu svārstības.
- Apkopojot pētījumos gūtās atziņas par sintētisko degvielu lietojumu smagā transporta dekarbonizācijā var secināt, ka līdz 2050. gadam ir iespējams dekarbonizēt smagā transporta nozari, izmantojot elektroenerģiju, kas ražota no atjaunojamiem energoresursiem, ražojot sintētiskās degvielas un uzglabājot tās lielos apjomos.

- Ja pasažieru transports tiks dekarbonizēts, izmantojot elektromotorus, kuriem arī nepieciešama no atjaunojamiem energoresursiem ražota elektroenerģija, tad būtu jāuzstāda papildu atjaunojamās elektroenerģijas jauda.
- Iegūtie rezultāti arī norāda, ka prognozētā maksimālā elektriskā slodze, visticamāk, ievērojami pārsniedz esošo pārvades un sadales tīklu jaudu, un tādējādi pamato nepieciešamību veikt turpmākus pētījumus, lai novērtētu transporta dekarbonizācijas stratēģijas izmaksas ar sintētisko degvielu palīdzību saistībā ar esošo elektrotīklu paplašināšanu un pielāgošanu.
- Pētījuma par sintētisko degvielu potenciālu smagā transporta sektorā un tā atkarību no institucionālajiem faktoriem rezultāti liecina, ka ūdeņraža ražošanas un CO<sub>2</sub> uztveršanas izmaksas (starpība starp uztveršanas izmaksām un CO<sub>2</sub> emisiju cenu), kā arī īpatnējiem kapitālieguldījumiem sintētisko degvielu (modelēšana veikta etanola ražošanai) ražošanas jaudā (tehnoloģiju izmaksas) ir trīs no svarīgākajiem faktoriem, kas nosaka modelēto sistēmu rezultātu. Ūdeņraža ražošanas izmaksām ir vislielākā ietekme uz etanola ražošanas jaudas dinamiku un no tās izrietošajām novērstajām CO<sub>2</sub> emisijām transporta nozarē. Proti, ūdeņraža ražošanas izmaksu pieaugums par 1% samazina novērsto CO<sub>2</sub> emisiju apjomu transporta nozarē par 0,32 %.
- Rezultāti rāda, ka, izmantojot naudu, kas tiek ietaupīta, pateicoties novērstajām CO<sub>2</sub> emisijām, lai izstrādātu sintētiskās degvielas ražošanas tehnoloģijas, rodas pastiprinošs efekts, kas ļauj izvairīties no vēl lielākām CO<sub>2</sub> emisijām nākotnē. Kā izriet no rezultātiem, tehnoloģiskā attīstība un pētniecība ir būtisks priekšnosacījums tam, lai attīstītos sintētisko degvielu ražošana no uztvertā CO<sub>2</sub>, un bez finansējuma šīm vajadzībām, tehnoloģijas attīstība ir maz ticama. Apkopojot būtiskākos rezultātus no pētījuma kas veikts par elektroenerģijas jaudu attīstības ietekmi uz tirgu un kopējām patērētāju izmaksām ilgtermiņā, jāatzīmē, ka visi modelētie scenāriji apstiprināja uzstādīto atjaunojamo energoresursu jaudas, jo īpaši vēja un PV enerģijas avotu, turpmākas palielināšanas ekonomisko un tehnisko iespējamību. Turklāt visos scenārijos gada izmaksas enerģijas patērētājiem prognozējamas ievērojami zemākā līmenī

nekā 2017. atsaucēs gadā. Scenāriji, kas paredz intensīvāku atbalstu AER attīstības veicināšanai, kā arī stimulus energoefektivitātes uzlabošanai rada salīdzinoši lielāku gada izmaksu slogu, tomēr mazākas izmaksas uz patērētās enerģijas vienību nākotnē nekā atsaucēs gadā. [118]

- Analīze arī parādīja, ka, ņemot vērā pieejamo enerģijas uzglabāšanas tehnoloģiju klāstu, no kurām par nozīmīgāko tehnoloģiju ir uzskatāmas hidroakumulācijas elektrostacijas un akumulatoru baterijas, uzglabāšanas jaudas pilnīgai VES un saules PV ražotās elektroenerģijas līdzsvarošanai var nebūt pietiekamas. Saistībā ar to jāpēta citas enerģijas uzglabāšanas iespējas, piem., pazemes krātuvju izmantošana sintētiskās gāzes vai biometāna uzglabāšanai, kā arī ūdeņraža uzglabāšana, apsverot nepieciešamību saglabāt esošo dabasgāzes infrastruktūru.
- Savukārt ietvaros analizējot atjaunojamās enerģijas ražotņu ietekmi uz elektroenerģijas tirgus cenu dinamiku gada un stundu griezumā, rezultāti neuzrādīja korelāciju starp VES saražotās elektroenerģijas īpatsvaru un elektrības tirgus cenu. šiem mainīgajiem lielumiem. R vērtība bija tikai - 0,15 Dānijai, kas ir valsts ar vislielāko vēja enerģijas izplatību Ziemeļvalstu un Baltijas reģionā, un līdzīgi zema ( $R = - 0,15$ ) Baltijas valstīm. Tāpēc nebija iespējams iegūt nekādu funkcionālu sakarību starp vēja enerģijas īpatsvara pieaugumu un no tā izrietošo elektroenerģijas tirgus cenas samazinājumu, ko varētu izmantot energosistēmu turpmākajā modelēšanā. Tomēr šie novērojumi arī norādīja, ka nepastāvīgu atjaunojamo enerģijas avotu, piem., vēja enerģijas, ietekme uz elektroenerģijas tirgus cenām ilgākā termiņā ir zemāka, nekā uzskatīts iepriekš un kopumā nerada nozīmīgus riskus ilgtermiņa vairumcenu stabilitātei un investoru intereses kritumam.

## ATSAUCES

- [1] European Environment Agency, “Greenhouse gas emissions from transport in Europe.” Accessed: Feb. 02, 2024. [Online]. Available: <https://www.eea.europa.eu/ims/greenhouse-gas-emissions-from-transport>
- [2] EUROCONTROL, “EUROCONTROL Forecast Update 2022–2024,” Accessed: Feb. 02, 2024. [Online]. Available: <https://www.euroControl.int/publication/euroControl-forecast-update-2022-2024>
- [3] G. P. Peters, G. Marland, C. Le Quéré, T. Boden, J. G. Canadell, and M. R. Raupach, “Rapid growth in CO<sub>2</sub> emissions after the 2008–2009 global financial crisis,” *Nat. Clim. Chang.*, vol. 2, no. 1, pp. 2–4, Jan. 2012, doi: 10.1038/NCLIMATE1332.
- [4] R. Figueiredo, P. Nunes, and M. C. Brito, “The feasibility of solar parking lots for electric vehicles,” *Energy*, vol. 140, pp. 1182–1197, Dec. 2017, doi: 10.1016/J.ENERGY.2017.09.024.
- [5] P. D. dos Santos, A. C. Zambroni de Souza, B. D. Bonatto, T. P. Mendes, J. A. S. Neto, and A. C. B. Botan, “Analysis of solar and wind energy installations at electric vehicle charging stations in a region in Brazil and their impact on pricing using an optimized sale price model,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 45, no. 5, pp. 6745–6764, Apr. 2021, doi: 10.1002/ER.6269.
- [6] M. T. Turan and E. Gökalp, “Integration Analysis of Electric Vehicle Charging Station Equipped with Solar Power Plant to Distribution Network and Protection System Design,” *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 17, no. 2, pp. 903–912, Mar. 2022, doi: 10.1007/S42835-021-00927-X.
- [7] Nityanshi, T. Mathur, V. A. Tikkiwal, and K. Nigam, “Feasibility analysis of a solar-assisted electric vehicle charging station model considering differential pricing,” *Energy Storage*, vol. 3, no. 4, Aug. 2021, doi: 10.1002/EST2.237.
- [8] D. Yan and C. Ma, “Stochastic planning of electric vehicle charging station integrated with photovoltaic and battery systems,” *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, no. 19, pp. 4217–4224, Oct. 2020, doi: 10.1049/IET-GTD.2019.1737.
- [9] C. Filote, R. A. Felseghi, M. S. Raboaca, and I. Aşchilean, “Environmental impact assessment of green energy systems for power supply of electric vehicle charging station,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 44, no. 13, pp. 10471–10494, Oct. 2020, doi: 10.1002/ER.5678.
- [10] M. A. Tamor and E. B. Stechel, “Electrification of transportation means a lot more than a lot more

- electric vehicles,” *iScience*, vol. 25, no. 6, p. 104376, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.ISCI.2022.104376.
- [11] Q. Hu, H. Li, and S. Bu, “The Prediction of Electric Vehicles Load Profiles Considering Stochastic Charging and Discharging Behavior and Their Impact Assessment on a Real UK Distribution Network,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 6458–6465, Feb. 2019, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2019.01.134.
- [12] M. Yuan, J. Z. Thellufsen, H. Lund, and Y. Liang, “The electrification of transportation in energy transition,” *Energy*, vol. 236, p. 121564, Dec. 2021, doi: 10.1016/J.ENERGY.2021.121564.
- [13] A. Sadri, M. M. Ardehali, and K. Amirnekoeei, “General procedure for long-term energy-environmental planning for transportation sector of developing countries with limited data based on LEAP (long-range energy alternative planning) and EnergyPLAN,” *Energy*, vol. 77, pp. 831–843, Dec. 2014, doi: 10.1016/J.ENERGY.2014.09.067.
- [14] L. Udrene and G. Bazbauers, “Role of Vehicle-to-grid Systems for Electric Load Shifting and Integration of Intermittent Sources in Latvian Power System,” *Energy Procedia*, vol. 72, pp. 156–162, Jun. 2015, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2015.06.022.
- [15] W. You *et al.*, “Technical and economic assessment of RES penetration by modelling China’s existing energy system,” *Energy*, vol. 165, pp. 900–910, Dec. 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2018.10.043.
- [16] W. Liu, H. Lund, B. V. Mathiesen, and X. Zhang, “Potential of renewable energy systems in China,” *Appl Energy*, vol. 88, no. 2, pp. 518–525, Feb. 2011, doi: 10.1016/J.APENERGY.2010.07.014.
- [17] H. Lund, J. Z. Thellufsen, P. A. Østergaard, P. Sorknæs, I. R. Skov, and B. V. Mathiesen, “EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems,” *Smart Energy*, vol. 1, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.segy.2021.100007.
- [18] M. Z. Jacobson *et al.*, “100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World,” *Joule*, vol. 1, no. 1, pp. 108–121, Sep. 2017, doi: 10.1016/J.JOULE.2017.07.005.
- [19] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, E. Pican, and M. Leahy, “The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage,” *Renew Energy*, vol. 43, pp. 47–60, Jul. 2012, doi: 10.1016/J.RENENE.2011.11.003.
- [20] D. Connolly, “The Integration of Fluctuating Renewable Energy Using Energy Storage,” University of Limerick, Limerick, 2010. Accessed: Feb. 19, 2024. [Online]. Available: [https://vbn.aau.dk/files/549485799/David\\_Connolly\\_PhD\\_2010\\_Updated\\_Journal\\_Appendices\\_2](https://vbn.aau.dk/files/549485799/David_Connolly_PhD_2010_Updated_Journal_Appendices_2)

- [21] F. A. Farret and M. Godoy. Simões, “Integration of alternative sources of energy,” p. 471, 2006.
- [22] H. Lund *et al.*, “Energy storage and smart energy systems,” *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, vol. 11, pp. 3–14, 2016, doi: 10.5278/IJSEPM.2016.11.2.
- [23] S. Djørup, J. Z. Thellufsen, and P. Sorknæs, “The electricity market in a renewable energy system,” *Energy*, vol. 162, pp. 148–157, Nov. 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2018.07.100.
- [24] B. Čosić, G. Krajačić, and N. Duić, “A 100 % renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia,” *Energy*, vol. 48, no. 1, pp. 80–87, Dec. 2012, doi: 10.1016/J.ENERGY.2012.06.078.
- [25] J. Porubova and G. Bazbauers, “Analysis of Long-Term Plan for Energy Supply System for Latvia that is 100 % Based on the Use of Local Energy Resources,” *Environmental and Climate Technologies*, vol. 4, no. 1, pp. 82–90, 2010, doi: 10.2478/V10145-010-0022-7.
- [26] J. De Hoog *et al.*, “Electric vehicle charging and grid constraints: Comparing distributed and centralized approaches,” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672222.
- [27] L. Held *et al.*, “The influence of electric vehicle charging on low voltage grids with characteristics typical for Germany,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 10, no. 4, Dec. 2019, doi: 10.3390/WEVJ10040088.
- [28] T. Bräunl, D. Harries, M. McHenry, and G. Wager, “Determining the optimal electric vehicle DC-charging infrastructure for Western Australia,” *Transp. Res. D. Transp. Environ.*, vol. 84, p. 102250, Jul. 2020, doi: 10.1016/J.TRD.2020.102250.
- [29] C. D. White and K. M. Zhang, “Using vehicle-to-grid technology for frequency regulation and peak-load reduction,” *J. Power Sources*, vol. 196, no. 8, pp. 3972–3980, Apr. 2011, doi: 10.1016/j.jpowsour.2010.11.010.
- [30] S. Deilami, A. S. Masoum, P. S. Moses, and M. A. S. Masoum, “Real-time coordination of plug-in electric vehicle charging in smart grids to minimize power losses and improve voltage profile,” *IEEE Trans Smart Grid*, vol. 2, no. 3, pp. 456–467, Sep. 2011, doi: 10.1109/TSG.2011.2159816.
- [31] G. Cardoso *et al.*, “Optimal investment and scheduling of distributed energy resources with uncertainty in electric vehicle driving schedules,” *Energy*, vol. 64, pp. 17–30, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2013.10.092.
- [32] A. Foley, B. Tyther, P. Calnan, and B. Ó Gallachóir, “Impacts of Electric Vehicle charging under

- electricity market operations,” *Appl. Energy*, vol. 101, pp. 93–102, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.06.052.
- [33] I. Staltmanis, *Latvijas Enerģētika Ceļā Uz Patstāvību*. Rīga: AS “Latvenergo”, Latvijas enerģētiku un elektrotehniku zinātniski tehniskā biedrība, 1992.
- [34] P. Nunes, M. C. Brito, and T. Farias, “Synergies between electric vehicles and solar electricity penetrations in Portugal,” *World Electric Vehicle Journal*, vol. 6, no. 4, pp. 1151–1158, 2013, doi: 10.3390/WEVJ6041151.
- [35] H. Tidey and S. Lyden, “Coordination of electric vehicle battery charging with photovoltaic generation,” *2017 Australasian Universities Power Engineering Conference, AUPEC 2017*, vol. 2017–November, pp. 1–6, Feb. 2018, doi: 10.1109/AUPEC.2017.8282453.
- [36] D. B. Richardson, “Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 247–254, Mar. 2013, doi: 10.1016/J.RSER.2012.11.042.
- [37] C. Camus and T. Farias, “The electric vehicles as a mean to reduce CO<sub>2</sub> emissions and energy costs in isolated regions. The São Miguel (Azores) case study,” *Energy Policy*, vol. 43, pp. 153–165, Apr. 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2011.12.046.
- [38] E. S. Amundsen and L. Bergman, “Why has the Nordic electricity market worked so well?” *Util. Policy*, vol. 14, no. 3, pp. 148–157, Sep. 2006, doi: 10.1016/J.JUP.2006.01.001.
- [39] Ministru kabinets, “Atviegloti nosacījumi neto sistēmas lietotājiem.” Accessed: Feb. 18, 2024. [Online]. Available: <https://www.mk.gov.lv/lv/jaunums/atviegloti-nosacijumi-neto-sistemas-lietotajiem>
- [40] S. Hänggi *et al.*, “A review of synthetic fuels for passenger vehicles,” *Energy Reports*, vol. 5, pp. 555–569, 2019, doi: 10.1016/j.egy.2019.04.007.
- [41] I. Ghiat and T. Al-Ansari, “A review of carbon capture and utilisation as a CO<sub>2</sub> abatement opportunity within the EWF nexus,” *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, vol. 45, no. December 2020, p. 101432, 2021, doi: 10.1016/j.jcou.2020.101432.
- [42] K. Atsonios, K. D. Panopoulos, and E. Kakaras, “Thermocatalytic CO<sub>2</sub> hydrogenation for methanol and ethanol production: Process improvements,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 2, pp. 792–806, 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2015.12.001.
- [43] K. Arning, A. Linzenich, L. Engelmann, and M. Ziefle, “More green or less black? How benefit perceptions of CO<sub>2</sub> reductions vs. fossil resource savings shape the acceptance of CO<sub>2</sub>-based fuels



and their conversion technology,” *Energy and Climate Change*, vol. 2, no. May 2020, p. 100025, 2021, doi: 10.1016/j.egycc.2021.100025.

- [44] Y. M. Alshammari, “Scenario analysis for energy transition in the chemical industry: An industrial case study in Saudi Arabia,” *Energy Policy*, vol. 150, no. February 2020, p. 112128, 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2020.112128.
- [45] X. Chen, X. Wu, and K. Y. Lee, “The mutual benefits of renewables and carbon capture: Achieved by an artificial intelligent scheduling strategy,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 233, p. 113856, 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.113856.
- [46] G. Zang, P. Sun, A. A. Elgowainy, A. Bafana, and M. Wang, “Performance and cost analysis of liquid fuel production from H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub>-based on the Fischer-Tropsch process,” *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, vol. 46, no. February, p. 101459, 2021, doi: 10.1016/j.jcou.2021.101459.
- [47] J. Hu, R. Harmsen, W. Crijns-Graus, E. Worrell, and M. van den Broek, “Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: A literature review of market design,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 81, pp. 2181–2195, Jan. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2017.06.028.
- [48] D. Newbery, M. G. Pollitt, R. A. Ritz, and W. Strielkowski, “Market design for a high-renewables European electricity system,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 91, pp. 695–707, Aug. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2018.04.025.
- [49] IEA, “Renewables 2019 – Analysis.” Accessed: Feb. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/renewables-2019#overview>
- [50] Nordic Energy Research, “Baltic Energy Technology Scenarios 2018.” Accessed: Feb. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.nordicenergy.org/project/bente/>
- [51] IEA, “How will the electricity market of the future work? – Analysis ” Accessed: Feb. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/commentaries/how-will-the-electricity-market-of-the-future-work>
- [52] Clerici, A., Cova, B., & Callegari, G. “Decarbonization of the electrical power sector in Europe: an asset, an opportunity or a problem? .” Accessed: Feb. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.jstor.org/stable/43735343>
- [53] WindEurope, “Wind energy in Europe in 2019” Accessed: Feb. 14, 2024. [Online]. Available: <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-energy-in-europe-in-2019/>
- [54] WindEurope, “Wind in power: 2010 European statistics.” Accessed: Feb. 14, 2024. [Online].

Available: <https://windeurope.org/about-wind/statistics/european/wind-in-power-2010/>

- [55] W. Hu, Z. Chen, and B. Bak-Jensen, "The relationship between electricity price and wind power generation in Danish electricity markets," *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 2010, doi: 10.1109/APPEEC.2010.5448739.
- [56] S. Pilpola and P. D. Lund, "Different flexibility options for better system integration of wind power," *Energy Strategy Reviews*, vol. 26, p. 100368, Nov. 2019, doi: 10.1016/J.ESR.2019.100368.
- [57] Y. Li, "Quantifying the impacts of wind power generation in the day-ahead market: The case of Denmark".
- [58] J. M. Roldan Fernandez, M. Burgos Payan, and J. M. Riquelme Santos, "The Merit-Order Effect of Load-Shifting: An Estimate for the Spanish Market," *Environmental and Climate Technologies*, vol. 24, no. 1, pp. 43–57, Jan. 2020, doi: 10.2478/RTUECT-2020-0003.
- [59] X. Li, "The impact of wind power generation on the wholesale electricity price Evidence from the Swedish electricity market," 2017.
- [60] E. A. Unger, G. F. Ulfarsson, S. M. Gardarsson, and T. Matthiasson, "The effect of wind energy production on cross-border electricity pricing: The case of western Denmark in the Nord Pool market," *Econ. Anal. Policy*, vol. 58, pp. 121–130, Jun. 2018, doi: 10.1016/J.EAP.2018.01.006.
- [61] E. Denny *et al.*, "The impact of increased interconnection on electricity systems with large penetrations of wind generation: A case study of Ireland and Great Britain," *Energy Policy*, vol. 38, no. 11, pp. 6946–6954, Nov. 2010, doi: 10.1016/J.ENPOL.2010.07.011.
- [62] W. You *et al.*, "Technical and economic assessment of RES penetration by modelling China's existing energy system," *Energy*, vol. 165, pp. 900–910, Dec. 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2018.10.043.
- [63] C. Byers, T. Levin, and A. Botterud, "Capacity market design and renewable energy: Performance incentives, qualifying capacity, and demand curves," *The Electricity Journal*, vol. 31, no. 1, pp. 65–74, Jan. 2018, doi: 10.1016/J.TEJ.2018.01.006.
- [64] G. Shrimali, S. Srinivasan, S. Goel, and D. Nelson, "The effectiveness of federal renewable policies in India," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 70, pp. 538–550, Apr. 2017, doi: 10.1016/J.RSER.2016.10.075.
- [65] D. Yan and C. Ma, "Stochastic planning of electric vehicle charging station integrated with photovoltaic and battery systems," *IET Generation, Transmission and Distribution*, vol. 14, no. 19, pp. 4217–4224, Oct. 2020, doi: 10.1049/IET-GTD.2019.1737.

- [66] C. Filote, R. A. Felseghi, M. S. Raboaca, and I. Așchilean, “Environmental impact assessment of green energy systems for power supply of electric vehicle charging station,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 44, no. 13, pp. 10471–10494, Oct. 2020, doi: 10.1002/ER.5678.
- [67] ISEE, “STELLA Architect,” *Products*. p. 2021, 2016.
- [68] Vides aizsardzības un reģionālās attīstības ministrija, “Elektromobiļi,” 2021.
- [69] Volkswagen, “WW vehicle price.pdf.” [Online]. Available: <https://www.volkswagen.co.uk/en/new.html>
- [70] CSDD, “Reģistrēto transportlīdzekļu skaits | Transportlīdzekļi | Statistika | CSDD.” 2020.
- [71] The European Parliament and the Council, “EUR-Lex - 32014L0094 - EN - EUR-Lex,” *EU Directive Directive 2014/94/EU*. p. 20, 2014.
- [72] IEA, “Projected Costs of Generating Electricity 2020 – Analysis,” 2021.
- [73] Danish Energy Agency and Energinet, “Technology Data – Energy Plants for Electricity and District heating generation,” no. 36, p. 414, 2020.
- [74] Latvenergo, “Elektroenerģijas cena.” [Online]. Available: <https://latvenergo.lv/lv/jaunumi/elektroenerģijas-cena/4>
- [75] Vides aizsardzības un reģionālās attīstības ministrija, “Siltumnīcefekta gāzu emisiju aprēķina metodika.”
- [76] D. Bosseboeuf, B. Lapillone, M. Rousselot, and L. Sudries, “Sectoral Profile – Transport,” no. 1, pp. 1–8, 2021.
- [77] CSDD, “Reģistrēto transportlīdzekļu sadalījums pēc degvielas veida.” [Online]. Available: <https://www.csdd.lv/transportlidzekli/transportlidzekli-vizualizacija>
- [78] Ceļu satiksmes drošības direkcija, “Average CO<sub>2</sub> emissions for vehicle.”
- [79] CSDD, “Reģistrēto transportlīdzekļu skaits | Transportlīdzekļi | Statistika .” Accessed: Jan. 25, 2023. [Online]. Available: <https://www.csdd.lv/transportlidzekli/registreto-transportlidzeklu-skait>
- [80] CSDD, “Tehniskajā apskatē pērn vidēji 13 auto dienā atteica bremzes | Jaunumi.” Accessed: Dec. 30, 2022. [Online]. Available: <https://www.csdd.lv/jaunumi/csdd-tehniskaja-apskate-pern-videji-13-auto-diena-atteica-bremzes>
- [81] “Energy consumption of full electric vehicles cheatsheet – EV Database.” Accessed: Feb. 07, 2023. [Online]. Available: <https://ev-database.org/cheatsheet/energy-consumption-electric-car>
- [82] V. Sítař, T. Vysloužil, L. Raková, and T. Hruška, “The Power Load Model for Electric Vehicle Charging Modelling and its Utilisation for Voltage Level Studies and Cables Ampacity in

- Distribution Grid,” *Manufacturing Technology*, vol. 21, no. 1, pp. 132–140, 2021, doi: 10.21062/MFT.2021.015.
- [83] F. M. Andersen, H. K. Jacobsen, and P. A. Gunkel, “Hourly charging profiles for electric vehicles and their effect on the aggregated consumption profile in Denmark,” *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 130, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.IJEPES.2021.106900.
- [84] “Uzlādes staciju tīkls e-mobi.” Accessed: Feb. 19, 2024. [Online]. Available: <http://www.e-transport.org/index.php/arhivs/e-mobi-uzlades-tikls>
- [85] “Uzlādes staciju tīkls e-mobi.” Accessed: Dec. 30, 2022. [Online]. Available: <http://www.e-transport.org/index.php/arhivs/e-mobi-uzlades-tikls>
- [86] “Latvijā atvērusies Ionity uzlādes stacija – Uzlādēts.” Accessed: Mar. 19, 2023. [Online]. Available: <https://uzladets.lv/latvija-atverusies-ionity-uzlades-stacija/>
- [87] “Medijiem | VIRŠI.” Accessed: Mar. 19, 2023. [Online]. Available: <https://www.virsi.lv/lv/par-mums/medijiem/AS-Virsi-A-attistis-elektrouzlades-tiklu-20-stacijas-visa-Latvija>
- [88] “IKEA atklāj bezmaksas uzlādes vietas elektroautomobiļiem | Kursors.lv.” Accessed: Mar. 19, 2023. [Online]. Available: <https://kursors.lv/2019/09/05/ikea-atklaj-bezmaksas-uzlades-vietas-elektroautomobiljiem/>
- [89] “Volkswagen We Charge serviss – vai tiešām šajā dzīvē ir arī kaut kas lētāks? | Kursors.lv.” Accessed: Mar. 19, 2023. [Online]. Available: <https://kursors.lv/2022/11/29/volkswagen-we-charge-serviss-vai-tiesam-saja-dzive-ir-ari-kaut-kas-letaks/>
- [90] “Elektrum.” Accessed: Mar. 19, 2023. [Online]. Available: <https://elektrumveikals.lv/lv/uznemumam/elektroauto-uzlade/elektrum-uzlades-stacijas>
- [91] “Par 2021. Gada 4. ceturksnī reģistrētajiem elektrotransportlīdzekļiem.” Accessed: Feb. 07, 2023. [Online]. Available: <http://www.e-transport.org/index.php/statistika/33-elektrotransportlidzekli/333-par-2021-gada-4-ceturksni-registretajiem-elektrotransportlidzekliem>
- [92] S. Á. Funke, F. Sprei, T. Gnann, and P. Plötz, “How much charging infrastructure do electric vehicles need? A review of the evidence and international comparison,” *Transp. Res. Part D: Transp. Environ.*, vol. 77, pp. 224–242, Dec. 2019, doi: 10.1016/j.trd.2019.10.024.
- [93] M. Muratori, D. Greene, E. Kontou, and J. Dong, “The role of infrastructure to enable and support electric drive vehicles: A Transportation Research Part D Special Issue,” *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, vol. 89. Elsevier Ltd, p. 102609, Dec. 01, 2020. doi: 10.1016/j.trd.2020.102609.

- [94] M. Baresch and S. Moser, "Allocation of e-car charging: Assessing the utilization of charging infrastructures by location," *Transp. Res. Part A: Policy Pract.*, vol. 124, pp. 388–395, Jun. 2019, doi: 10.1016/j.tra.2019.04.009.
- [95] A. Miele, J. Axsen, M. Wolinetz, E. Maine, and Z. Long, "The role of charging and refuelling infrastructure in supporting zero-emission vehicle sales," *Transp. Res. Part D: Transp. Environ.*, vol. 81, p. 102275, Apr. 2020, doi: 10.1016/j.trd.2020.102275.
- [96] B. C. Clinton and D. C. Steinberg, "Providing the Spark: Impact of financial incentives on battery electric vehicle adoption," *J. Environ. Econ. Manage.*, vol. 98, p. 102255, Nov. 2019, doi: 10.1016/J.JEEM.2019.102255.
- [97] B. C. Clinton and D. C. Steinberg, "Providing the Spark: Impact of financial incentives on battery electric vehicle adoption," *J. Environ. Econ. Management*, vol. 98, Nov. 2019, doi: 10.1016/j.jeem.2019.102255.
- [98] C. Herron and J. Wardle, "Technology trajectory and lessons learned from the commercial introduction of electric vehicles in north east England," *Green Energy and Technology*, vol. 203, pp. 161–178, 2015, doi: 10.1007/978-3-319-13194-8\_9.
- [99] S. Á. Funke, F. Sprei, T. Gnann, and P. Plötz, "How much charging infrastructure do electric vehicles need? A review of the evidence and international comparison," *Transp. Res. Part D: Transp. Environ.*, vol. 77, pp. 224–242, Dec. 2019, doi: 10.1016/J.TRD.2019.10.024.
- [100] A. Schroeder and T. Traber, "The economics of fast charging infrastructure for electric vehicles," *Energy Policy*, vol. 43, pp. 136–144, Apr. 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2011.12.041.
- [101] M. M. Nejad, L. Mashayekhy, R. B. Chinnam, and D. Grosu, "Online scheduling and pricing for electric vehicle charging," *IISE Trans*, vol. 49, no. 2, pp. 178–193, 2017, doi: 10.1080/0740817X.2016.1213467.
- [102] S. Bakker, K. Maat, and B. van Wee, "Stakeholders interests, expectations, and strategies regarding the development and implementation of electric vehicles: The case of the Netherlands," *Transp. Res. Part A: Policy Pract.*, vol. 66, no. 1, pp. 52–64, 2014, doi: 10.1016/j.tra.2014.04.018.
- [103] J. Serradilla, J. Wardle, P. Blythe, and J. Gibbon, "An evidence-based approach for investment in rapid-charging infrastructure," *Energy Policy*, vol. 106, pp. 514–524, Jul. 2017, doi: 10.1016/j.enpol.2017.04.007.
- [104] C. H. Dharmakeerthi, N. Mithulanathan, and T. K. Saha, "Overview of the impacts of plug-in electric vehicles on the power grid," in *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT*

- Asia 2011 Conference: Smarter Grid for Sustainable and Affordable Energy Future*, 2011. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2011.6167115.
- [105] P. Jochem, E. Szimba, and M. Reuter-Oppermann, “How many fast-charging stations do we need along European highways?” *Transp. Res. Part D: Transp. Environ.*, vol. 73, pp. 120–129, Aug. 2019, doi: 10.1016/j.trd.2019.06.005.
- [106] G. Cardoso *et al.*, “Optimal investment and scheduling of distributed energy resources with uncertainty in electric vehicle driving schedules,” *Energy*, vol. 64, pp. 17–30, Jan. 2014, doi: 10.1016/j.energy.2013.10.092.
- [107] “AS ‘SADALES TĪKLS’ GADA PĀRSKATS.” Accessed: Jan. 27, 2021. [Online]. Available: [https://www.sadalestikls.lv/uploads/2020/04/ST\\_2019\\_gada-p-rskats\\_LV.pdf](https://www.sadalestikls.lv/uploads/2020/04/ST_2019_gada-p-rskats_LV.pdf)
- [108] “MAJANDUSAASTA ARUANNE.” Accessed: Jan. 27, 2021. [Online]. Available: [https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/ettevottest/tutvustus/failid/ELV\\_2019\\_MAA\\_tervik.pdf](https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/ettevottest/tutvustus/failid/ELV_2019_MAA_tervik.pdf)
- [109] “Par akciju sabiedrības ‘Sadales tīkls’ elektroenerģijas sadales sistēmas pakalpojuma tarifiem.” Accessed: Jan. 27, 2021. [Online]. Available: <https://likumi.lv/ta/id/311033-par-akciju-sabiedribas-sadales-tikls-elektroenerģijas-sadales-sistemas-pakalpojuma-tarifiem>
- [110] L. Held *et al.*, “The Influence of Electric Vehicle Charging on Low Voltage Grids with Characteristics Typical for Germany,” 2019, doi: 10.3390/wevj10040088.
- [111] Valsts Ieņēmumu dienests, “Akcīzes nodokļa likmes/Excise tax rates.” Accessed: Jun. 19, 2022. [Online]. Available: <https://www.vid.gov.lv/lv/akcizes-nodokla-likmes-0>
- [112] “Elektroenerģijas nodoklis | Valsts ieņēmumu dienests.” Accessed: Feb. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.vid.gov.lv/lv/elektroenerģijas-nodoklis>
- [113] M. S. Kany *et al.*, “Energy efficient decarbonisation strategy for the Danish transport sector by 2045,” *Smart Energy*, vol. 5, p. 100063, Feb. 2022, doi: 10.1016/J.SEGY.2022.100063.
- [114] O. Bamisile *et al.*, “A 2030 and 2050 feasible/sustainable decarbonization perusal for China’s Sichuan Province: A deep carbon neutrality analysis and EnergyPLAN,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 261, p. 115605, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2022.115605.
- [115] L. Malka, I. Konomi, P. Bartocci, and E. Rrapaj, 2021, “An Integrated Approach toward a sustainable transport sector using EnergyPLAN model: case of Albania”; *Innovations* Vol. 9 (2021), Issue 4, pg(s) 141-147.
- [116] Valdmanis Gunārs, “Modelling of flexibility and integration of renewable energy sources in energy systems,” Master’s thesis, Riga Technical University, Riga, 2019.

- [117] “Statistics | Eurostat.” Accessed: Jan. 23, 2023. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/explore/all/transp?lang=en&display=list&sort=category>
- [118] Oficiālās statistikas portāls, “Latvijas energobilance 2021. gadā.” Accessed: Feb. 04, 2023. [Online]. Available: <https://stat.gov.lv/lv/statistikas-temas/noz/energetika/publikacijas-un-infografikas/11015-latvijas-energobilance-2021>
- [119] CSDD, “Rokasgrāmatas par vidējo degvielas patēriņu un CO<sub>2</sub> izplūdi | Vidējais degvielas patēriņš | Transportlīdzeklis.” Accessed: Feb. 18, 2023. [Online]. Available: <https://www.csdd.lv/videjais-degvielas-paterins/rokasgramatas-par-videjo-degvielas-paterinu-un-co2-izpludi>
- [120] International Council on Clean Transportation, “Comparison of fuel consumption and emissions for representative heavy-duty vehicles in Europe.” Accessed: Feb. 18, 2023. [Online]. Available: <https://theicct.org/publication/comparison-of-fuel-consumption-and-emissions-for-representative-heavy-duty-vehicles-in-europe/>
- [121] “Pārvades sistēmas operatora ikgadējais novērtējuma ziņojums”. Accessed: Feb. 04, 2021. [Online]. Available: [https://ast.lv/sites/default/files/editor/PSO\\_zinojums\\_2019.pdf](https://ast.lv/sites/default/files/editor/PSO_zinojums_2019.pdf)
- [123] “European Biofuels Biofuel Fact Sheet Dimethyl ether (DME) Comparison of Fuel Properties,” 2011, Accessed: Mar. 19, 2023. [Online]. Available: [www.biofuelstp.eu](http://www.biofuelstp.eu).
- [123] P. Dimitriou and R. Javaid, “A review of ammonia as a compression ignition engine fuel,” 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.209.
- [124] Y. Deng, K.-K. Cao, and Patrick, “Graphical Abstract E-kerosene production in carbon-neutral power systems-a solution for sustainable aviation in Brazil?”.
- [125] “Statistics | Eurostat.” Accessed: Feb. 14, 2024. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/explore/all/transp?lang=en&display=list&sort=category>
- [126] R. F. Naill, “A system dynamics model for national energy policy planning,” *Syst. Dyn. Rev.*, vol. 8, no. 1, pp. 1–19, 1992, doi: 10.1002/sdr.4260080102.
- [127] J. D. Sterman, “The Energy Transition and the Economy: A System Dynamics Approach.” MIT, Boston, 1981.
- [128] T. S. Fiddaman, “Exploring policy options with a behavioral climate-economy model,” *Syst. Dyn. Rev.*, vol. 18, no. 2, pp. 243–267, 2002, doi: 10.1002/sdr.241.
- [129] Y. Barlas, “Formal aspects of model validity and validation in system dynamics,” *Syst Dyn Rev*, vol. 12, no. 3, pp. 183–210, 1996, doi: 10.1002/(sici)1099-1727(199623)12:3<183::aid-sdr103>3.0.co;2-4.

- [130] V. Shenbagamuthuraman *et al.*, “State of the art of valorising diverse potential feedstocks for the production of alcohols and ethers: Current changes and perspectives,” *Chemosphere*, vol. 286, no. P1, p. 131587, 2022, doi: 10.1016/j.chemosphere.2021.131587.
- [131] K. Zeng and D. Zhang, “Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications,” *Prog. Energy Combust. Sci.*, vol. 36, no. 3, pp. 307–326, 2010, doi: 10.1016/j.pecs.2009.11.002.
- [132] “European Energy Exchange,” Environmental Markets-Spot Market. Accessed: Dec. 30, 2021. [Online]. Available: <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/spot-market>
- [133] “Valsts SIA ‘Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centrs,’” Sadaļa Klimats – SEG emisiju un ETS monitorings – Ziņojums par klimatu – Aptuvenās SEG inventarizācijas par X-1 gadu – excel formāta dokuments: “2021. gada inventarizācija par 2020. gadu.” [Online]. Available: <https://videscentrs.lv/gmc.lv/lapas/zinojums-par-klimatu>
- [134] “Latvijas Centrālās statistikas pārvaldes (CSP) Oficiālās statistikas portāls,” Nozare – Enerģētika; Energobalance, TJ, tūkst.toe (NACE 2. red.) 2008–2020. [Online]. Available: [https://data.stat.gov.lv/pxweb/lv/OSP\\_PUB/START\\_\\_NOZ\\_\\_EN\\_\\_ENB/ENB060](https://data.stat.gov.lv/pxweb/lv/OSP_PUB/START__NOZ__EN__ENB/ENB060)
- [135] “Stella Architect, ISEE SYSTEMS.” [Online]. Available: <https://www.iseesystems.com/>
- [136] The European Commission, “Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport,” SEC (2008) 2872, 2008.
- [137] O. Kraan, E. Chappin, G. J. Kramer, and I. Nikolic, “The influence of the energy transition on the significance of key energy metrics,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 111, pp. 215–223, Sep. 2019, doi: 10.1016/J.RSER.2019.04.032.
- [138] D. L. S. Nieskens, D. Ferrari, Y. Liu, and R. Kolonko, “The conversion of carbon dioxide and hydrogen into methanol and higher alcohols,” *Catal. Commun.*, vol. 14, no. 1, pp. 111–113, 2011, doi: 10.1016/j.catcom.2011.07.020.
- [139] P. Runge, C. Sölch, J. Albert, P. Wasserscheid, G. Zöttl, and V. Grimm, “Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035,” *Appl. Energy*, vol. 233–234, no. September 2018, pp. 1078–1093, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.10.023.
- [140] Nityanshi, T. Mathur, V. A. Tikkiwal, and K. Nigam, “Feasibility analysis of a solar-assisted electric vehicle charging station model considering differential pricing,” *Energy Storage*, vol. 3, no. 4, Aug. 2021, doi: 10.1002/EST2.237.



## PIELIKUMS

### PUBLIKĀCIJAS, KAS IZSTRĀDĀTAS DISERTĀCIJAS IETVAROS

1. **Application of EnergyPlan Modelling Tool for comparative Analysis of Selected Energy Policies in Case of Latvia (2019) Gunārs Valdmanis, Gatis Bažbauers** Publikācijas konferenču materiālos, kas ir indeksēti Web of Science un/vai SCOPUS. (2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON); DOI: 10.1109/RTUCON48111.2019.8982335).
2. **Impact of Electric Vehicle Charging Infrastructure on the Electric Load Profile of Power System: The Case of Latvia (2023) Gunārs Valdmanis, Rūdolfs Vītols, Gatis Bažbauers** Raksts konferenču tēžu krājumā. (Publicēts: CONECT 2023: XVI International Scientific Conference of Environmental and Climate Technologies: Book of Abstracts 2023 doi: 10.7250/conect.2023.041)
3. **Use of Synthetic Fuels Derived from Green Hydrogen and CO<sub>2</sub> in Heavy-duty and Long-range Transport: the Case of Latvia (2023) Gunārs Valdmanis, Maikls Drobins, Gatis Bažbauers.** Raksts konferenču tēžu krājumā. (CONNECT International Scientific Conference of Environmental and Climate Technologies May 2023 DOI:10.7250/CONNECT.2023.053)
4. **CO<sub>2</sub>-to-Fuel – Business and Institutional Aspects of Implementation Dynamics (2022) Gunārs Valdmanis, Gatis Bažbauers, Mārtiņš Bataitis, Ģirts Bohvalovs, Jānis Lilo, Andra Blumberga, Dagnija Blumberga** Zinātniskais raksts, kas indeksēts Web of science un/vai SCOpus datu bāzē (Environmental and Climate Technologies 2022, vol. 26, no. 1, pp. 1182–1195 <https://doi.org/10.2478/rtuect-2022-0089>).
5. **Solar Energy Based Charging for Electric Vehicles at Fuel Stations (2022) Gunārs Valdmanis, Madara Rieksta, Ilze Luksta, Gatis Bažbauers** Zinātniskais raksts, kas indeksēts Web of science un/vai SCOpus datu bāzē (Environmental and Climate Technologies Volume 26 (2022): Issue 1 (January 2022); <https://doi.org/10.2478/rtuect-2022-0088>)
6. **Relation between Electric Vehicles and Operation Performance of Power Grid (2021) Gunārs Valdmanis, Gatis Bažbauers** Zinātniskais raksts, kas indeksēts Web of science un/vai SCOpus datu bāzē (Environmental And Climate Technologies VOLUME 25 (2021): Issue 1 (January 2021) DOI: <https://doi.org/10.2478/rtuect-2021-0086>)
7. **Synergy between Solar Energy and Electric Transport (2021) Gunārs Valdmanis, Gatis Bažbauers** Publikācijas konferenču materiālos, kas ir indeksēti Web of Science un/vai SCOPUS (2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON); DOI: <https://doi.org/10.2478/rtuect-2022-0088>),

8. **Influence of Wind Power Production on Electricity Market Price (2020)** **Gunārs** **Valdmanis, Gatis** **Bažbauers**  
Zinātniskais raksts, kas indeksēts Web of science un/vai SCOpus datu bāzē.  
(Environmental and Climate Technologies 2020, vol. 24, no. 1, pp. 472–482;  
<https://doi.org/10.2478/rtuect-2020-0029>).

# Application of EnergyPlan modelling tool for comparative analysis of selected energy policies in case of Latvia

Gunars Valdmanis, Gatis Bažbauers  
Institute of Energy Systems and Environment  
Riga Technical University  
Riga, Latvia

**Abstract**— This paper represents a study on application of energy modelling tool EnergyPlan for evaluation of different, pre-defined energy policy scenarios with varying penetration of renewable energy and flexibility sources in a national energy system for long-term planning and decision-making purposes. The modelling results suggest that from point of view of socio-economic and environmental performance, the scenario combining active support of renewable energy and energy efficiency measures is the most sustainable.

**Keywords**—modelling, energy plan, energy policies

## I. INTRODUCTION (HEADING 1)

The rapid development and competitiveness of renewable energy in global energy market, as well as new market and political changes, including liberalized energy market and fluctuating energy prices, reshape today's energy market. These changes create new challenges for policy makers, energy investors as well as consumers. Thus, long-term planning of new energy production facilities and infrastructure, or even maintaining and refurbishing of existing assets becomes a key question for investors and other stakeholders. Usage of modelling tools is a solution which eases assessment of different investment or policy decisions. Modelling of energy systems with a purpose of assessment of demand, supply, grid parameters and generation mix in energy systems has a long history. However, digitalization, accumulation of both historical data, development of sufficiently powerful instruments to carry out modelling as well as development of new technologies in the power industry simultaneously enabled and required experts to develop new modelling tools [14]. Comparison of earlier research confirms that the EnergyPlan can be evaluated as a highly adaptable and flexible energy planning tool, which can be used both for modelling of larger and integrated energy systems [10], [5], as well as for smaller and isolated energy systems such as islands or smaller regions [6], [13]. The tool has been successfully applied for both comparisons of different energy policy scenarios [8] as well as for assessment of efficiency of performance of different flexibility technologies such as energy storages based on the pumping hydroelectric power plants [2], [1], [4], [12], [11], or assessment of potential of renewable energy sources such as wind and solar energy as primary supply sources of national energy systems and replacement of the fossil-fueled energy sources [3], [7].

Several modelling tools, including the EnergyPlan, has already been used by Latvian researchers for modelling of the Latvia's energy supply system to assess potential of renewable energy sources [7]. However, in comparison with earlier studies, this particular paper also focuses on additional criteria of assessment from economic and environmental performance point of view, such as yearly costs of different development scenarios or amount of carbon dioxide emissions in different scenarios. The aim of the paper, which is based on the master's thesis of the author [9] and carried out for energy supply system of Latvia, is to assess the suitability of particular modelling tool for long-term energy system functioning from both technical and economic points of view. Additionally, the goal was to identify the overall impact of renewable energy sources, energy saving measures and flexibility solutions on functioning and costs of a national energy system, as well as on level of carbon emissions produced by the energy sector. The paper compares five different energy policy development scenarios with varied penetration of renewable energy sources, flexibility technologies as well as target values for energy efficiency performance of the buildings, which were developed for the period from 2017 to 2050.

## II. METHODOLOGY AND DEFINING OF SCENARIOS

The EnergyPLAN tool is a software-based environment for modelling of the technical, economic and environmental performance of different energy policy scenarios. Modelling within the tool is performed out in hourly steps for the period of one year and based on set of pre-defined data, provided by both the developers of the system and the users, which characterizes such parameters as historical statistical proportion of heating and cooling days, solar energy statistics, wind energy statistics, as well as average inflow of water in rivers [6]. Application of the model in case of Latvia was based on the development forecasts provided by the transmission system operator and other institutions responsible for the energy sector. Model input was such system parameters as consumption, production and contribution of different energy sources. These parameters are separately applied for specific, predefined scenarios which reflect impact of specific investment decisions and policy measures. The research used five different scenarios for comparison: "business as usual" (BAU) scenario, renewable energy development (RES) scenario envisaging pro-active

support of solar and wind energy; energy efficiency (EE) scenario envisaging focus on energy saving measures; combined (COMB) scenario which envisages combined incentives both for development of renewable energy and efforts to conserve energy consumption; as well as flexibility (FLEX) scenario which envisages focus on introduction and support of energy flexibility technologies and incentives. Detailed description of parameters under each scenario is provided in Table 1.

TABLE I. MAIN INPUT PARAMETERS AND ASSUMPTIONS FOR INDIVIDUAL MODELLED SCENARIOS. THE LIMITATION FOR WIND POWER CAPACITY AT AROUND 1200 MW IS IMPOSED IN LINE WITH THE EXISTING CAPACITY OF THE HIGH VOLTAGE GRID, AND AVAILABILITY OF ENERGY SOURCES FOR BALANCING OF WIND ENERGY.

Input parameters and assumptions for forecasts for year 2050	BAU scenario	RES scenario	EE scenario	COMB scenario	FLEX scenario
1. Yearly power consumption (TWh)	13.85	13.85	9.87	9.87	16.46
2. Installed photo voltaic capacity (MW)	41	300	41	300	129
3. Installed wind capacity (MW)	678	1200	678	1200	978
4. Average energy consumption for heating (kWh/m <sup>2</sup> )	95	95	43	43	95
5. Number of electric cars (thousands)	300	350	350	350	550
5. Average investment for renovation of houses (EUR per lm <sup>2</sup> )	70	100	200	200	100

Additionally to the main analysis, the sensitivity analysis of such essential input parameters as wholesale price of electricity, the price of natural natural gas and the price of carbon emissions was carried out to identify their impact on the performance of one of the proposed development scenarios, RES scenario, which focuses on intensive development of renewable energy production capacities and their subsequent increased proportion in the overall energy mix. The sensitivity analysis envisaged comparison of three different scenarios: calculated base scenario, which were used as a default input parameter throughout all analyze scenarios; low price scenario, under which the forecasted prices were 20% below the base scenario; high price scenario, under which forecasted prices of each input value was 20% above the base scenario.

### III. RESULTS AND DISCUSSION

To ensure sufficient reliability of the adopted research method, a validation of the model was carried out. To determine the accuracy of the modelling, the actual statistical data from year 2017 were compared with the output data of the EnergyPlan modelling tool. The model provided sufficiently accurate seasonal distribution of the dominating power and heat supplies in line with the hydrological conditions and the typical heat demand as well as demonstrated accurate estimates of the average demand for electrical load and heat load for each month of the year, as well as highly realistic estimates of the availability

of the wind and hydro energy availability during different months of the year [9]. In the further stages of the research, a comparison of performance of each scenario according to several parameters was carried out: carbon dioxide emissions, yearly costs (consisting of both variable costs as well as such fixed costs as capital in power sector, total energy demand, as well as electricity import or export volume. However, to emphasize performance parameters which characterize economic and environmental sustainability of the energy system, the further analysis focuses on two most significant analyze parameters, carbon dioxide emissions and the total yearly costs.

In a comparison of modelling results from the point of view of carbon dioxide emissions, all development scenarios, including BAU scenario envisage significant decrease in carbon emissions during analyzed period, but FLEX scenario, despite the fact that it assumes the highest overall energy consumption, exhibits the lowest amount of carbon dioxide emissions. Such tendency underlines the fact that transport remains one of the most significant source of carbon emissions in most countries, and replacement of fossil fuels with such energy sources as electricity can produce a very notable result in reduction of carbon emissions [9].

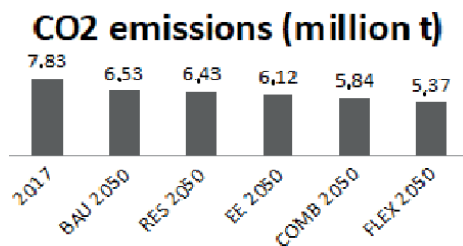


Fig. 1. Comparison of modelled scenarios from point of view of annual carbon dioxide emissions.

Meanwhile comparison of yearly costs shows the EE, FLEX and COMB scenarios offer the most notable financial savings for general economy, which is due to decrease of consumption for fossil fuels in heating sector in case of COMB and EE scenario, and with decrease of consumption of fossil fuels in transport sector under FLEX scenario. The RES scenario envisages the highest costs of all scenarios, which is related to the fact that apart from incentives to promote production of energy from renewable energy sources, the scenario does not foresee additional significant measures for reduction of energy consumption. However, such yearly sum also foresees higher amount of consumed and produced energy, and per one unit of consumed or produced energy the economic performance of this scenario remains remarkably good in comparison with all the other scenarios.

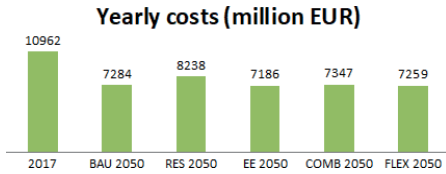


Fig. 2. Comparison of modelled scenarios from point of view of annual costs.

Rather similar trends can be observed while comparing the total energy consumption data of each scenario. While RES scenario seemingly achieves only insignificant reduction of total energy demand in comparison with BAU scenario or reference year, it must be noted that RES scenario foresees significant shift in the final energy consumption with noticeably larger proportion of electricity in the final consumption.

The comparison of analysis scenarios also challenges traditional usage of such parameters as primary energy consumption as benchmark for assessing sustainability of the energy system and policies. Under several scenarios increased proportion of renewable and sustainable energy in the system also resulted in a larger primary energy consumption, however, at the same time these scenarios displayed very remarkable performance from point of view of carbon emissions. The analysis also clearly indicated the importance of proper interpretation of applied indicators, as under analysis produced similar results under different scenarios for such economic and environmental indicators as yearly costs and consumption of energy, however, it can be argued, indicators cannot be always compared directly.

For example, yearly expenses under BAU scenario are mostly related with acquisition of fuel, while expenses under such scenarios as COMB are in more significant amount channeled towards investments in renewable energy production and renovation of the buildings. It must be noted, larger proportion of expenses for capital costs versus larger proportion spent on fuel (especially imported fuel) has significantly different impact on macroeconomic sustainability of the energy sector, as, for example, renovation of buildings drives development of building sector, while increased, domestic production of renewable energy improves the balance of trade. It can be also argued that larger proportion of spending in buildings also contributes to indirect increase of welfare and quality of life for society, as it reduces emissions of other combustion by-products such as hard particles from heat production in buildings, as well as contributes to prevention of respiratory diseases related with unsatisfactory heat supply in households. The need to review traditional metrics in evaluation of energy systems was also identified by several other researchers [15].

Meanwhile the sensitivity analysis of different power prices scenarios suggests that average wholesale prices of power to a limited extent do influence the overall energy balance or the carbon emission level. However, it has significant impact on the overall costs, and from the point of view of economic benefits, a policy based on larger investment

in new energy production facilities, especially in wind and solar energy, would prevent significant advantages in all price scenarios, as it would prevent significant cost increase related with acquisition of imported energy with only comparatively marginal increase of capital costs regardless of market price.

Meanwhile the analysis of potential changes in such variable parameter as natural gas does not significantly influence the overall modelling outcome and as such the natural gas price fluctuations should not be seen as a significant risk for decision makers, consumers or investors. For example, the reduction of natural gas price by 20% all in all contributes only to a overall cost reduction by 2.1% and increases carbon dioxide emissions by 2.8%, meanwhile a respective 20% increase in price contributes to similar 2% increase in overall energy variable expenses and facilitates the decrease of carbon emissions of by 4.7%.

It also can be noted, that changes in carbon dioxide emission prices as well had only insignificant impact on the overall variable yearly costs of energy supply as the overall proportion of the carbon dioxide related costs in general, and especially in a system with high proportion of renewable, carbon-free energy sources in both heat and power production sectors, is relatively low.

Similarly, the modelling also revealed that changes in carbon dioxide emission prices would have only relatively insignificant effect - below 1.5%, on the overall emission level. It can be attributed to the fact that, under the model, the power production sector remains the only sector with significant proportion of carbon dioxide in the final price of product or service, and with sufficient competition from other production sources to noticeable alter decisions of producers on usage of fossil fuels.

#### IV. CONCLUSIONS

In conclusion, it must be noted, that all modelled scenarios confirmed the economic and technical feasibility of further increase of installed renewable energy capacities – in particular wind and photovoltaic energy sources. The analysis of all scenarios confirmed that even at the current pace of development or in business-as-usual scenario, under which the increase in wind energy and solar power plant capacity was based on the publicly announced investment plans and historical development trends, the installed renewable energy capacity was sufficient to meet the increase in overall demand for electricity and effectively limit the increase of production from non-renewable sources as well as imported electricity, with annual costs at a significantly lower level than in the reference year 2017.

Scenarios which envisage more intensive and aggressive political incentives to promote the development of RES, as well as incentives to improve the energy efficiency do result in a comparatively higher annual cost burden in relation with investments, however, costs per one consumed unit of energy in the modelled future development scenarios were significantly lower than the costs in the reference year.

However, in line with analysis, the COMB scenario, which envisaged incentives to increase energy efficiency of the buildings as well as support measures for investments in the wind and solar energy production facilities, provides the most cost-efficient scenario to accommodate rapid economic growth with relatively low amount of carbon dioxide emissions and simultaneous reduction of the overall costs of imported energy. At the same time, it creates additional synergies with building sector and prevents waste of energy in households [9].

It must be added, however, that, in the same time, analysis highlighted the fact that from economical and technical perspective, even the most ambitious development scenarios for renewable energy do not allow Latvia to fully discontinue consumption of fossil energy sources in the future. Under scenarios relying on increased production of electricity from wind and solar power plants and relatively rapid increase of energy consumption, the fossil-fueled thermal power plants remain significant source of balancing and back-up electricity production, especially in periods with high overall power consumption, such as winter months, when abilities to import the demanded energy from other countries, even non-EU countries such as Russia and Belarus, can be significantly limited, as it was already noticeable in February and March of 2018.

The need to maintain reliable and dispatchable power production sources is also dictated by the existing power transmission capacity and foreseeable development of production capacities in neighboring countries such as Estonia, Lithuania, Poland, Finland and Sweden. The analysis showed that the existing transmission system capacity together with the sufficient base-load and reserve capacities is able to sustain approximately 1200 MW of wind capacity and 300 MW of photovoltaic power production capacity, however, there are no sufficiently reliable data to support additional investments in new transmission infrastructure, as existing policy planning documents do not indicate that any of Latvia's neighbors will be in a position to accommodate a significant increase of demand in Latvia with sufficient production capacities. On the contrary, the current market trends in years 2018 and 2019 show that there is an increasing demand for available power production capacities of Latvia even on the regional level even in the periods of low power demand.

Analysis also showed that with the available scope of technologies for storage of energy, such as rechargeable batteries, usage of storage capacities for full balancing wind and solar energy is not a feasible option, and other options for storage of the energy, such as use of underground storages for storing of natural gas or biomethane, as well as storage of hydrogen will have to be investigated intensively.

This also indicates at the possible need to maintain the existing natural gas infrastructure with the focus on the possible conversion of the infrastructure, such as transmission system pipelines and underground storage facilities, for accommodation

of renewable energy resources, such as hydrogen or methane produced from renewable electricity or biomethane. Additionally, it can be argued, that maintaining of existing energy production facilities, which currently rely on fossil energy source, natural gas, with the view of their conversion to consumption of renewable energy sources, also should be seen as a development scenario worthy of thorough evaluation in the future.

## REFERENCES

- [1] Connolly, D. (2010) *The Integration of Fluctuating Renewable Energy Using Energy Storage*. Available at: [http://www.powerlab.fsb.hr/neven/pdf/Member\\_of\\_a\\_jury\\_for\\_PhD\\_the\\_sis/David\\_Connolly\\_PhD\\_Dec\\_2010.pdf](http://www.powerlab.fsb.hr/neven/pdf/Member_of_a_jury_for_PhD_the_sis/David_Connolly_PhD_Dec_2010.pdf) (Accessed: 17 May 2019).
- [2] Connolly, D. *et al.* (2012) 'The technical and economic implications of integrating fluctuating renewable energy using energy storage'. doi: 10.1016/j.renene.2011.11.003.
- [3] Cosi, B., Kraja Ci C, G. and Dui C, N. (2012) 'A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia', *Energy*, 48, pp. 80–87. doi: 10.1016/j.energy.2012.06.078.
- [4] Farret, F. A. and Simões, M. G. (2006) *Integration of alternative sources of energy*. IEEE Press.
- [5] Liu, W., Mathiesen, B. V. and Zhang, X. (2011) 'Potential of renewable energy systems in China', *Applied Energy*. Elsevier, 88(2), pp. 518–525. doi: 10.1016/J.APENERGY.2010.07.014.
- [6] Lund, H. and Thellufsen, J. Z. (2017) *EnergyPLAN Advanced Energy Systems Analysis Computer Model Documentation Version 14*. Aalborg. Available at: [www.EnergyPLAN.eu](http://www.EnergyPLAN.eu) (Accessed: 19 November 2018).
- [7] Porubova, J. and Bažbauers, G. (2010) 'Analysis of Long-Term Plan for Energy Supply System for Latvia that is 100% Based on the Use of Local Energy Resources', *Scientific Journal of Riga Technical University*, 4(1). doi: 10.2478/v10145-010-0022-7.
- [8] Prebeg, P. *et al.* (2016) 'Long-term energy planning of Croatian power system using multi-objective optimization with focus on renewable energy and integration of electric vehicles', *Applied Energy*. Elsevier, 184, pp. 1493–1507. doi: 10.1016/J.APENERGY.2016.03.086.
- [9] Valdmanis, G. (2019) *Modelling of flexibility and integration of renewable energy sources in energy systems*. Riga Technical University.
- [10] You, W. *et al.* (2018) 'Technical and economic assessment of RES penetration by modelling China's existing energy system'. doi: 10.1016/j.energy.2018.10.043.
- [11] Djørup S ; Thellufsen, J; Sorknaes P(2018) 'The electricity market in a renewable energy system'. *Energy*-162
- [12] Lund P, *et al.* (2016) 'Energy storage and smart energy systems', *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*
- [13] Jacobson, M.; Delucchi, M; Bauer, Z; *et al.* (2017) 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World; *Joule* (2017) 1(1) 1;08-121; DOI: 10.1016/j.joule.2017.07.005
- [14] Pfenninger S.; Hirth L.; Schlecht I, *et al.* (2018) Opening the black box of energy modelling: Strategies and lessons learned; *Energy Strategy Reviews* (2018) 19 63-71 DOI: 10.1016/j.esr.2017.12.002
- [15] Kraan, O., Chappin O., *et al.* (2019) The influence of the energy transition on the significance of key energy metrics, *Renewable and Sustainable energy reviews*, 111; <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.03>



# Impact of electric vehicle charging infrastructure on the electric load profile of power system: the case of Latvia

Gunars VALDMANIS<sup>1\*</sup>, Rudolfs VITOLS<sup>1</sup>, Gatis BAZBAUERS<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Azenes street 12/1, LV-1048, Latvia

**Abstract** – The number of electric vehicles (EVs) is increasing rapidly and charging infrastructure must keep up with that pace. With increasing charging load a power system must adapt to the increasing power demand as well. The research question of this study was: what the impact of EV charging on electric load profile is depending on the number of EVs and the mix of charging stations (home, public, fast)? And how much of the total power demand of EVs can be supplied from renewables, i.e., wind and solar power, considering the installed capacities of these technologies, and the match between power production and consumption. Energy system modeling on an hourly basis for different scenarios of the mix of charging stations, number of EVs, and installed capacities of wind power plants and solar PVs was used as the method. EnergyPLAN software was used as the modeling tool. Results show the total power demand, peak load, and share of EV charging power demand which can be covered by renewable power technologies for Latvia's power system in the year 2050. The results are obtained for scenarios of different combinations of EV charging stations.

**Keywords** – Electric vehicles; EnergyPLAN; mobility; renewable energy; solar PV; transport; wind power

## Nomenclature

$\Phi(E, T)$	Temperature dependent activation energy	kJ/mol
$\alpha$	Degree of conversion	–
$A$	Frequency factor	min <sup>-1</sup>
$A_i$	Frequency factor for $i$ th order	min <sup>-1</sup>
$AC$	Ash content	wt. %

## 1. INTRODUCTION

Transport is responsible for about a quarter of the EU's total greenhouse gas (GHG) emissions, and causes air pollution, noise pollution and habitat fragmentation, therefore reducing the emissions in the transport sectors remains one of the key tasks in overall climate policy. Increasing the share renewable energy in the transport sector and electrification of the transport sector are generally seen as necessary policy measures to reduce the environmental impact of the sector. However, as many researchers underline, a hidden barrier to the electrification of transportation is a lack of recognition of what it implies [1]. Influence of the electric vehicles (EV) on the functioning of electricity networks, especially in relation with the increasing role of renewable energy sources in the electricity production sector, remains one of the issues to assess the sustainability and related costs of the transport decarbonisation efforts. The demand for EV charging can significantly change the load profile of power system [2], which in combination with the non-dispatchable power production sources such as wind or solar power can create a demand

---

\* Corresponding author.

E-mail address: gunars.valdmanis@rtu.lv

for new infrastructure or other additional technical and economic measures to manage safe and economical operation of electricity grids. However, to safely plan the development of grid and EV charging infrastructure, the proper modelling of different energy system development scenarios must be carried out. Previous research confirms that one of the modelling tools, which can be successfully adapted for such analysis, is EnergyPlan modelling tool, which has been successfully used to create a cross-sector and cross-region energy system model of different prospective scenarios with different planning strategies and EV charging algorithms. used (Yuan et al., 2021). One of the major advantages of EnergyPlan modelling tool is the fact that the tool to use country-specific input of energy system demand and supply data, which allows to forecast behavior of power system with relatively high accuracy [4] and thus identify both short term, medium-term or long term unbalances between demand and supply in energy system in a specific country. The aim of this study is to employ EnergyPlan modelling tool to assess the impact of EV charging on electric load profile depending on the number of EVs and the operational strategy of charging stations depending on their charging properties (fast- charge vs. slow charge). Additionally, the research assesses how much of the total power demand of EVs can be supplied from renewables, i.e., wind and solar power, considering the installed capacities of these technologies, and the match between power production and consumption. It must be noted that modelling, including modelling with EnergyPlan tool has been already successfully employed to assess different development scenarios of EV and renewable energy [5], however rapid changes in power industry related with growing investment in solar energy production facilities and changes in grid load profiles, substantiate the necessity for regular update of such country based modelling and research.

## **2. METHODS**

The study used modeling of Latvia's energy system on an hourly basis for the entire year of 2050. The advanced energy system analysis modelling software "EnergyPLAN" was used as the tool. Since the study analyzed the impact of electric vehicle charging load profiles on the power system load profile, and a match between the charging load profile and production profile of wind and solar power, a timestep of one hour is very appropriate. Only light-duty passenger vehicles were considered in the study since this segment will be electrified in the future. Other transport sectors and heating were not explored in the work and remained unchanged, with the data for the year 2021. The year 2021 was taken as the base year for constructing the initial model.

The work process will also edit energy supply sections where data input values for non-renewable and renewable energy production technologies will be changed. The focus is on the use of renewable energy sources, so that the amount of electricity they produce can fully cover all electricity required by electric vehicles. As the modelling software in question suggests, it will be possible to use electricity produced by wind, solar energy and hydropower from renewable energy resources. In the transport sector section it is possible to model the impact of the transport sector on the overall national electricity grid. For the year 2050 the research is focused on the scenario envisaging zero percentage use of fossil fuels and car fleet consisting only of EV, so that the maximum load on the power grid can be determined as much as possible.

### ***Future predictions for vehicle count in Latvia***

To be able to predict the environmental impact of light-duty vehicles in the future, it is necessary to calculate the number of vehicles measured in the future perspective in the course of work based on data from previous years. In the future, the number of cars in Latvia is predicted to increase, so then it is also necessary to understand the trend curve of the future in terms of number of cars. This value analysis takes accounting statistical information from the website of the Road Traffic Safety Directorate of Latvia (RTSD). [6]



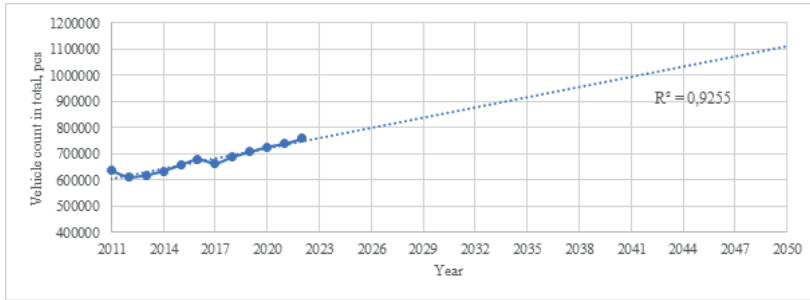


Fig. 1. Light vehicle trend curve in Latvia for year 2050 [6].

As is observed in fig. 1., the number of passenger vehicles in Latvia increases in the form of a linear schedule, making a slight increase annually in terms of total number of cars. In this respect, this is also confirmed by the trend curve attributed to the graph, measured by a correlation coefficient of 0,9255, which is to be regarded as a high correlation. No other kind of trend curve could present such a high correlation coefficient. Looking at future predictable values, it is also quite easy to see an increase in the trend in this regard, and for example, in 2050, the number of passenger vehicles in Latvia could already exceed 1,1 million passenger vehicles. While there can be several demographic and economic conditions which can potentially influence number of used vehicles, this work study will not carry out analysis of such parameters to focus directly as much as possible on the impact of electric vehicle loads on the network with as many users as possible.

#### **Total electricity consumption for electric cars on year 2050**

The next part that needs to be calculated for data entry is already linked to electric transport. In this respect, the columns of the EnergyPLAN software at the annual electricity consumption are filled in. In order to obtain electricity consumption per total number of electric vehicles, it is important to know the total number of electric car users (*evn*, (total vehicle count of year 2050 from fig. 1.)), the average mileage of the car (*am*, (13'000 km [7])) and the average electricity consumption, which is determined as 199 Wh/km (*aw*) [8]. The calculation is easy by multiplying together the three parameters above and using Eq. below (1.):

$$tec = evn \cdot am \cdot aw, \quad (1)$$

where

*evn* total number of electric cars, pcs;

*am* average mileage of the cars, km/(pcs x year);

*aw* average electricity consumption by the electric car, Wh/km;

*tec* total electricity consumption associated with electric cars, Wh/year.

After the calculations, final obtained value is 2,845 TWh/year which are entered in the smart charging section for electricity consumption in transport chapter for EnergyPLAN software.

TABLE 1. INPUT DATA FOR SMART CHARGE SYSTEM IN SOFTWARE ENERGYPLAN.

Electricity consumption	TWh/year
Smart charge	2,845

Dump charge	0	
<b>Smart charge additions</b>	<b>Value</b>	<b>Units</b>
Max. share of cars during peak demand	20	%
Capacity of grid to battery connection	3420	MW
Share of parked cars grid connected	70	%
Efficiency (grid to battery)	95	%
Capacity of battery to grid connection (V2G)	500	MW
Efficiency (battery to grid) (V2G)	95	%

Additional calculations for the smart charge shall be required for the parameters related to the smart charge in the transport section. In this sense, the parameters will be mostly based on our associated understanding of electric vehicles. At the maximum proportion, when the share of total electric cars may be connected to the smart charging system, a value that is approximately 20% will be used. The battery power transferred from the power grid system to the cars is automatically calculated by the amount of electro energy input that is required year-on-year. The part of the electric vehicle related to the parking of the vehicle, but not to the connection to the system, may be described in proportion to the parameter above. The transmission factor of electricity is 0.95 and is scientifically calculated in the literature. [9] The capacity of the battery is captured with the aim of storing excess electricity in electric vehicle batteries, so that it can then be transferred back to the grid based on electricity market prices. This calculation will consider the total number of electric cars and the average battery capacity. As regards the V2G system, the amount transferred from the car battery back into the power grid will be calculated because of the total amount of battery storage, because if this parameter is, for example, zero, the V2G system cannot work in the power grid. The transmission factor of electricity will be perceived in the same way as before.

### ***Creation of a total coefficient and weights according to the habits of electric car users***

The next action of the work that would be needed to create successful scenarios is the creation of charging coefficients for users. It should be noted that the coefficients will be based on real data values that characterize the habits of electric car users to charge their vehicles over a certain period, thus obtaining the coefficients values on an hourly, annual basis. Such a scientific study was conducted on Danish territory, in 2018 [10], where special coefficient values were created by removing electricity meter data from multiple charging points (including households), describing usage habits of electric car users' charging stations.

For this research input data coefficients will be summed up from the acquisition coefficients that were broken down by home, public, and fast-charging type in the above-mentioned work.

To be able to determine the maximum possible total factor between these three types of coefficients, it is necessary to provide the aid of the percentages by which the proportion of each type of electric car charging station can be determined. However, the percentages will be indicated as a fixed number throughout the year, and unlike the hourly coefficients, they will not change. For example, if your home charge coefficient and usage rate are 1.5 (hx) and 70% per year for a given hour of the day, 1.1 (px) and 5% for public stations, 2 (fx) and 25% for fast charging stations, then the total coefficient will be obtained by the Eq. below (2.):

$$tx = hx \cdot 70\% + px \cdot 5\% + fx \cdot 25\%, \quad (2) \text{ where}$$

hx home charge coefficient in specific hour of the day;

px public charge coefficient in specific hour of the day;

- $f_x$  fast charge coefficient in specific hour of the day;
- $t_x$  total coefficient from all charging types in specific hour of the day.

This will produce 8,784 total coefficients for each hour of the year, which will be entered into the notes file and linked to the EnergyPLAN software.

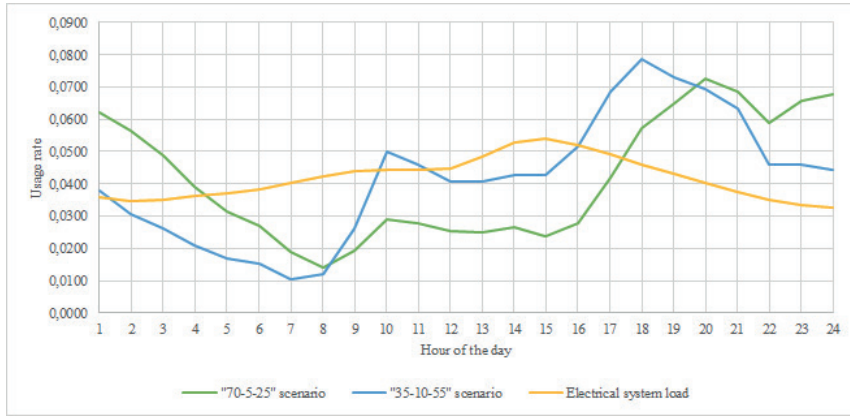


Fig. 2. Example of EV charging load profile for both scenarios on the first day of January.

It must be noted that the obtained results also correspond to the current situation in Latvia, based on home, public and fast charging. Such values may be obtained by calculating the total amount of electricity consumed by fast and public charging stations. In this work, fast and public station consumptions were calculated proportionally (Eq. (3)) for the information available from the RTSD fast charge station consumption accountancy. [11] Latvia has a total of 270 fast charging stations (power of 42 kW and more) and 30 public charging stations. [11]–[16] Public stations in this work are counted and listed as stations in supermarket or petrol tank areas and are not owned by either the RTSD or the power utility “Latvenergo”, which under trademark “Elektrum” is the second largest distributor of fast charging stations. Both RTSD and “Elektrum” stations are counted as only fast charging stations in this work.

$$cf = \frac{xcs}{ccs} \cdot ec, \quad (3)$$

where

$ccs$  number of charging stations for RTSD, pcs;

$xcs$  number of charging stations for which total energy consumption is unknown, pcs;

$ec$  energy consumption level for whole RTSD fast charging stations, GWh/year;

$cf$  total energy consumption for specific manufacturer charging stations which total energy consumption is unknown, GWh/year.

It is worth mentioning that many of the public stations can compete on similar power flows with fast charging stations, but most of these 30 public charging stations are only capable of charging 22 kW of power. Because a couple stations are measured above and below the type of fast charging stations, such justifications are also considered in the arguments when station capacities are fixed as one power value during the work.

The total consumption of the fast-charging stations is calculated around 1.35 GWh/year, which represents 25% of the total electricity consumption in the transport sector (~ 5.6 GWh/year). For clarification, given the number of registered electric cars in Latvia of 2021 (2174 pcs, [17]), the total electricity consumption associated with electric cars was 5.6 GWh/year when using Eq. (1). After obtaining data on availability of public stations in Latvia and comparing their proportion relationship with consumption data of RTSD stations, the consumption of these stations is measured approximately 0.15 GWh/year. The proportion to

the total electricity consumption is measured in the range of about 3%, however, when the public station network includes Tesla and Ioney fast, public charging stations, which have the highest capacity among any type of station in Latvia, then the percentage is assumed to be 5%. Based on the conclusions of these calculations, that the proportion of fast charging stations to the total amount of electricity consumed in the transport sector is 25% and public stations 5%, then it is easy to calculate what proportion of electricity is devoted to home charging, which in this case, for the calculations of 2021 will be 70 %. In the form of such calculations, the necessary coefficient weights are obtained so that the result can be the value of the total coefficient for each hour of the year, after which the peak loads will be measured and analyzed.

***Projected amount of renewable energy sources in 2050***

Forecasts related to electricity generation are also considered to determine the load on the electricity grid. It should be noted that only 100% of renewables for electric car charging are targeted at work. Forecasts from the Latvian energy system software are considered to examine the scenario of 2050 related to the consumption of electric cars and electricity supplied. Thermal power plants are excluded from these scenarios. Table No. 2 shows the types of electricity production to be used and their volumes, which are forecast for 2050 in the territory of Latvia.

TABLE 2. SOURCES OF ELECTRICITY PRODUCTION IN 2050-YEAR SCENARIO.

Type of electricity production	Power, MW
Dammed hydro power	1588
Wind	2070
Offshore wind	1685
Photo voltaic	1297
River hydro power	31
Biomass station	232
Biogas station	182

***Scenario with prioritised home "70-5-25" charging profile***

The total coefficients are calculated and related to the first 2050-year scenario, where home charging is prioritised and the weights are in line with modern times (2021). It means 70% weight for home charging, 5% weight for public and 25% weight for fast charging option. This creates 8,784 total coefficients throughout the year which makes the input data file of the EnergyPlan software in the charging section.

For example, when you look at Fig. 3., it is possible to see a schedule created by electric car users on one of the days of February, during which the most electric car is charged in hours.

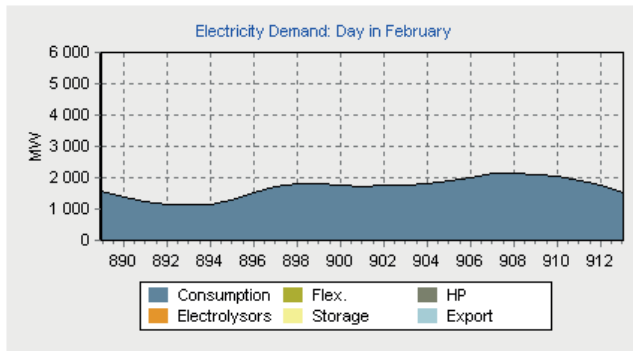


Fig. 3. Trend graph of electric car charging habits on specific day of February for "70-5-25" charging profile.

As can be seen on Fig. 3., most often recharges on this day are performed in the evening hours. Peak loads are reached about the evening hours between 20:00 and 23:00 when talking about priority in home charging options.

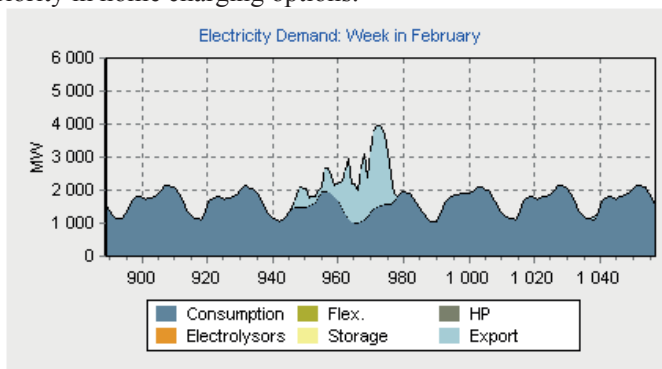


Fig. 4. Trend graph of electric car charging habits on specific week of February for "70-5-25" charging profile.

As shown in Fig. 4., which also includes the February day mentioned above, the consumption schedule for all days of this week is similar. Larger, more pronounced peaks are observed daily during the evening hours. In that regard, the overall coefficients for each season, between the months concerned, are similar. Between the seasons themselves, coefficients are only a slight deviation of the observation. When viewing the habits of electric car users on charging, the coefficients on summer days differ in such a way that the load is lower throughout the day period. Larger peaks are observed only on individual days, like the winter day profile. During the night and morning daytime stages, the charging factors are quite similar with winter period profiles. In that regard, such an assertion is, admittedly, observed throughout the year.

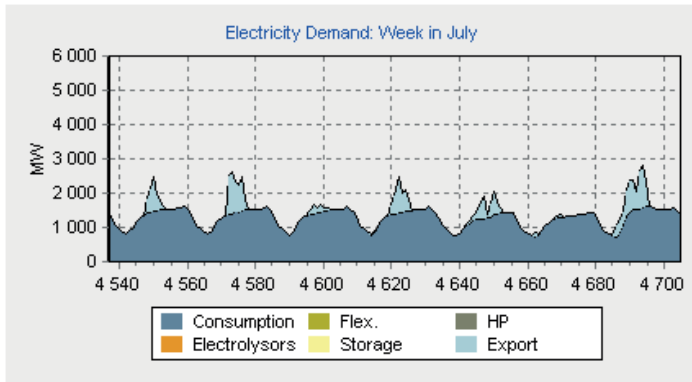


Fig. 5. Trend graph of electric car charging habits on specific week of July for "70-5-25" charging profile.

According to these data, it can be estimated that the amount of electricity needed in winter will be higher than in summer to cover the requested electric car charging energy, which is mostly required from home charging stations. This demand is similar in spring and autumn and evens out between winter and summer demand.

**Scenario with prioritised fast "35-10-55" charging profile**

In the second scenario for the year 2050, the priority in fast charging stations is examined and its impact on the overall electrical network. The necessary weights are entered into the software and the total coefficients are obtained. In this scenario, the selection of weights is based on our assumptions that in the future, as the number of electric car users increases, there will be a shortage of charging stations near apartment buildings. This would mean that more people would look for opportunities to recharge at fast charging stations. The weight is allocated accordingly, 35% for home charging, 10% for public and 55% for fast charging stations.

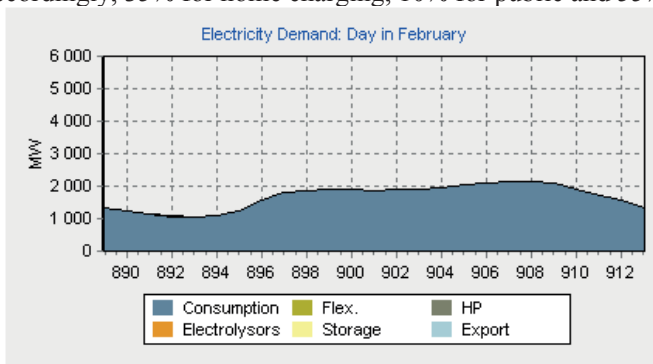


Fig. 6. Trend graph of electric car charging habits on specific day of February for "35-10-55" charging profile.

In figure 6., the same day is considered as above, in figure No. 3, where a specific day in February was displayed with priority in the home charging profile. As can be seen visually from the graph, it is possible to see a difference between home and fast charging priority. However, the peak hours are still the same.

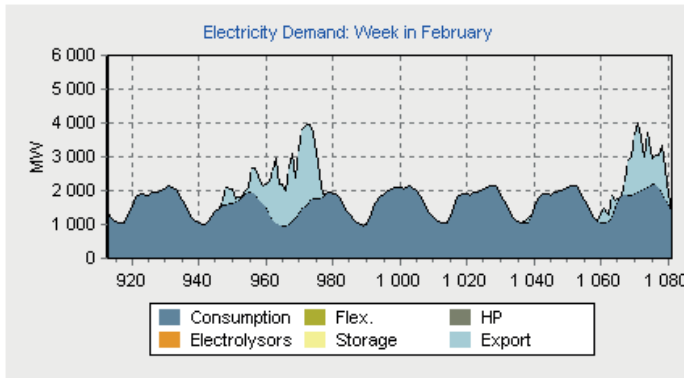


Fig. 7. Trend graph of electric car charging habits on specific week of February for "35-10-55" charging profile.

Looking at the same week also, which is shown in Figure 7. and 4., the changes are visible right in the peak hours. If for home charging these peak hours were much more pronounced, then for fast charging these peaks are more even. As can be seen in the middle of the week, there were no distinct peaks on this day at all and the entire period of the day proceeded with equal demand.

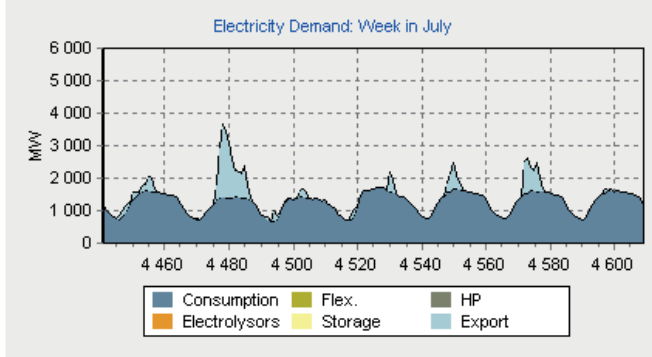


Fig. 8. Trend graph of electric car charging habits on specific week of July for "35-10-55" charging profile.

In summer, even greater differences are observed. If for home charging the peaks were slightly more pronounced in the evening hours, then for fast charging these peaks can be observed in the warm periods of the year at noon or never, as the demand is evened out throughout the day.

### ***Home "70-5-25" and fast "35-10-55" charging scenario comparison***

To compare the charging load variations of the two scenarios and their impact on the power grid, the load graphs for each season of the year are shown below. Each graph starts at 18:00 o'clock.

As can be seen in Figure 9., the type of curves of both scenarios is quite similar in the winter months. The home "70-5-25" charging scenario has larger peaks in the evening hours, but the overall peaks for both schedules are similar. The fast "35-10-55" charging scenario makes a bigger impact on the daytime hours.

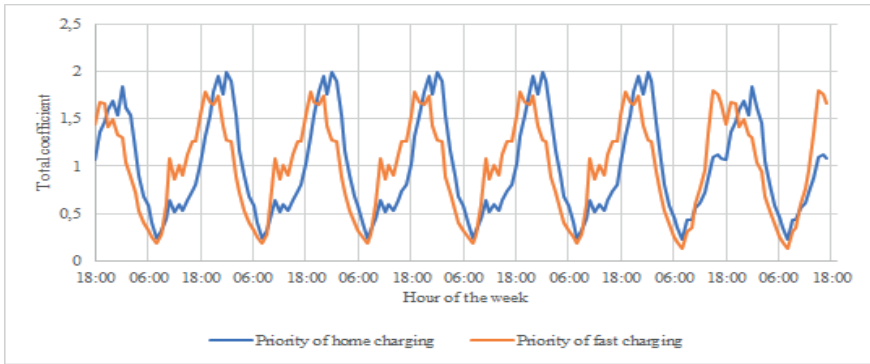


Fig. 9. Charging load profile comparison for both scenarios on a specific week of February

During the spring months (see Fig. 10.), the graph of the fast "35 -10-55" charging scenario curve is like the profile of the winter period, but for the home "70 -5-25" charging scenario, the peaks are much larger.

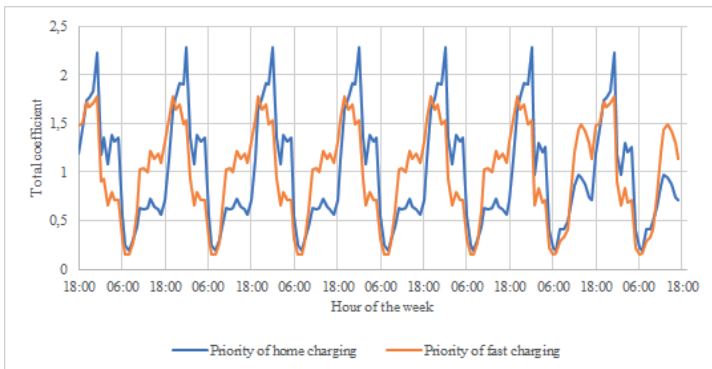


Fig. 10. Charging load profile comparison for both scenarios on a specific week of April

In the summer (see Fig. 11.), the same trend is still observed that the home "70 -5-25" charging scenario requires higher electrical capacities during the same evening hours. Furthermore, it is possible to observe that the peak is reached even in the morning hours for the fast charging "35-10-55" scenario.

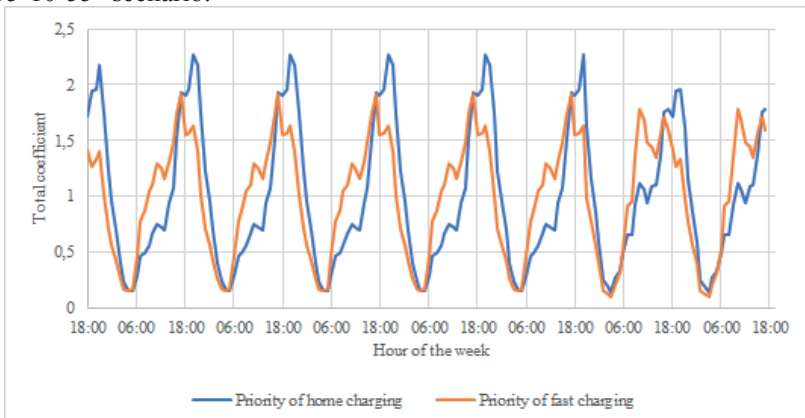


Fig. 11. Charging load profile comparison for both scenarios on a specific week of August



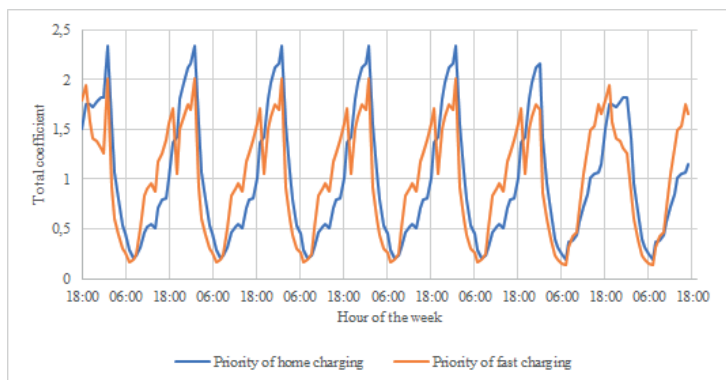


Fig. 12. Charging load profile comparison for both scenarios on a specific week of November

During fall (see Fig. 12.), it is possible to see that on a certain day, the peak of the fast charging "35-10-55" scenario will be greater than for the home "70-5-25" charging scenario. Judging by the information obtained from the EnergyPLAN software, then what is seen in the graphs will be confirmed. The energy demanded from the grid is a little higher in the summer periods, especially in July. It can be seen in table No. 3.

TABLE 3. AVERAGE ELECTRICITY DEMAND PER MONTH FOR SMART CHARGE SYSTEM.

Month	Priority in home charge, MW	Priority in fast charge, MW
January	308	307
February	308	307
March	308	307
April	308	307
May	307	307
June	308	308
July	310	312
August	307	307
September	308	307
October	308	307
November	307	307
December	308	307
<b>Annual maximum</b>	851	654

Although all values are similar, higher power peaks are observed for the home scenario. This can also be seen by the annual maximum power demand value. This value is almost 200 MW higher for a home charging scenario, which means that electricity production technologies capable of providing such power will be needed at a given hour. It is not possible to determine in the software at which hour such a peak is visible in the entire year time. Looking at the graphs above though, it might also be clear that there are likely to be multiple such peaks given the extensive range difference in power between the two scenarios.

### 3. RESULTS AND DISCUSSION

#### *Renewable energy supply for both charging profile demands*

To observe where electricity demand for electric cars is insufficient for the home and fast charging scenarios, specific energy production sources are further examined at work. On the trail, the largest renewable energy capacities were allocated to wind power, so their impact and barely effects with electric car charging loads are analyzed first.

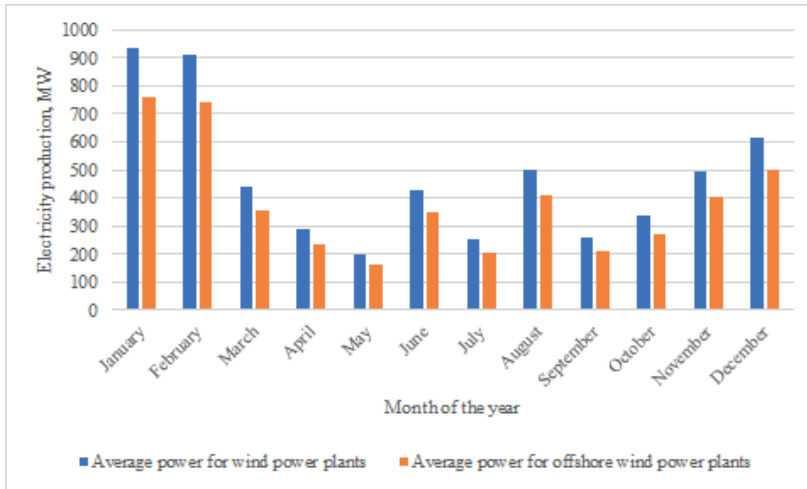


Fig. 13. Electricity energy production from wind energy sources in the year 2050.

As can be seen from Figure 13., the highest wind power capacity is directly observed during the winter months. For both onshore and offshore wind power plants. There are also the shortest days of sunshine in these months, so then it is unequivocally clear that the main source of electricity in the cold months of the year will be the wind. The sun could help offset electricity demand in this regard, which is attributable to the middle of the day, but as observed above, then during the winter months the biggest peak in electric load is seen in the evening hours.

As illustrated in Fig. 14., these wind capacities are difficult to predict in January and other winter months overall because they do not split evenly. Most often, export quantities are observed than import quantities, so wind energy is efficient in winter for car charging.

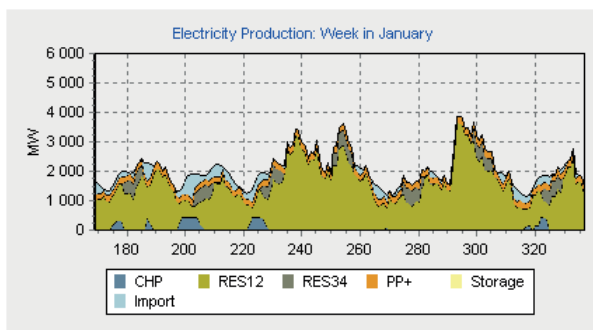


Fig. 14. Electricity production graph for wind on specific week of January. Explanation of abbreviations: CHP (biomass and biogas stations); RES12 (onshore and offshore wind power plants); RES34 (solar panels); PP+ (water dams).

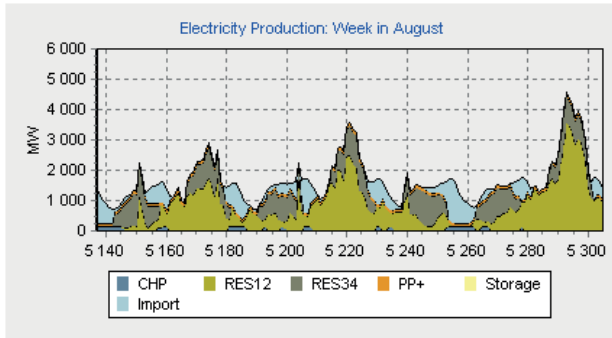


Fig. 15. Electricity production graph for wind on specific week of August.

When it comes to summer months, the wind strength, and the energy it gives are measured at lower values during these time periods. It is also possible to see in Fig. 15., that wind power stands out over specific periods of time and at times it is not even visible. During most summer weeks, wind energy power varies from 500 to 1500 MW, while during winter periods such maximum values are observed from 2000 to 3000 MW.

When it comes to the impact of wind power on electric car charging profiles, then in the home scenario the contribution of wind power plays a key role in the load on the power grid. On the path to the home charging profile, the biggest peaks stand out in the evening hours when there is no daylight, then the wind can produce electricity in those hours anyway. On the daytime, when fast charging profile is dominating, the needing for import electricity is much lower than home scenario demand, because of the solar power supply. During winter periods, wind electricity very often covered the demand for electric car charging consumed, thus it can be concluded that wind energy as a source of electricity is very efficient, especially during cold periods of the year.

The second most popular renewable energy source in electricity generation has been achieved through water dams. In 2050, these dams are still planned to operate, but their capacity levels are not predicted to be much higher. Small river hydroelectric power plants are also considered in calculating electricity produced. Their contribution to the overall grid is exceedingly small in terms of capacity and their future development is not expected to be significant either, as their costs are very costly, and their design is overly complex. In Figure 16., it is possible to see the quantities of electricity produced monthly from 2050, where water dams are used as an energy source.

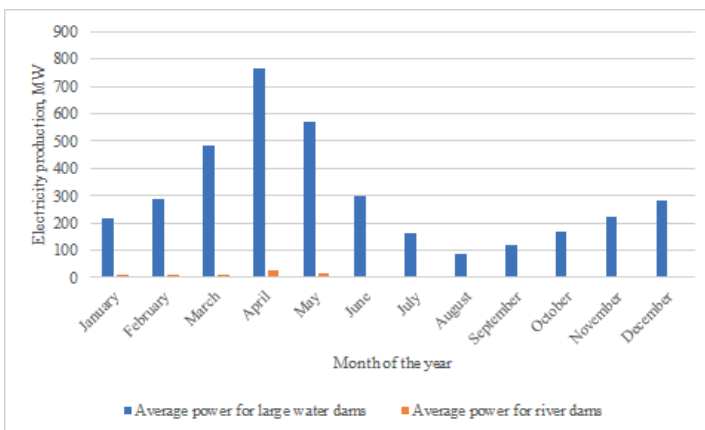


Fig. 16. Electricity energy production from water energy sources in the year 2050.

As can be seen from the table below, the highest volumes of electricity production can be seen in the spring months. This phenomenon could be explained by flood time when ice chunks of large rivers melt in Latvia and water levels in the rivers rise. In recent years, such phenomena have been observed frequently in the territory of Latvia, especially in the neighborhoods of Plavinas and Ogres towns, where the river Daugava is adjacent. To mitigate the risk of looking at cities, hydroelectric power plants are operated in higher working mode, which drain excess water from the water reservoir.

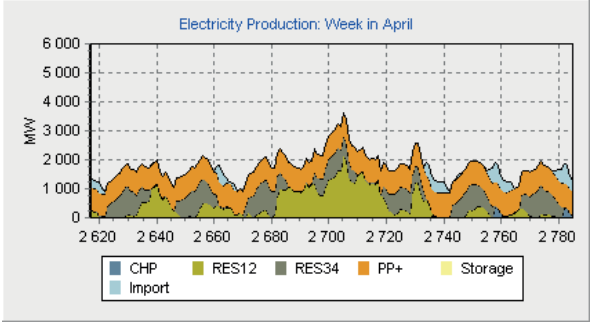


Fig. 17. Electricity production graph for water dams on specific week of April.

As can be seen in Figure 17., an exceptionally substantial proportion of the electricity produced is made up of water dams. Looking in the background at peaks where imported electricity is needed, the operation of water dams is not even enough during spring flood times to fully cover the electricity demand of the required electric vehicles. On the trail in the home charging scenario, the biggest peaks are observed in the evening hours, so daily imports are required in those evening hours. For fast charging scenario this type of graph though will be much better because that peaks are seen at a daytime. As the graph shows, other renewable sources' involvement also covers a large part of demand. If dams were to work alone, their supply on demand would be overly critical and the power grid would be heavily congested. As soon as any other generation technology is used to produce electricity, there is no need for imports, as shown in the beginning of Figure 17. This part covers the necessary demand for electricity among electric car users.

As can be seen in Figures 16. and 18., the amount of electricity produced in summers from dams is extremely low. Their impact on demand is minimal, and other energy sources are needed during these periods. In summers, air temperatures rise and water levels in rivers drop sharply. So that this level is not critically low, and to also not endanger the environment and animal ecosystem, these hydroelectric plants are run much less frequently, with lower capacity volumes.

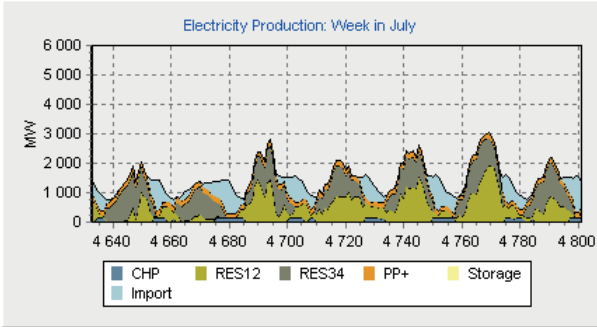


Fig. 18. Electricity production graph for water dams on specific week of July.

In winter and autumn, hydroelectric power plants' impact on the amount of electricity produced is also low relative to the spring months. It is higher than in summer, but production still cannot cover the demand for electric vehicles in the evening hours and not even in the daytime.

Overall, the amount of electricity produced per year from hydroelectric stables reaches less than 2.70 TWh/year, which corresponds to the required demand from electric vehicles per year (2.85 TWh/year). The production schedule for hydroelectric plants varies with schedules of charging profiles for electric cars, so their correlation is very minimal. At the annual turn of peak hour, the amount of electricity produced by hydroelectric power plants can only be covered by the involvement of other production technologies. And covering this peak hour is also exceedingly rare throughout the year. Hydroelectric power plants can clearly be used as a source of electricity generation, but they should not be relied on in the future because of their cost and complexity.

The last, largest renewable energy resource is possible with solar panels, harvesting the electricity generated by the sun. In this sense, the placement of the panels and their capacities can be affected by the required amounts of areas, so the capacities of these panels will be extremely limited in the future. However, the amount of their capacity in 2050 is planned to be much higher than it is today. In Figure 19. It is possible to see the volumes of the forecast amount of electricity to be obtained from solar energy sources.

As can be seen from the obtained data, it is completely logical that the largest amounts of solar energy are obtained in the summer months. During these periods, the daylight hours are the longest, making the use of solar energy very efficient.

As can be seen in Fig. 20., the overall contribution of the solar panel system to the energy system is very clearly visible. The amount of electricity produced during the day is convincingly able to cover the required amount of electricity demand from electric car users. If we talk about the evening hours, when the biggest peaks are observed for the home charge profile, then the need for imports starts here. In the evening hours, the sun's angle to the horizon is much smaller, so the radiation it emits is no longer as effective against the solar panels. During these hours, there is a need for other amounts of electricity produced by energy resources. During the summer periods, solar energy is effective during midday, especially for fast charge profile.

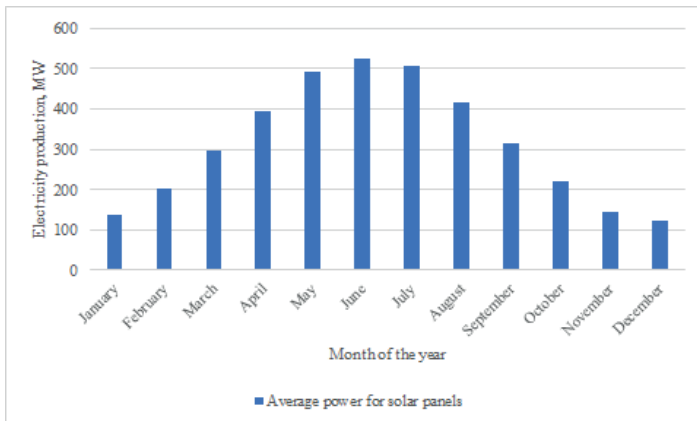


Fig. 19. Electricity energy production from solar energy sources in the year 2050.

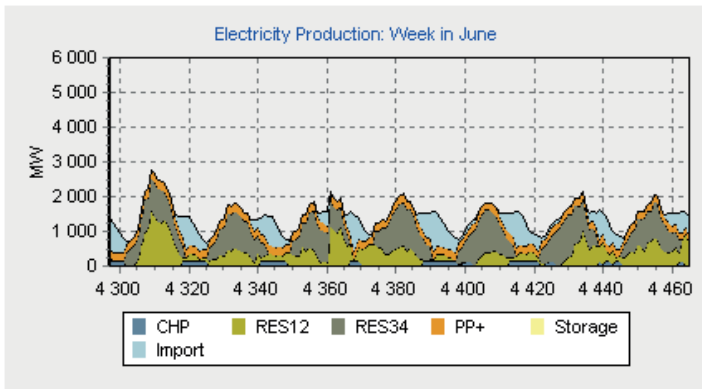


Fig. 20. Electricity production graph for solar panels on specific week of June.

In the winter months, when the days are short and the solar radiation is not even often emitted, significantly lower electricity production capacities are observed. As seen in Fig. 21., in January, it is possible to observe the contribution of solar energy to the power grid in short periods of time. It is unequivocally clear that solar energy cannot be used as the primary source of energy resources in winter because it will not be possible to cover the peak load generated by electric cars in the evening hours for home charging scenario. In this sense, it will be only giving some electricity supply for fast charging profile when some peaks are seen at midday. As mentioned above, during the winter months we rely on wind energy sources the most.

The most efficient use of solar energy will be in the summer period, but in the winter periods the solar energy produced can also give a minimal benefit to the energy grid system, which could be enough to cover the need for imports. In autumn and spring months, solar panel abilities are higher than in winter, but much lower than in summer. In general, the electricity generated by the sun is important for the electricity grid, but it is not possible to cover the peak loads generated by electric cars on home or fast charging scenarios. The biggest impact from solar energy can be seen for fast charging scenarios in summertime but the peaks are not always covered. During the cold periods of the year, there is simply no sun, while during the warm periods of the year, the angle of the sun is too low for the solar panels to generate enough generating power capacity.

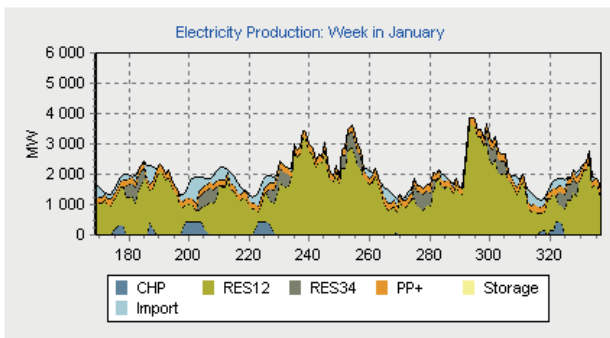


Fig. 21. Electricity production graph for solar panels on specific week of January.

## CONCLUSIONS

In the research, the impact of the load of electric car charging stations on the scenarios of priority in home (70-5-25) and fast (35-10-55) charging stations in 2050 was examined and created and only renewable energy resources were used for electricity production.

The impact on the power grid for both scenarios was biased towards peak hours in the evening stages. For the fast-charging scenario, the peak hours were also more pronounced in the middle of the day, thus the demand from electric car charging stations leveled off. In the home charging scenario, the peak hours occurred only in the evening hours.

The charging method used the smart charging system with the possibility of connecting cars to the V2G function. In this case, the home charging station scenario sets the higher electricity capacity demand. This phenomenon could be described by the fact that in the home charging scenario the evening peaks were much larger, and the daytime charging profile was more uneven. For fast charging stations, the profile was much more even during the day, with smaller peaks.

According to the seasons, higher electricity demand from electric car users is found in the warm months of the year, when residents travel more. In the amount of electricity produced, in each period of the year, one specific type of renewable energy resources stood out. For example, wind in winter, sun in summer and hydro in spring. Such gains in electricity generation helped to cover the demand for electricity from charging stations stably over most periods of time. The biggest problems with the load on the electrical network are seen in the evening hours, when there is no strong wind outside and the sun has already set. Peak hours for electric car charging were often reached in the evening, thus creating the need to import electricity, which cannot be covered by renewable energy sources.

## REFERENCES

- [1] M. A. Tamor and E. B. Stechel, "Electrification of transportation means a lot more than a lot more electric vehicles," *iScience*, vol. 25, no. 6, p. 104376, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.ISCI.2022.104376.
- [2] Q. Hu, H. Li, and S. Bu, "The Prediction of Electric Vehicles Load Profiles Considering Stochastic Charging and Discharging Behavior and Their Impact Assessment on a Real UK Distribution Network," *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 6458–6465, Feb. 2019, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2019.01.134.
- [3] M. Yuan, J. Z. Thellufsen, H. Lund, and Y. Liang, "The electrification of transportation in energy transition," *Energy*, vol. 236, p. 121564, Dec. 2021, doi: 10.1016/J.ENERGY.2021.121564.
- [4] A. Sadri, M. M. Ardehali, and K. Amirnekoeei, "General procedure for long-term energy-environmental planning for transportation sector of developing countries with limited data based on LEAP (long-range energy alternative planning) and EnergyPLAN," *Energy*, vol. 77, pp. 831–843, Dec. 2014, doi: 10.1016/J.ENERGY.2014.09.067.
- [5] L. Udrene and G. Bazbauers, "Role of Vehicle-to-grid Systems for Electric Load Shifting and Integration of Intermittent Sources in Latvian Power System," *Energy Procedia*, vol. 72, pp. 156–162, Jun. 2015, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2015.06.022.
- [6] "Reģistrēto transportlīdzekļu skaits | Transportlīdzekļi | Statistika | CSDD." <https://www.csdd.lv/transportlidzekli/registreto-transportlidzeklu-skait> (accessed Jan. 25, 2023).
- [7] "CSDD: tehniskajā apskatē pērn vidēji 13 auto dienā atteica bremzes | Jaunumi," 2016. <https://www.csdd.lv/jaunumi/csdd-tehniskaja-apskate-pern-videji-13-auto-diena-atteica-bremzes> (accessed Dec. 30, 2022).
- [8] "Energy consumption of full electric vehicles cheatsheet - EV Database." <https://ev-database.org/cheatsheet/energy-consumption-electric-car> (accessed Feb. 07, 2023).
- [9] V. Šit'āš, T. Vysloužil, L. Raková, and T. Hruška, "The Power Load Model for Electric Vehicle Charging Modelling and its Utilisation for Voltage Level Studies and Cables Ampacity in Distribution Grid," *Manufacturing Technology*, vol. 21, no. 1, pp. 132–140, 2021, doi: 10.21062/MFT.2021.015.

- [10] F. M. Andersen, H. K. Jacobsen, and P. A. Gunkel, "Hourly charging profiles for electric vehicles and their effect on the aggregated consumption profile in Denmark," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 130, Sep. 2021, doi: 10.1016/J.IJEPES.2021.106900.
- [11] "Uzlādes staciju tīkls e-mobi," 2021. <http://www.e-transport.org/index.php/arhivs/e-mobi-uzlades-tikls> (accessed Dec. 30, 2022).
- [12] "Latvijā atvērusies Ionomy uzlādes stacija – Uzlādēts." <https://uzladets.lv/latvija-atverusies-ionity-uzlades-stacija/> (accessed Mar. 19, 2023).
- [13] "Medijiem | VIRŠI." <https://www.virsi.lv/lv/par-mums/medijiem/AS-Virsi-A-attistis-elektrouzlades-tiklu-20-stacijas-visa-Latvija> (accessed Mar. 19, 2023).
- [14] "IKEA atklāj bezmaksas uzlādes vietas elektroautomobiļiem | Kursors.lv." <https://kursors.lv/2019/09/05/ikea-atklaj-bezmaksas-uzlades-vietas-elektroautomobiliem/> (accessed Mar. 19, 2023).
- [15] "Volkswagen We Charge serviss – vai tiešām šajā dzīvē ir arī kaut kas lētāks? | Kursors.lv." <https://kursors.lv/2022/11/29/volkswagen-we-charge-serviss-vai-tiesam-saja-dzive-ir-ari-kaut-kas-letaks/> (accessed Mar. 19, 2023).
- [16] "Elektrum." <https://elektrumveikals.lv/lv/uznemumam/elektroauto-uzlade/elektrum-uzlades-stacijas> (accessed Mar. 19, 2023).
- [17] "PAR 2021. GADA 4.CETURKSNĪ REĢISTRĒTAJIEM ELEKTROTRANSPORTLĪDZEKĻIEM." <http://www.e-transport.org/index.php/statistika/33-elektro-transportlidzekli/333-par-2021-gada-4-ceturksni-registretajiem-elektrotransportlidzekliem> (accessed Feb. 07, 2023).





Each **author** of the paper should provide a short (500–800 characters) biography at the end of the paper. Author biographies are generally divided into three paragraphs.

The first paragraph should contain information about the author’s educational background, scientific degrees and the years they have been earned. When listing degrees earned, the biography should state “[S]he received the Ph.D. degree from ...” (not “[S]he received [her] his Ph.D. degree from ...”). Use lower case for the author’s major field of study.

The second paragraph should list work experience. Job titles are capitalized. Information concerning previous publications may be included (not more than three). The format of list is similar to that of references. Current and previous research interests end this part.

The third paragraph lists memberships in professional societies and awards.

[ORCID](#) are placed at the end of the biography (optional).

The author is asked to provide his/her photo. The photograph (3 cm × 4 cm) is placed at the top left of the biography.

# Use of synthetic fuels, derived from green hydrogen and CO<sub>2</sub> in heavy-duty and long-range transport: the case of Latvia.

Gunars VALDMANIS<sup>1\*</sup>, Maikls DROBINS<sup>1</sup>, Gatis BAZBAUERS<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Azenes street 12/1, LV-1048, Latvia

**Abstract** – Decarbonization of the transport sector may be more challenging than it is for the power supply and heating sectors. Green hydrogen, i.e., produced from renewable energy sources, combined with CO<sub>2</sub> captured from flue gases or air can be used to produce synthetic fuels, e.g., dimethyl ether (DME), ammonia, and jet fuel. These synthetic fuels can be used in heavy-duty and long-range transport, i.e., trucks, ships, and airplanes. The research question of this study was: how much green hydrogen and CO<sub>2</sub> is needed to replace fossil fuel in the mentioned transport sectors with synthetic fuels? And how much of the power demand for production of the synthetic fuels can be supplied from renewables, i.e., wind and solar power, considering the installed capacities of these technologies, and the excess power that can be used for the hydrolysis process. The case of Latvia for the year 2050 was used for the simulation of scenarios with various mixes of renewable power production. The simulation is done on an hourly basis for the whole year, using EnergyPLAN software as the modeling tool. Results show the total hydrogen and CO<sub>2</sub> demand, the total power demand for hydrolysis of green hydrogen, and the share of the demand which can be covered by renewable power technologies. The results also include the costs of synthetic fuel supply for the considered transport sector. The results were obtained for scenarios of different combinations of installed capacities of wind power plants and solar PVs.

**Keywords** – EnergyPLAN; electrofuels; hydrolysis, mobility; renewable energy; synthetic fuels; solar PV; transport; wind power

## Nomenclature

$\Phi(E, T)$	Temperature dependent activation energy	kJ/mol
$\alpha$	Degree of conversion	–
$A$	Frequency factor	min <sup>-1</sup>
$A_i$	Frequency factor for $i$ th order	min <sup>-1</sup>
$AC$		Ash content

## 1. INTRODUCTION

The transport sector, along with the energy supply sector, is one of the largest sources of greenhouse gases, accounting for approximately one-third of all emissions created by the national economy in Latvia [1]. For this reason, reducing carbon emissions in the transport sector, where the use of renewable energy is generally lower than in the energy sector, is considered a high priority for achieving climate goals [2]. Due to the rapid development of technologies in the energy sector, there is a reason to expect an increasing production of renewable electricity in the coming decades. That creates challenges and opportunities for

---

\* Corresponding author.

E-mail address: gunars.valdmanis@rtu.lv

energy storage or transformation into other energy carriers, such as hydrogen and synthetic fuels (electro-fuels) which can be used in the transport sector, reducing the need for fossil fuels and ensuring a flexible power demand [3]. Synthetic fuels and ammonia could be an alternative to fossil fuels in heavy-duty and long-haul transport sectors, such as trucks, aviation, and ships.

Synthetic fuels are liquid or gaseous fuels that have the same properties as fossil fuels but are obtained artificially using renewable resources. The fuel, i.e., methanol, dimethyl ether (DME), ammonia, and e-kerosene can be used in the same way as fossil fuels both in jet engines of aircraft and internal combustion engines of motor vehicles and ships by replacing traditional jet fuel, gasoline, and diesel. (Fig. 1).

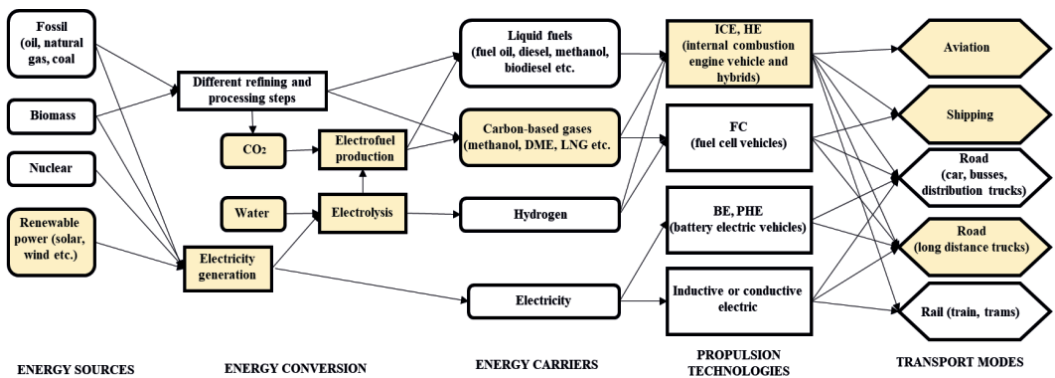


Figure 1. Synthetic fuel production scheme with yellow elements indicating the focus of this study [4]

Production of synthetic fuels from hydrogen and CO<sub>2</sub> (Fig. 1) will require investments in infrastructure and may significantly increase electricity consumption. Therefore, modeling of technical feasibility for such a heavy-duty and air transport sector de-carbonization pathway is necessary for climate policy decisions. Several modeling tools are successfully used in the research of the energy industry for prediction of the impact of various consumption sectors and generation sources on the operation of the energy system both on an hourly basis as well as for longer periods, e.g., on a monthly or annual basis [5] [6]. Due to the intermittent character of wind and solar power which can be used for hydrogen and synthetic fuel production, the modeling should be done on an hourly basis. Previous research dedicated to adaption of synthetic fuels and hydrogen suggest, that climate impacts of e-fuels can vary, depending on the source of electricity, CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>, and their production technologies, and e-fuels have smaller climate impacts than fossil fuels only if produced with a clean electricity source [7]. In line with findings from previous research, a clean electricity for H<sub>2</sub> production and the use of non-fossil CO<sub>2</sub> are key determinants of the climate benefits of e-fuels, [7] and thus earlier findings imply that to evaluate the feasibility of e-fuel production industry, a thorough modelling and assessment of power system overall balance and both-short term and long sufficiency evaluation is needed.

The goal of this study is to assess the technical feasibility of decarbonization of Latvia's heavy-duty and long-haul transport sector (trucks, ships, and air transport) with synthetic fuels derived from green hydrogen and CO<sub>2</sub>, where the main electricity production sources are wind and solar power. Namely, the aim is to determine how much green hydrogen and CO<sub>2</sub> are needed to replace fossil fuels in the mentioned transport sectors with synthetic fuels.

The study also aims to assess how much of the power demand for production of the synthetic fuels can be supplied from renewables, i.e., wind and solar power, considering the installed capacities of these technologies, and the excess power that can be used for the hydrolysis process. The results of the study can be used to assess necessary political and technical measures and their probable costs for successful de-carbonization of the heavy-duty long-haul transport sector, including the transformation of the energy sector. The study allows for assessing the sufficiency of existing power transmission and distribution grids for the needs of renewable electricity production, as well as potential technological challenges related to the control and balancing of the energy system and suggestions to tackle them.

## 2. METHODS

The study used the method of modeling Latvia's energy system using the "EnergyPlan" tool [1]. Based on the concept of a smart energy system, the "EnergyPlan" tool is widely used for modeling future energy scenarios[8]–[10] It is a deterministic input-output model which allows analysis of complex energy systems on an hourly basis for a whole year. Thus, the tool allows for determining how much of the excess power production from wind and solar technologies can be used for hydrogen production. Modeling of future scenarios, i.e., for the year 2050, determined the required wind turbine capacities to meet the power demand to produce hydrogen, and further, synthetic fuels that cover the demand of heavy-duty trucks, ships, and air vehicles. A model of the existing system based on Latvia's energy balance for 2021 was constructed and validated. Then, this model was used for creating three future scenarios.

### **Scenario 1 – "Most likely"**

The "most likely" scenario is based on the future forecasts regarding electricity demand and production capacities from renewable energy sources made by operator of the Latvian power transmission grid AST [9]. The forecasts extend to the year 2032, and the data were extrapolated to the year 2050 by assuming the same tendency of increase. It is predicted that in 2050 the total power production capacity will be 7085 MW, of which 1297 MW will be solar PVs, 2070 MW - on-shore wind power plants (WPP), and 1685 MW - offshore WPP. The annual electricity demand, which excludes the consumption of hydrolysis equipment is 9.9 TWh. Synthetic fuel storage with the capacity to cover 10% of the annual demand for synthetic fuel production is included. In this scenario, the capacity of WPP and solar PVs may be insufficient to supply power for the production of synthetic fuels for the complete de-carbonization of transport. Import of electricity may be needed in this scenario.

### **Scenario 2 – "Maximum offshore wind power"**

Based on the results of scenario 1, scenario 2 was created by assuming a system that can provide enough electricity to produce synthetic fuels for the entire heavy-duty transport sector from WPP and solar PVs. The capacity of offshore wind farms was increased to the extent that net power import is zero. No other changes were made.

### **Scenario 3 – "Maximum synthetic fuel storage"**

This scenario is also based on the results of scenario 1. In this scenario, synthetic fuel storage, instead of WPP capacity, was added to the energy system. The storage increases the share of electricity produced by WPP and solar PVs diverted to synthetic fuel production during surplus power production. Storage of synthetic fuel instead of hydrogen is technically much easier and less costly. It was impossible in EnergyPLAN to create a scenario where the produced hydrogen would be immediately converted into synthetic fuels with the aim of storing it. Nor does it provide data on the required volume for such electric fuel storage. Therefore, the hydrogen storage option was used to understand how much TWh of hydrogen

we should be able to store to maximize the use of renewable electricity, and then recalculate the equivalent amount of DME fuel.

### Synthetic fuel demand

In 2019, nearly 830 thousand land vehicles were registered in Latvia, of which circa 12% were heavy-duty trucks [11]. Although the number of vehicles increases every year, the total share of heavy-duty trucks remains at about 12%. To predict the future number of heavy-duty trucks, statistics from 2010 to 2019 were used [11] and future predictions were made with a linear trend (see Table 1).

TABLE 1. – NUMBER OF HEAVY-DUTY AND LONG-RANGE VEHICLES IN THE YEARS 2010 AND 2019 WITH FORECAST FOR THE YEAR 2050 [11]

Year	Number of vehicles			Relative change between 2019 and 2050
	2010	2021	2050	
Heavy-duty road vehicles	76 600	100 943	163 414	+62%
Airplanes	4 667	7 557	16 402	+117%
Ships	59 122	59 500	40 487	-32%

The data on maritime and air vehicle fuel consumption were obtained from the energy balance [12]. But the fuel consumption of heavy-duty trucks is not separated from land passenger transport vehicles in the energy balance therefore additional calculations were made. Sources [13], [14] were used to find out the number of passenger vehicles, the average annual mileage of one vehicle in kilometers, and the average fuel consumption per 100 km of passenger and heavy-duty vehicles separately. Using these data in Eq. (1) and Eq. (2), the total energy consumption of heavy-duty road vehicles and forecast for 2050 were calculated.

$$E_f = E - E_p, \quad (1)$$

where

- $E$  total annual energy consumption of all road vehicles, TWh;
- $E_p$  total annual energy consumption of all road passenger vehicles, TWh;
- $E_f$  total annual energy consumption of all land freight vehicles, TWh.

$$E_f = E - (k \cdot N_p \cdot S_{avg,p} \cdot D_{avg,p}), \quad (2)$$

where,

- $k$  lower heating value of diesel fuel = 10,564 kWh/l;
- $N_p$  number of road passenger vehicles;
- $S_{avg,p}$  average mileage of one road passenger vehicle per year, km/year;
- $D_{avg,p}$  average diesel fuel consumption of one road passenger vehicle, l/km.

TABLE 2. – FUEL CONSUMPTION OF HEAVY-DUTY AND LONG-RANGE VEHICLES IN THE YEAR 2010 AND 2019 WITH FORECAST FOR THE YEAR 2050. [11], [13], [14]

Fuel consumption, TWh/year
----------------------------

Year	2010	2021	2050	Change between 2019 and 2050
Heavy-duty road vehicles	2,00	2,58	4,18	+62%
Airplanes	1,37	1,84	3,99	+117%
Ships	0,06	0,04	0,03	-32%
TOTAL	3,43	4,45	8,20	+84%

### Electricity production and consumption

Using the forecasts of the operator of the Latvian power transmission grid [15], a projection of power consumption, power plant capacities, and cross-border transmission grid capacities for the year 2050 was done (see Table 3).

TABLE 3. – ELECTRICITY SYSTEM CONSUMPTION AND PEAK LOAD PRESENT VALUES AND FORECAST CALCULATIONS

Year	2021	2022	2032	2050
Power consumption, TWh <sub>e</sub>	7,382	7,511	8,306	9,935
Maximum power load, MW <sub>e</sub>	1251	1273	1465	1882
Available cross-border transmission capacities, MW <sub>e</sub>	2460	2460	3060	3060
Natural gas combined heat and power plant (CHP) capacities, MW <sub>e</sub>	1163	1163	16	0
Biomass/Biogas combined heat and power plant (CHP) capacities, MW <sub>e</sub>	163	163	346	414
Dammed Hydro power plant (HPP) capacities, MW <sub>e</sub>	1558	1558	1588	1588
Renewable energy source plants (wind, solar PVs, small HPP) capacities, MW <sub>e</sub>	360	429	2146	5082

At present, natural gas-fired CHPs produce nearly 3 TWh<sub>t</sub> of district heat per year (see Table 4), and as these CHPs will be phased out (see Table 3) that heat will be produced by heat pumps. It was assumed that these heat pumps will have a COP of 4, and then 0.65 TWh of electricity that will be used by the heat pumps will come from renewable power sources. The electricity demand of the heat pumps is included in the total power consumption in the year 2050 (see Table 3). It is assumed that the total district heating production will remain constant (see Table 4).

TABLE 4. – DISTRICT HEATING HEAT PRODUCTION PRESENT VALUES AND FORECAST CALCULATIONS.

Year	Heat production, TWh <sub>t</sub>	
	2021	2050
Natural gas CHP	2,925	0
Biogas/biomass CHP	2,767	3,210
Industrial heat pumps	0	2,480

TOTAL	5,69	5,69
-------	------	------

### Storage

To fully decarbonize the heavy-duty and long-range vehicle sectors, it is necessary to replace 8,2 TWh of fossil fuels with synthetic fuels (see Table 2).

But in order to be able to produce this volume of synthetic fuels at times when there is a surplus of renewable electricity, and not at times when the transport sector requires it, it is necessary to create fuel storage tanks. Needed storage tank volume is based on synthetic fuel characteristic data from Table 5.

TABLE 5. – SYNTHETIC FUEL CHARACTERISTICS BASED ON TYPE OF FUEL [16]–[18]

Type of synthetic fuel	DME	E-kerosine	Ammonia
Freight transport type	Heavy duty road vehicles	airplanes	Ships
Required H2 to produce 1TWh of synthetic fuel, TWh	1,44	1,15	1,15
Required CO2 to produce 1TWh of synthetic fuel, Mt	0,33	0,26	-
Required N2 to produce 1TWh of synthetic fuel, Mt	-	-	0,16
Electrolysis efficiency	0,8	0,8	0,8
Synthetic fuel synthesis efficiency	0,8	1	1
Fuel Density, kg/m3	670	775	603
Energy of 1kg synthetic fuel, kWh	7,89	11,89	5,22
Required storage space to store 1TWh of synthetic fuel, m3	188 847	108 494	318 008

Next, calculations are made to understand how much synthetic fuel storage would be required.

For example, if we know that the density of DME is 670 kg/ m<sup>3</sup> [11], then using Eq (3) we calculate that 1 kg of DME is equal to 0.00149 m<sup>3</sup>. We also perform these calculations for other synthetic fuels.

$$V = \frac{m}{\rho}, \quad (3)$$

where,

$V$  volume, m<sup>3</sup>;

$m$  mass, kg;

$\rho$  density, kg/m<sup>3</sup>.

Also, using data from Table 2 and Table 5 we can calculate how much hydrogen totally is needed for synthetic fuel production and validate these data using the EnergyPLAN model. Total 10.64 TWh of hydrogen is needed to produce 8.2 TWh of synthetic fuels – 6,02 TWh for DME, 4,59 TWh for e-kerosene and 0,03 TWh for ammonia.

Storage of synthetic fuels is similar to storage of liquid petroleum gas (LPG) and storage tank prices are considered to be the same. Stainless steel or carbon steel is used as materia [19] I.

In a Canadian study[20] the size of one bullet tank is about 230 m<sup>3</sup>, which costs 715.5 thousand euros. To store the amount we need 1231,5 thousand m<sup>3</sup> would require 5 355 tanks, which would cost a total of 3.83 billion euros.

If an insulated low-pressure bulk tank is used, which can store up to 7000 m<sup>3</sup> of DME and whose price is 18.57 million euros, 176 such tanks would be needed, which would cost 3.27 billion euros. [21]

### 3. RESULTS AND DISCUSSION

#### Scenario 1 – “Most likely”

To produce 8.2 TWh of synthetic fuel 14.02 TWh<sub>e</sub> of power is needed for electrolysis. That would require the net import of electricity in the amount of 8.835 TWh<sub>e</sub> annually. In Figure 2, it can be seen that more in the week of March the imported electricity is more than exported and only several hours in this week, electricity supply meets demand, although it is known that March is a very good month for electricity production, because the wind is quite strong and there is a large amount of water in the rivers to be released through hydroelectric plants. If we consider the electricity import prices in 2021 (~80 EUR/MWh<sub>e</sub>), then the import costs will be around 707 MEUR/year. For comparison, the electricity net import in Latvia was 1.77 TWh<sub>e</sub> in 2021.

Therefore, a second variation for this scenario was created, in which it was assessed what is the amount of synthetic fuel that can be produced if the net import of electricity remains at the same level as in 2021, i.e., 1.65 TWh<sub>e</sub> per year. Results show that 3.6 TWh or 44% of the required volume of synthetic fuels can be produced, and that would require 6.19 TWh<sub>e</sub> of power for electrolysis. The remaining 4.6 TWh of fuel energy in the heavy-duty transport sector would be provided with fossil fuels, which would be the same as in 2021, creating the same CO<sub>2</sub> emissions as was in 2021. This leads to the conclusion that the growth of renewable power is outweighed by the growth of fuel consumption in heavy-duty transport in this scenario. This prevents the annual emission rate of CO<sub>2</sub> from increasing, but it does not help to reduce it.

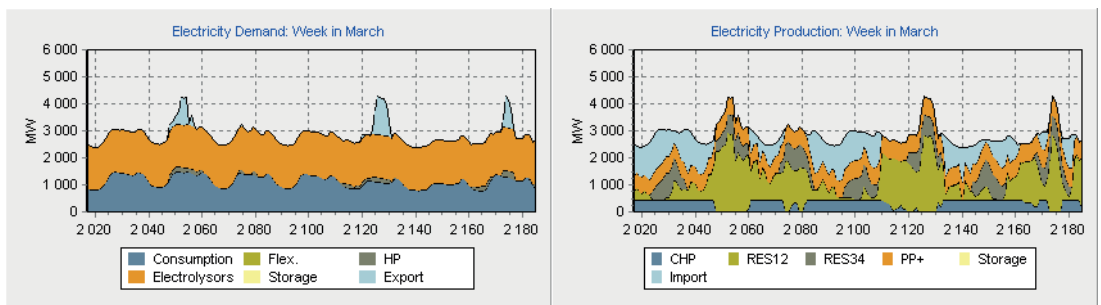


Figure 2. Electricity balance graphic for scenario 1 in EnergyPLAN,

where,

- HP electricity demand for heat pumps;
- CHP biomass and biogas combined heat and power plants;
- RES12 produced electricity by renewable wind energy;
- RES34 produced electricity by renewable solar energy;
- PP+ produced electricity by Dammed hydro power plants.



### Scenario 2 – “Maximum offshore wind power”

To reduce the level of CO<sub>2</sub>, it is necessary to increase the production capacity of renewable energy resources, so that the system can produce an additional 8.835 TWh<sub>e</sub> for electrolysis, for 8.2 TWh of synthetic fuel production. By varying the capacity of offshore WPP, it was found that the capacity should be increased by 4765 MW<sub>e</sub>. Under such a scenario, net electricity import would be zero. (Figure 3.) However, relatively large export/import amounts of power remain – approximately 5,72 both ways. That may not be economically beneficial since the import price often could be higher than the export price. The volume of hydrogen storage tanks is too small, and the model uses electricity for electrolysis only as much as is necessary for the current transport demand, immediately converting the produced hydrogen into synthetic fuel and consuming it for transport needs. If the hydrogen storage tank and electrolysis capacity were increased, all export power would be diverted to hydrogen production, creating net zero import. However, storing hydrogen in large quantities is complicated and costly, and these costs could exceed the power import/export price difference.

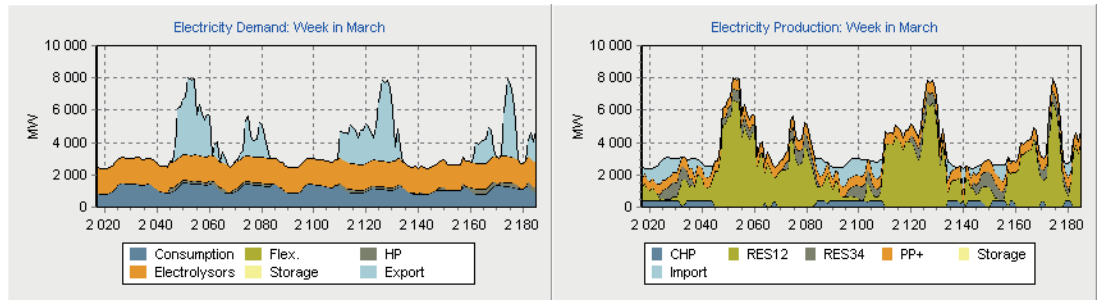


Figure 3. Electricity balance graphic for scenario 2 in EnergyPLAN

### Scenario 3– “Synthetic fuel storage”

If we take the electricity production capacities of scenario 1 as a basis, then it would be necessary to be able to store 10,64 TWh of hydrogen, because it would be equal to 8,2 TWh electrofuels. Using data from Table 5 - to store 4.18TWh DME requires storage with a volume of 789 thousand m<sup>3</sup>, to store 3,99TWh e-kerosene - 433 thousand m<sup>3</sup>, and for ammonia – 9,5 thousand m<sup>3</sup>. In such a scenario, import and export would be equal - 0.73 TWh<sub>e</sub>/year. It was not possible to achieve zero import and zero export in the modeling tool, however, 0.73 TWh<sub>e</sub> is a good indicator when comparing previous scenarios and the situation in 2021. As more, added storages in EnergyPLAN reduced electricity consumption for electrolysis from 14.02 TWh<sub>e</sub> to 3.89 TWh<sub>e</sub> per year. Electrolyzers are operated only at times when excess electricity is generated, which can be seen in Figure 4. and which was one of the main conditions in the production of synthetic fuels.

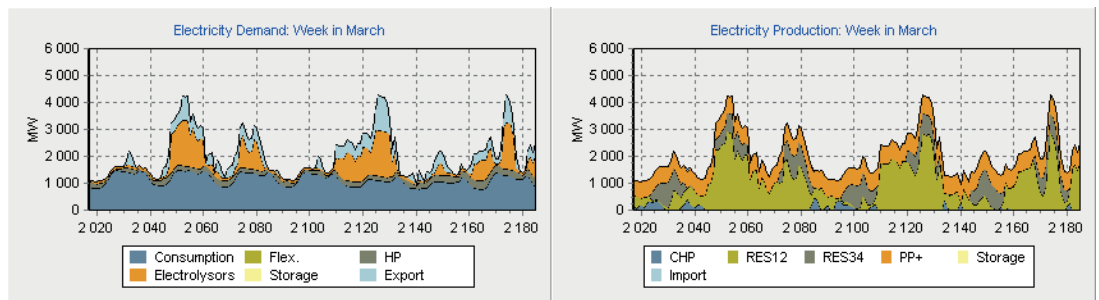


Figure 3. Electricity balance graphic for scenario 3 in EnergyPLAN

## 4. CONCLUSION

It can be concluded that it is possible to decarbonize the heavy transport sector by 2050 by using instantaneous surpluses of renewable electricity to produce synthetic fuels and store them in large volumes. However, this study does not take into account the future energy consumption of passenger transport. If it is assumed that passenger transport will be decarbonized using electric motors, which also require renewable electricity, then it is assumed that additional renewable electricity capacity would have to be installed than is currently planned.

Such outcome implies that the forecasted development of new renewable energy sources is not sufficient to cover the foreseeable increase of electricity demand needed for successful development of e-fuel production to fully replace fossil fuels in heavy transport sector. The obtained results also indicate that the projected peak demand and production of electricity, most likely, significantly exceeds the capacity of the existing transmission and distribution networks, and thus substantiates the need to carry out further research to assess the costs of transport decarbonization strategy with the help of e-fuels in relation with the expansion and adaption of existing power networks.

- [1] Vides aizsardzības un reģionālās attīstības ministrija, “Transports.” [https://www.varam.gov.lv/sites/varam/files/content/files/18\\_oma.pdf](https://www.varam.gov.lv/sites/varam/files/content/files/18_oma.pdf) (accessed Apr. 03, 2023).
- [2] European Commission, “Use of renewable energy for transport in Europe.” <https://www.eea.europa.eu/ims/use-of-renewable-energy-for> (accessed Apr. 03, 2023).
- [3] M. Yugo and A. Soler, “A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030-2050) (literature review),” *Concawe Review*, vol. 28, no. 1, 2019.
- [4] S. Brynolf, M. Taljegard, M. Grahn, and J. Hansson, “Electrofuels for the transport sector: A review of production costs,” 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.288.
- [5] J. Sousa, J. Lagarto, E. Carvalho, and A. Martins, “SWHORD simulator: A platform to evaluate energy transition targets in future energy systems with increasing renewable generation, electric vehicles, storage technologies, and hydrogen systems,” *Energy*, vol. 271, May 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.126977.
- [6] H. Lund and W. Kempton, “Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G,” *Energy Policy*, vol. 36, no. 9, pp. 3578–3587, Sep. 2008, doi: 10.1016/J.ENPOL.2008.06.007.
- [7] F. Ueckerdt, C. Bauer, A. Dirnaichner, J. Everall, R. Sacchi, and G. Luderer, “Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation,” *Nat Clim Chang*, vol. 11, no. 5, pp. 384–393, May 2021, doi: 10.1038/S41558-021-01032-7.
- [8] M. S. Kany *et al.*, “Energy efficient decarbonisation strategy for the Danish transport sector by 2045,” *Smart Energy*, vol. 5, p. 100063, Feb. 2022, doi: 10.1016/J.SEGY.2022.100063.
- [9] O. Bamisile *et al.*, “A 2030 and 2050 feasible/sustainable decarbonization perusal for China’s Sichuan Province: A deep carbon neutrality analysis and EnergyPLAN,” *Energy Convers Manag*, vol. 261, p. 115605, Jun. 2022, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2022.115605.
- [10] L. Malka, I. Konomi, P. Bartocci, and E. Rrapaj, “An Integrated Approach toward a sustainable transport sector using EnergyPLAN model: case of Albania”.
- [11] “Statistics | Eurostat.” <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/explore/all/transp?lang=en&display=list&sort=cate> gory (accessed Jan. 23, 2023).

- [12] “Latvijas energobilance 2021. gadā | Oficiālās statistikas portāls.” <https://stat.gov.lv/lv/statistikas-temas/noz/energetika/publikacijas-un-infografikas/11015-latvijas-energebilance-2021> (accessed Feb. 04, 2023).
- [13] “Rokasgrāmatas par vidējo degvielas patēriņu un CO2 izplūdi | Vidējais degvielas patēriņš | Transportlīdzeklis.” <https://www.csdd.lv/videjais-degvielas-paterins/rokasgramatas-par-videjo-degvielas-paterinu-un-co2-izpludi> (accessed Feb. 18, 2023).
- [14] “Comparison of fuel consumption and emissions for representative heavy-duty vehicles in Europe - International Council on Clean Transportation.” <https://theicct.org/publication/comparison-of-fuel-consumption-and-emissions-for-representative-heavy-duty-vehicles-in-europe/> (accessed Feb. 18, 2023).
- [15] “PĀRVADES SISTĒMAS OPERATORA IKGADĒJAIS NOVĒRTĒJUMA ZIŅOJUMS”.
- [16] O. / Ch and C. Ch, “European Biofuels Biofuel Fact Sheet Dimethyl ether (DME) Comparison of Fuel Properties,” 2011, Accessed: Mar. 19, 2023. [Online]. Available: [www.biofuelstp.eu](http://www.biofuelstp.eu).
- [17] P. Dimitriou and R. Javaid, “A review of ammonia as a compression ignition engine fuel,” 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.209.
- [18] Y. Deng, K.-K. Cao, and Patrick, “Graphical Abstract E-kerosene production in carbon-neutral power systems-a solution for sustainable aviation in Brazil?”.
- [19] T. A. Semelsberger, R. L. Borup, and H. L. Greene, “Dimethyl ether (DME) as an alternative fuel,” *J Power Sources*, vol. 156, pp. 497–511, 2006, doi: 10.1016/j.jpowsour.2005.05.082.
- [20] A. McFarlan, “Techno-economic assessment of pathways for electricity generation in northern remote communities in Canada using methanol and dimethyl ether to replace diesel,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 863–876, Jul. 2018, doi: 10.1016/J.RSER.2018.03.076.
- [21] “Corban Energy Group – Solutions for All Your LNG Storage & Transport Needs.” <https://www.corbanenergygroup.com/> (accessed Mar. 12, 2023).

# CO<sub>2</sub>-to-Fuel – Business and Institutional Aspects of Implementation Dynamics

Gunars VALDMANIS<sup>1</sup>, Gatis BAZBAUERS<sup>2\*</sup>, Martins BATAITIS<sup>3</sup>, Girts BOHVALOVŠ<sup>4</sup>,  
Janis LILO<sup>5</sup>, Andra BLUMBERGA<sup>6</sup>, Dagnija BLUMBERGA<sup>7</sup>

<sup>1–7</sup>*Riga Technical University, Institute of Energy Systems and Environment, Āzenes street 12-K1, Riga, LV-1048, Latvia*

**Abstract** – Valorization of CO<sub>2</sub> captured from industrial processes is an important task for reaching climate and energy targets. The presented study addresses the use of CO<sub>2</sub> for the production of ethanol, which can be used as a transport fuel. Hydrogen, produced by renewable energy technologies, is combined with CO<sub>2</sub> to produce the synthetic fuel, thus making this approach attractive from a climate perspective. Aim of the study was to simulate the dynamics of the development of CO<sub>2</sub>-to-fuel solution, taking Latvia as the case. System dynamics modelling was used as the method for analysis. The model reflects several important feedbacks, such as relation between the captured CO<sub>2</sub> emissions and the share of avoided CO<sub>2</sub> emissions in transport due to fuel substitution, as well as investment in new production capacity of the ethanol. Use of avoided CO<sub>2</sub> emission costs for funding of research and development (R&D) of the technology and direct subsidies for ethanol production is the analysed institutional aspect. The results show that if 15 % of the industrial CO<sub>2</sub> emissions are used for ethanol production then circa 12 % of the transport CO<sub>2</sub> emissions can be avoided. The share of avoided transport CO<sub>2</sub> emissions are the most sensitive to unit costs of hydrogen production.

**Keywords** – Carbon capture and utilization; clean energy transition; climate change; greenhouse gases; power-to-fuel; renewable energy technologies; synthetic fuel; system dynamics modelling

## 1. INTRODUCTION

Emissions of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>) to atmosphere, resulting from energy conversion processes, is considered to be the main cause of global warming and consequent climate change. Energy sector (electricity, heat and transport) emitted circa 73 % of World's total greenhouse gases (GHG) during 2016 [1]. Transport sector, causing over 16 % of the global GHG emissions during 2016 [1], could be more challenging for de-carbonization as power and heat sectors. While GHG emissions from the electricity and heat production show stabilization during 2013–2016, emissions from the transport are on steady rise [1] Most of light-duty vehicle fleet will very likely become electrical, and with de-carbonized power supply this sector can be made carbon-free more readily. However, long-haul heavy-duty mobility, including air transport, will have to rely on liquid fuel, at least partly [2]. Having this situation, a natural question arises. Can we capture CO<sub>2</sub> from stacks of energy conversion processes and turn it into fuel for driving transport? The short answer is yes. Carbon Capture and Utilization (CCU) technologies are being developed for some time already [3]. CCU technologies, in addition to energy efficiency improvements and use of renewable energy

---

\* Corresponding author.  
E-mail address: [gatis.bazbauers@rtu.lv](mailto:gatis.bazbauers@rtu.lv)

sources, could help to de-carbonize our economies [3]. The captured CO<sub>2</sub> can then be combined with hydrogen, produced via electrolysis which is powered by renewable energy technologies (RET), to make liquid ‘carbon-free’ fuel [4]. Although the concept and main principles are clear, there are still many technical, economic and institutional aspects that have to be solved for implementation of the technology on large scale. Large energy intensity of CO<sub>2</sub> capturing processes as well as need for subsequent purification are some of the technical challenges, and high costs pose economic challenge [5]. Social or public acceptance of CCU technologies, as with other technologies, is very important for implementation. Social acceptance is related to perceived societal benefits of the technology [5]. Concerning costs, the hydrogen production is the largest cost item of alcohol-based e-fuels, therefore minimization of electrolysis costs and electricity price is a key making the fuels competitive [4]. Price of CO<sub>2</sub> emissions also play very important role, and certain minimum level of the price should be reached for CCU to be feasible [6]. However, we can observe increase of the price of CO<sub>2</sub> emissions and fossil energy sources recently, and expect further development of CCU technologies in the future. Production of synthetic fuels from the captured CO<sub>2</sub> is not a complete solution to carbon emissions since the captured carbon is released back into atmosphere during fuel use in transport. Still, it provides several benefits, apart from substantial reduction of the carbon emissions and use of oil for the transport fuels. The production of green hydrogen provides flexible consumption for intermittent renewable power sources [7], as well as high-energy density fuel storage options [8]. Therefore, it is important to understand what environmental and socio-economic benefits CO<sub>2</sub>-to-fuel solution can bring, as well as what support policies could be effective for promoting use of the technology. To our best knowledge, there is still a lack of studies, where dynamic effects of use of certain institutional support mechanisms to CO<sub>2</sub>-to-fuel technologies are modelled, by considering those technologies as new business models. Therefore, the main research question of this study is: how important, relative to other techno-economic factors, is support for R&D of CO<sub>2</sub>-to-fuel technologies, and what is a potential for reduction of CO<sub>2</sub> emissions in transport sector, depending on those techno-economic factors? What is sensitivity of the modelled system to the technical, economic and institutional factors that may be important for development of CO<sub>2</sub>-to-fuel business model? Methods chapter describes structure of the model using causal loop diagram (CLD), input values used in the model and testing of the model. Results and discussion show and describe share of avoided CO<sub>2</sub> emissions, which can be reached in transport sector, share of synthetic fuels in transport as well as ethanol production capacity in operation by the year 2050.

## 2. METHODS

The study is based on system dynamics modelling. The system dynamics modelling has been used in energy system modelling for many years, e.g. for planning of national energy policy [9], in analysis of energy transition [10] as well as assessment of climate policies [11]. The system dynamics modelling is a well-suited method for understanding the potential dynamics of ethanol production from CO<sub>2</sub>, captured from industrial emissions if there are important feedbacks. Important feedback is the feedback from the avoided CO<sub>2</sub> emissions and share of synthetic fuels in the transport sector to investment in the production capacity of the ethanol. The feedback is influenced by the gap between the actual share of synthetic fuels in transport and the goal. The primary purpose of the modelling is ‘modelling for learning’ [12], i.e. to create consistent stories about the future development and not the exact ‘point predictions’. The aim of the model is to support learning process, scenario analysis, expert group interaction, policy design and systems thinking about the problem. The model was

created with help of expert group workshops and will serve as the basis for interactive simulator which can be used for policy scenario testing. The ethanol was chosen as the end product of CO<sub>2</sub> hydrogenation due to its widespread use in transport [13]. Ethanol can be used as additive to gasoline, and reduce also CO and PM emissions. Comparing to methanol, it is less toxic and dangerous. The ethanol is also a valuable feedstock for various chemical production [4]. Although a share of gasoline, which is a target fuel for substitution by the ethanol, is considerably lower than the share of diesel, production of synthetic diesel via Fischer-Tropsch synthesis is a complex process that requires several reactors and upgrade stages in a refinery process to obtain the final product [2]. Thermochemical synthesis of ethanol from CO<sub>2</sub> via synthesis of dimethyl ether (DME) was chosen due to relatively high total energy efficiency and CO<sub>2</sub> conversion rate [4]. For CO<sub>2</sub> capture, the chemical absorption with amine scrubbing was chosen as the technology due to its high technological readiness level [4]. Alkaline electrolysis was chosen as the technology for H<sub>2</sub> production due to maturity of the technology for large scale hydrogen production [4] and reasonable energy efficiency [14] (see Table 1). The specific investment in ethanol production capacity (see Table 1) may be substantially overestimated, e.g. in comparison with the data used in [8]. However, the specific investment depends on the size of a plant, geographic location, infrastructure available, year of construction etc. Therefore, it was decided to use larger value of the specific investment and assess importance of this parameter for the result of the model in sensitivity analysis.

TABLE 1. INPUT VALUES USED IN MODEL IN THE REFERENCE SCENARIO

Parameter	Value	Reference
Electrolysis efficiency based on hydrogen yield (LHV)	60 %	[4], [14]
Unit costs of hydrogen production	90 EUR/MWh	[4]
Hydrogen required per unit of ethanol	0.258 t/t	[4]
CO <sub>2</sub> required per unit of ethanol	1.89 t/t	[4]
CO <sub>2</sub> emission price	94 EUR/t	[15]
CO <sub>2</sub> unit capturing costs	25 EUR/t	[3]
Fraction of CO <sub>2</sub> emissions from industry which can be captured	0.15	
CO <sub>2</sub> emissions from industry and energy production (sources for the capture; year 2020)	2496 thous t/year	[16]
CO <sub>2</sub> emissions from transport (year 2020)	3064 thous.t/year	[16]
Total final energy use in transport (year 2020)	13.1 TWh/year	[17]
Specific investment (per unit) in ethanol production capacity	10 000 EUR/(t/year)	
Discount rate	3 %	
Economic lifetime and technical lifetime of production capacity	20 years	
Share of hydrogen and capital costs in the total costs	44 % and 38 % respectively	

Structure of the model is shown in the form of causal loop diagram (Fig. 1) which reflects the main elements of the model and their interrelation. CLD allows to make a dynamic hypothesis regarding behaviour of a system, but the hypothesis can be tested only in quantitative model using stocks and flows.

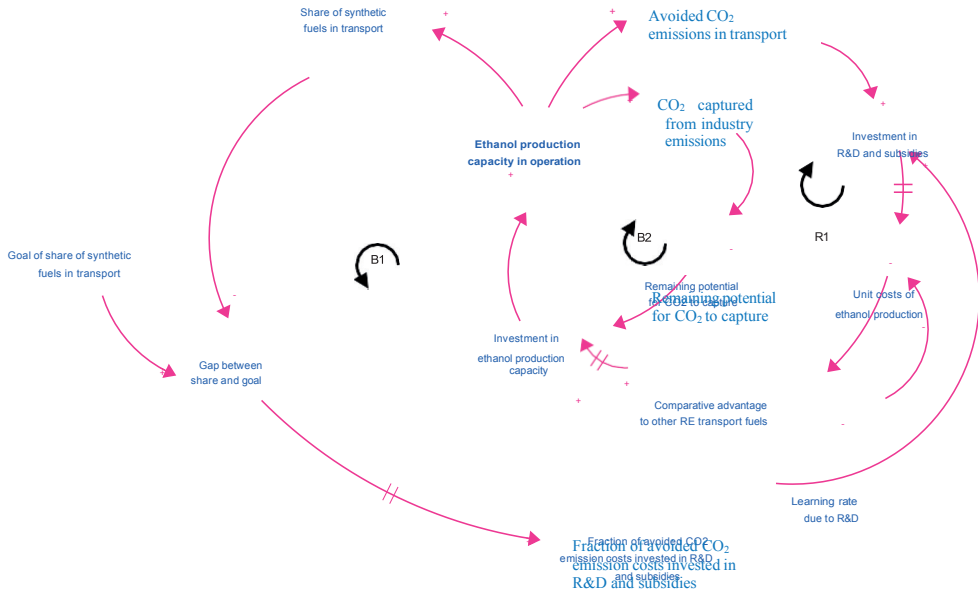


Fig. 1. Causal loop diagram (CLD) of the model (R&D – research and development; RE – renewable energy; R1 – reinforcing loop No. 1; B1 – balancing loop No. 1; B2 – balancing loop No. 2). ‘Plus sign’ means that increase/decrease in cause results in increase/decrease in effect relative to what otherwise would have been if everything else remains the same. ‘Minus sign’ means that increase/decrease in the cause results in decrease/increase in the effect relative to what otherwise would have been if everything else remains the same. Two vertical lines on the arrows indicate that a time span between the cause and effect may be relatively long.

The ethanol production capacity in operation is the main stock in the model (Fig. 1, and Fig. 2) since only actual investment in physical production assets can result in use of renewable energy sources. Investment in the ethanol production capacity is made if the unit costs of ethanol production are competitive with the unit costs of production of alternative biofuel. More specifically, the indicated share of investment in the ethanol production capacity (Eq. (1)) is determined by comparing the perceived unit costs of ethanol production with the unit costs of alternative bio-fuel production in logit function:

$$ISEPC = \frac{1}{1 + e^{-\alpha(C_2 - C_1)}}, \tag{1}$$

where:

- ISEPC* indicated share of investment in ethanol production capacity;
- $C_1$  perceived unit costs of ethanol production, EUR/t (changes from 1740 EUR/t in 2021 to 911 EUR/t in 2050);
- $C_2$  unit costs of alternative bio-fuel production, EUR/t (assumed to be constant 1200 EUR/t);
- $\alpha$  parameter affecting a rate of transition between indicated shares of investment in production capacity of alternatives in response of change of the unit costs (i.e., steepness of the curve);  $\alpha = 0.0075$  (assumption used in the model).



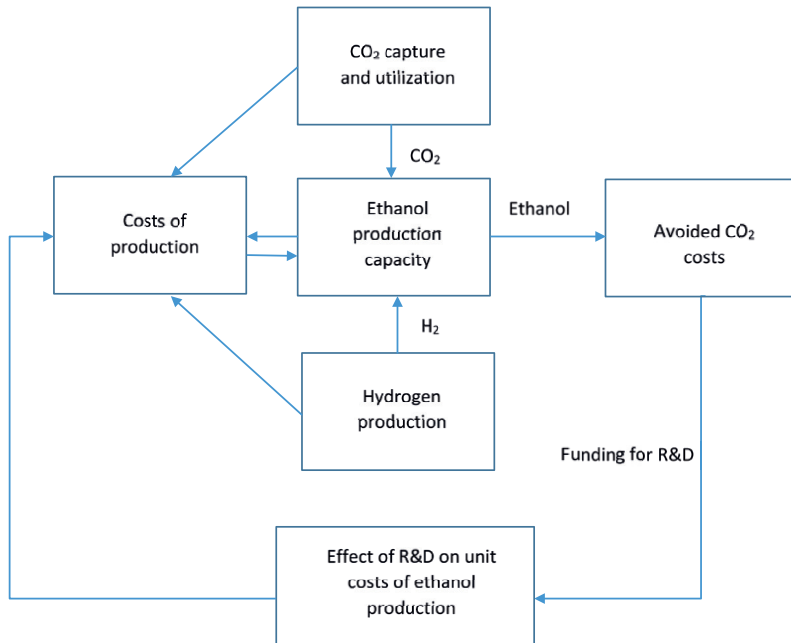


Fig. 2. Model structure, presenting the main sub-modules.

Since it takes some time for investors to perceive a change in comparative advantage of ethanol in response to change of unit costs of the ethanol production, the actual share of investment in the ethanol production capacity SEPC is calculated by using first-order exponential smoothing of ISEPC using an exponential averaging time of three years (‘Stella Architect’ built-in function was used [18]):

$$SEPC = SMTH1(ISEPC,3) . \quad (2)$$

Society can decide to support development of CO<sub>2</sub>-to-fuel technologies by funding of R&D and subsidizing production of ethanol (Fig. 1 & Fig. 2). Source of the funding for R&D and subsidies could be an income that can be generated by avoiding CO<sub>2</sub> emissions in transport (due to substitution of fossil fuel by the ethanol). Namely, these could be the CO<sub>2</sub> emission allowances that could be sold or the money not spent for buying the emission allowances. The funding of R&D and subsidies make the ethanol more competitive, and increases the ethanol production capacity in operation, resulting in even more of avoided CO<sub>2</sub> emissions and funding for R&D and subsidies next turn around. Thus, reinforcing loop R1 is created. This is the main institutional aspect of the model. One may argue that this mechanism would be difficult or impossible to implement, especially if the transport sector is not a part of emission trading system. However, we can express the avoided CO<sub>2</sub> emissions in money terms, one way or another (e.g. by using approach of externalities), and decide that a fraction of the avoided CO<sub>2</sub> emission costs is invested in R&D or subsidies, that would increase the benefits even more in future. This is a political decision that should be taken, and the model illustrates consequences of such political decision. It is assumed in the model that decision on the fraction of avoided CO<sub>2</sub> emissions that is used for funding R&D and subsidies (Fig. 1) is decided based on the gap between some actual state of the system and the goal regarding certain climate characteristics of transport sector. The share of synthetic fuels in transport



sector is used in the model as the climate characteristics for transport since this goal is decided in national energy and climate plans of EU countries. As the gap between the goal and the actual share of synthetic fuels in transport is closed, less and less incentive exists for funding R&D or subsidizing the ethanol production, and the funding is subsequently reduced with some time delay. Thus, a balancing loop B1 is formed (Fig. 1). This balancing effect of diminishing incentives as the goal is approached is a characteristic behaviour of ‘goal seeking’ systems, and may include also the system describing implementation of climate and energy policy. The gap between the share of synthetic fuels in transport and the goal for the share is measured as a ratio between the actual share and the goal, which changes from 0 to 1 (Fig. 3). As the goal is reached, the share becomes 1 and no funding is allocated to R&D and ethanol production subsidies. When the ratio is less than 1, the funding is nonlinearly increased until it reaches 1 (Fig. 3), namely, all the funding which is available from the avoided CO<sub>2</sub> emission costs, is allocated to R&D and subsidies for ethanol production.

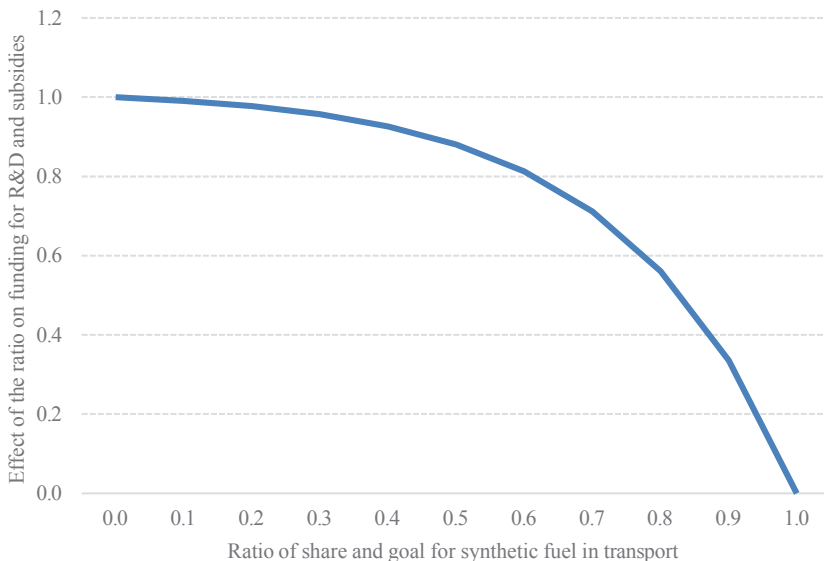


Fig. 3. Graph illustrating a feedback effect from the ratio of actual share and the goal for synthetic fuel in transport to funding allocated for R&D and ethanol production subsidies. When the goal is reached, the ratio becomes 1 and no funding is allocated. All funding, which is available, is allocated if the ratio is 0.

As ethanol production capacity in operation increases (Fig. 4), the ratio of the share and the goal of synthetic fuels in transport also increases (assuming no increase in the total fuel consumption in the transport), and the funding (fraction of avoided CO<sub>2</sub> emission costs invested in R&D and subsidies (Fig. 1) is decreased with time delay. The goal of synthetic fuels in transport is assumed to be 2.6 % which corresponds the value for the year 2030, discussed in Latvia in relation to the goals in transport related to EU climate initiative ‘Fit for 55’. The goal may be increased after 2030 but currently there is no information about the value. Furthermore, the synthetic fuels will cover only part of the transport sector needs since part will be electrified, and other fuels, e.g. bio-fuels, bio-methane, etc. will most likely be used. Owing to these considerations, the goal of share of synthetic fuels in transport is treated as exogenous parameter in the model. However, ability to adjust the goal as it is reached, is an important evidence for institutional capacity of setting the climate goals, and therefore the

goal could be included as endogenous parameter in future studies. Dynamics of change of the funding allocated to R&D and subsidies for ethanol production is presented as the ratio between the actual funding allocated (during each time step) to the maximum value of the funding allocated (Fig. 4). Initially the funding is small since the ethanol production capacity in operation is small and there is no money from the avoided CO<sub>2</sub> emissions. Gradually, as the capacity of ethanol production builds up, also the allocated funding increases, reaching its peak just when the ratio of the actual share of synthetic fuels in transport and the goal reaches 1 (Fig. 4). Then, the allocated funding starts to decrease due to the effect of the ratio on fraction of the avoided CO<sub>2</sub> emission costs allocated to the funding of R&D and subsidies of the ethanol production. However, by that time, R&D already has made the ethanol production cost-competitive with the alternative fuel and therefore the ethanol production capacity continues to increase, reaching the limit, when the amount of CO<sub>2</sub> captured from industrial processes reaches the limit. From this result it can be concluded that the balancing effect B1 is not the main limit to growth, and the main balancing loop could be B2 (Fig. 1), i.e. input resource for the ethanol production. It has to be noted that it is assumed in the model that 50 % of the total funding allocated for R&D and subsidies of the ethanol production is allocated to the subsidies of the ethanol production for reduction of the unit costs. Understanding that direct subsidies for the ethanol production may be very difficult political decision, a sensitivity analysis is made to assess the result if all of the funding is allocated for R&D, and results are presented below.

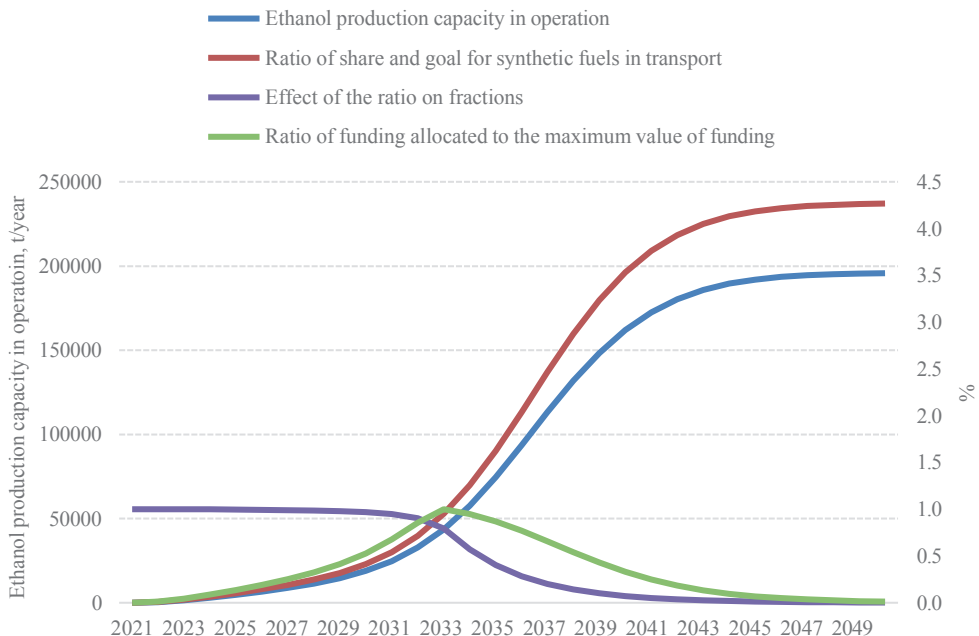


Fig. 4. Graph illustrating dynamics of the ethanol production capacity in operation (left-hand axis), ratio of the actual share and the goal of synthetic fuels in transport (right-hand axis), effect of this ratio on fraction of avoided CO<sub>2</sub> emission costs which are allocated to funding of R&D and ethanol production subsidies (right-hand axis) as well as ratio of the funding allocated to R&D and ethanol production subsidies to the maximum value of the funding allocated (right-hand axis).

The question may arise, how to quantify an impact of investment in R&D on the unit costs of ethanol production (Fig. 1)? It is assumed in the model, that R&D can reduce the unit costs to 0.5 of the initial unit costs, but the research process and the development (commercialization process) take time, i.e. ‘Time of research for unit cost reduction’ (assumed to be 5 years) and ‘Time of development for unit cost reduction (assumed to be 3 years).’ Both time constants indicate how many years it would take to bring the initial unit cost of production down to 50 % of the initial cost if the rate of decrease due to the research and development would stay the same as initially. Funding of R&D decreases both time constants, i.e. the time constants are multiplied by ‘Learning rate multiplier’ (LRM), which is calculated as follows:

$$LRM = \left( \frac{F_C}{F_B} \right)^{\frac{LN(1-LR)}{LN2}}, \quad (3)$$

where  $F_C$  is the current funding for R&D and  $F_B$  is the base level (initial) funding for R&D,  $LR$  learning rate, which is defined as reduction of time, needed for R&D of the technology if funding for R&D is doubled.  $LR$  is 0.2 in the model.

If the learning rate increases, the time it takes to reduce the unit costs of ethanol production due to R&D decreases (Fig. 1). A concept of using the learning rate is borrowed from the energy field, where it is used to characterize decrease of specific investment in energy capacities of various technologies in result of doubling the global installed capacity [19]. The learning rate is taken as exogenous parameter in the model. But this is a simplification, since learning rate could decrease, as the technology matures, and could be included endogenously, if the feedback link from the technology maturity level to the learning rate could be quantified.

One more balancing effect can be identified in the analysed system. Namely, as the ethanol production capacity in operation increases (Fig. 1), so does amount of CO<sub>2</sub> emissions which are captured from industry. As amount of the captured CO<sub>2</sub> emissions increase, the potential for CO<sub>2</sub> capture in future decreases, as the amount of CO<sub>2</sub> that can be captured from industrial processes is limited. As this limit is approached, less and less can be captured from these processes since it becomes too costly or technically difficult to capture the remaining emissions. As the potential for CO<sub>2</sub> capture decreases, the investment in new ethanol production capacity decreases as well, *ceteris paribus*, leading to the balancing loop B2. Combination of reinforcing loop R1 with two balancing loops B1 and B2 suggests that this structure should provide S-shaped growth of the ethanol production capacity in operation. This is confirmed by results of the model (Fig. 4).

The data used for specific parameters of the model were taken mainly from scientific publications and official statistics or other public information sources whenever available. However, many assumptions have been made for the parameters that to our knowledge are not quantified in information sources, e.g. effect of the ratio of the actual share and the goal of synthetic fuel in transport on the funding allocated to R&D and subsidies (Fig. 1) as well as the learning rate multiplier for R&D. Lack of these data are limitations of the present study. However, since the aim of the study was not calculation of exact values but rather assessment of sensitivity of the modelled system to the technical, economic and institutional factors that may be important for development of CO<sub>2</sub>-to-fuel business model, these assumptions allow to gain valuable insights into possible dynamics of evolution of the studied system in response to changes in important leverage points. The quantitative stock-and-flow model was constructed in simulating software environment ‘Stella Architect’ [18]. The time span chosen

for the modelling is 2021–2050 (with time step for numerical calculation equal to  $\frac{1}{4}$  of the year) since this is the time horizon normally considered in design of energy and climate policy.

Model testing is done by starting with direct structure tests that can be classified as theoretical structure tests, in which, for the structure confirmation, the model structure is compared with the generalized knowledge that can be obtained from various information sources, including scientific publications [12]. The same was done also for the conceptual and numerical parameter confirmation. However, the information related to the ethanol production via hydrogenation of the captured CO<sub>2</sub> could be obtained from scientific publications but the model structure related to the balancing loop B1 could not be tested by using the published information sources. This part was tested in several working seminars involving experts in energy field and political science. Also direct extreme-condition testing [12] was done as a part of the direct structure test. The last part of the direct structure test – the dimensional consistency test [12] is done during model-building process since it is very convenient with functionality of ‘Stella Architect.’ Structure-oriented behaviour test was done as the next testing step, using sensitivity analysis that shows that behaviour of the model in response to changes in some of the important parameters (Fig. 8) is as would be expected in real life. More information on the sensitivity analysis is provided in the paragraph ‘Results and discussion.’ It was also tested that resulting behaviour of the model is not altered by changes of the time step or choice of the method for numerical integration. Owing to the fact that the model was built primarily for learning process and portrays possible future development of CO<sub>2</sub>-to-fuel business model under certain impact of institutional factors, it was not possible to perform the behaviour pattern tests [12] to test ability of the model to replicate the behavioural patterns of a real system.

### 3. RESULTS AND DISCUSSION

The ethanol production capacity in operation is determined by two main factors – amount of the captured CO<sub>2</sub> emissions and economic competitiveness of the perceived unit costs of ethanol production in comparison with the unit costs of production of alternative fuel. Both these factors determine investment in the ethanol production capacity. Funding of R&D and direct subsidies to the ethanol production increases the economic competitiveness of the ethanol production. If the fraction of the captured CO<sub>2</sub> emissions is increased from 15 % to 100 % then the ethanol production capacity in operation increases by the same ratio, circa 6.5 times (Fig. 5), which could be expected.

It is surprising that funding for R&D and subsidies has such a negligible impact on the ethanol production capacity in operation in the reference scenario. The explanation for this effect is such that the funding allocated to R&D is above the base level funding and decreases the time needed for research and development relative to the base level time needed. Thus, the base level time of research and development is sufficiently fast, and the ethanol production becomes economically competitive with alternative fast enough, to reach nearly the same production capacity during the considered time span without the additional funding for R&D, as it reaches with the additional funding. This explanation can be tested if ‘Time of research for unit cost reduction’ and ‘Time of development for unit cost reduction’ in the model are doubled to 10 and 6 years respectively. This change makes a larger difference in dynamics of the ethanol production capacity in operation (Fig. 6) when the funding for R&D and subsidies is removed. It has to be noted that if no R&D takes place at all (the times for research and development are made extremely large in the model), the technology of ethanol production remains uncompetitive with alternative and no capacity is built, as would be expected.

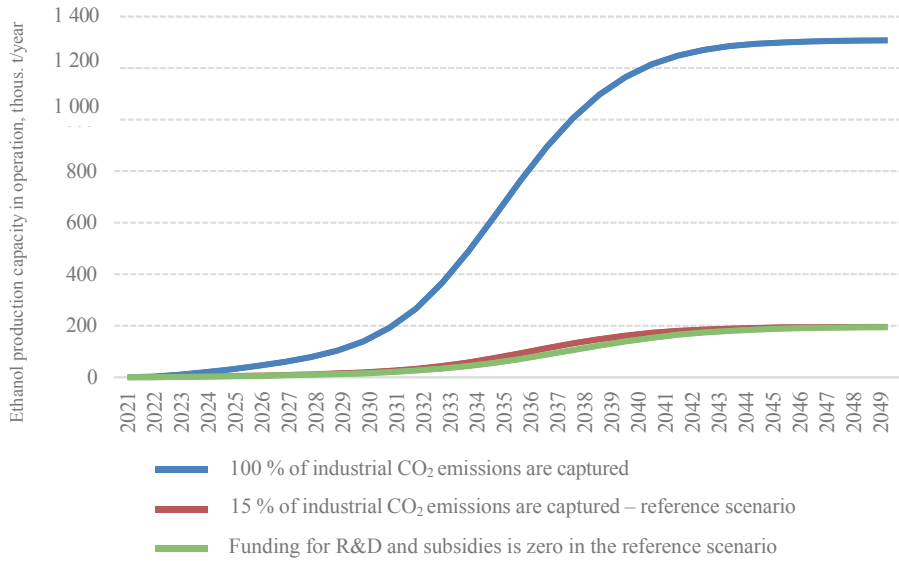


Fig. 5. Dynamics of the ethanol production capacity in operation depending on the fraction of industrial (including energy production) CO<sub>2</sub> emissions that are captured as well as funding for R&D and subsidies.

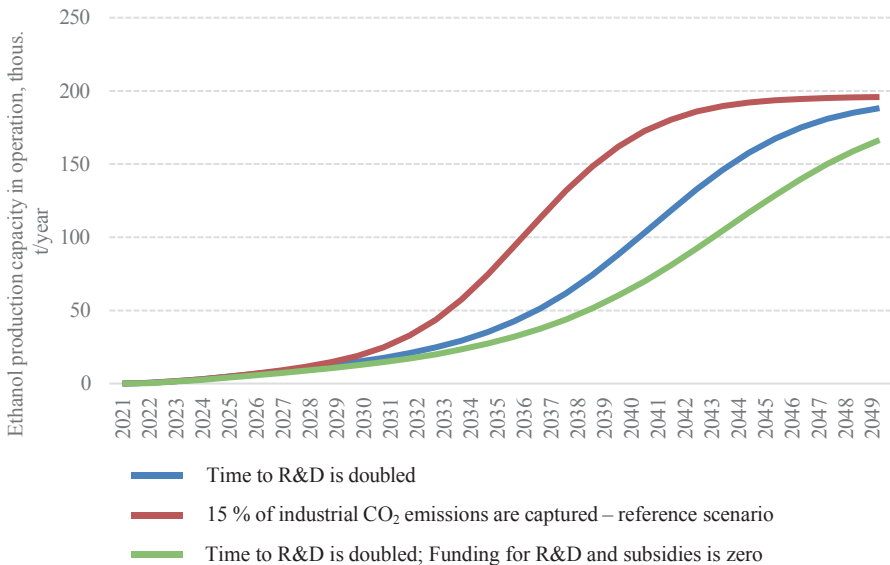


Fig. 6. Comparison of the dynamics of the ethanol production capacity in operation in the reference scenario and scenarios where 1) the time to R&D is doubled in the model, and in addition, 2) funding for R&D and subsidies is made equal to zero.

As the ethanol production capacity in operation increases, so does the produced ethanol, which displaces fossil fuel in transport. If the lower heating value (LHV) of fossil fuel is circa

12 MWh/t and LHV of the ethanol is 7.42 MWh/t, then 1 t of the ethanol displaces 0.62 tons of the fossil fuel. If the synthetic ethanol is assumed to be carbon neutral (since made from the captured CO<sub>2</sub> and H<sub>2</sub> produced from renewable energy sources), and CO<sub>2</sub> emission factor of the fossil fuel is assumed to be circa 3.03 t CO<sub>2</sub>/t of fuel, then each ton of the ethanol avoids circa 1.9 tons of CO<sub>2</sub> in the transport sector. Results show (Fig. 7) that the share of avoided CO<sub>2</sub> emission, i.e. ratio of the avoided CO<sub>2</sub> emissions by displacement of fossil fuel by the ethanol to the total CO<sub>2</sub> emissions from transport during 2020 (see Table 1), follows the same S-shaped growth as the ethanol production capacity in operation, as expected. As much as 80 % reduction of the transport CO<sub>2</sub> emissions could be obtained, if 100 % of industrial CO<sub>2</sub> emissions could be used for production of the synthetic fuel (Fig. 7), but circa 12 % are reached in the reference scenario. The shares of the synthetic fuel in the total final energy consumption in transport (if the consumption remains at the level of the year 2020) would be 74 % and 11 % respectively in those two scenarios.

Results of sensitivity analysis (Fig. 8) show that the share of avoided CO<sub>2</sub> emissions in transport is most sensitive to unit costs of H<sub>2</sub> production, with the share decreasing as the costs of H<sub>2</sub> increase. This result agrees with many other studies that indicate that production of alcohols via hydrogenation of CO<sub>2</sub> is economically viable only at certain level of H<sub>2</sub> costs. That is confirmed in the study that addresses use of CoMoS catalyst for reaction [20], in the study that compares cost-effectiveness of Fischer-Tropsch diesel, methanol and liquid organic hydrogen [21], in the study that looks at Fischer-Tropsch electro-fuel at more detail [8], as well as in the study considering techno-economics of thermocatalytic CO<sub>2</sub> hydrogenation for production of methanol and ethanol [4]. The study [21] also notes the importance of the cost of CO<sub>2</sub>, which is confirmed by the present study. The sensitivity analysis also shows that the specific investment in the ethanol production capacity and CO<sub>2</sub> unit capturing costs are other two important factors which would lead to circa 0.05 % and 0.03 % decrease of the avoided CO<sub>2</sub> emissions in transport, if increased by 1 % respectively. As was already discussed above, sensitivity of the model to changes of the funding available for R&D and subsidies is considerably smaller than the previous three factors, and thus, also the sensitivity to the learning rate due to R&D, fraction of avoided CO<sub>2</sub> emission costs allocated to R&D and subsidies, as well as the fraction of the funding allocated to R&D (Fig. 8). The last factor is calculated assuming that all of the funding is allocated to R&D and no money is provided for direct subsidies of the ethanol production. It is considered in the model that reduction of the ethanol unit costs of production due to R&D affects only the newly installed capacity, and the capacity which is already in operation (the lifetime of operation is assumed to be 20 years) is not affected by technological development due to R&D. Knowing that R&D usually decrease also the specific investment of new technologies, it can be asked why the model is more sensitive to the specific investment than the funding for R&D? The model is built in such a way that the specific investment in the ethanol production capacity is constant (that actually allows to make sensitivity analysis). It takes time (time for R&D as discussed above) for increase in the funding for R&D to affect the unit production costs of the ethanol and investment in the ethanol production capacity in result of that. Changes in the specific investment in the ethanol production capacity is translated into decrease of the unit costs of ethanol production and resulting investment in that capacity faster. These changes in the specific investment in the real-life situation may be made e.g. by availability of local infrastructure at the construction site, additional support for utility connections, investment subsidies, etc. The results of the sensitivity analysis were obtained for the reference scenario. Since the relation between the independent and dependent factors are nonlinear, the results depend on the reference point. The results also depend on whether the independent factor is increased or decreased.

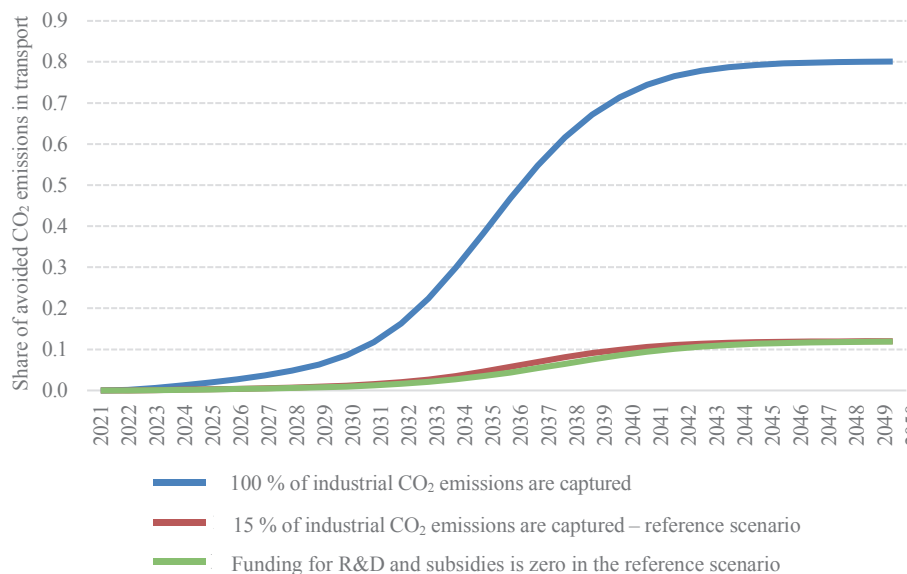


Fig. 7. Dynamics of the share of avoided CO<sub>2</sub> emissions in transport depending on the fraction of industrial (including energy production) CO<sub>2</sub> emissions that are captured as well as funding for R&D and subsidies.

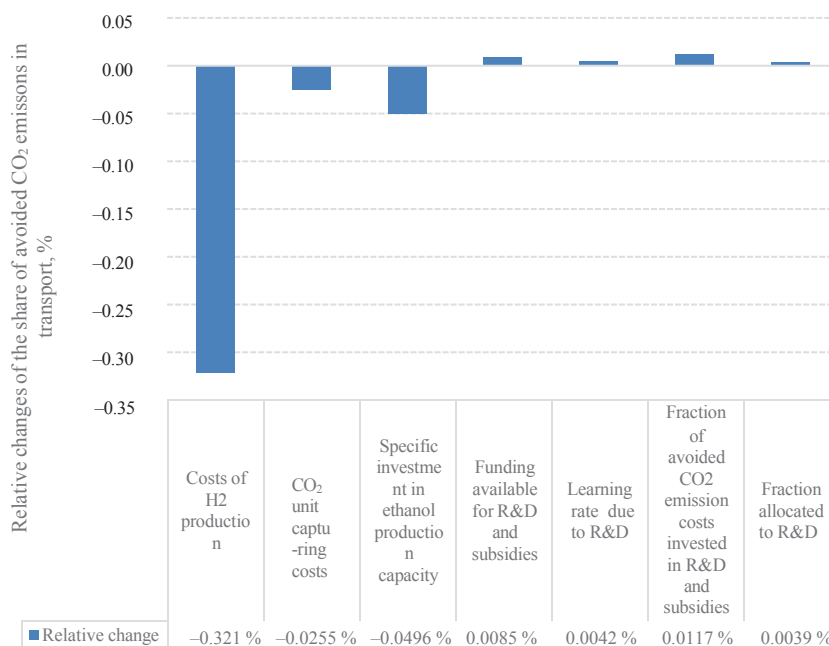


Fig. 8. Results of sensitivity analysis. Blue bars represent relative changes (increase or decrease) of the share of avoided CO<sub>2</sub> emissions in transport if the factors shown in the graph increase by 1 %. The share of avoided CO<sub>2</sub> emissions in transport reaches 0.12 by the year 2050 in the reference scenario (see Fig. 7).



## 4. CONCLUSIONS

Results of this study show that costs of hydrogen production and CO<sub>2</sub> capture (a difference between the costs of the capture and CO<sub>2</sub> emission price, if put more precisely), as well as specific investment in the ethanol production capacity (technology costs) are three of the most important factors that determine result of the modelled systems. The costs of hydrogen production have the largest impact on dynamics of the ethanol production capacity in operation and resulting avoided CO<sub>2</sub> emissions in transport. Namely, 1 % increase in the costs of hydrogen production leads to 0.32 % decrease of the share of avoided CO<sub>2</sub> emissions in transport. The result is less sensitive to the changes of additional funding which is provided for R&D and subsidies, as well as the learning rate due to R&D. This is the result of two main factors. First, the sensitivity on the funding for R&D depends on the baseline assumptions regarding how much time it takes to reduce the initial unit costs of production by R&D. Second, allocation of the additional funding in R&D does not translate into change of the unit costs of ethanol production as fast as the change of the unit costs of hydrogen production, CO<sub>2</sub> capture and specific investment. Strength of the model is that it can account for a time it takes for the funding in R&D increase competitiveness of the technology and bring-in investment into production assets. The model shows that by using a money which is saved due to the avoided CO<sub>2</sub> emissions for development of CO<sub>2</sub>-to-fuel technologies, trigger reinforcing effect that allows to avoid even more CO<sub>2</sub> emissions in future. One of the limits to growth is the amount of CO<sub>2</sub> which can be feasibly captured from stacks of industrial and energy production. As also follows from the results, without R&D of the technology, there might be no chance that production of synthetic fuels from the captured CO<sub>2</sub> will happen in the future on considerable scale. Interesting questions that remain open for future research are characterization of impact of R&D on the unit costs of production of the synthetic fuels, specific investment, unit costs of hydrogen production and CO<sub>2</sub> capture. More studies on quantification of the learning rate due to R&D of CO<sub>2</sub>-to-fuel technologies would be needed. Another question is quantification of the feedback from gap between the climate goals and the actual state to willingness to support development of new technologies. Improvement of energy transition models like the one presented in this study call for interdisciplinary research, with larger involvement of researchers from social sciences.

## ACKNOWLEDGEMENT

This study has been funded by the Latvian Council of Science within the research project 'Simulator for transition to sustainable energy systems (SET4LOW)' No. lzp-2020/2-0191.

## REFERENCES

- [1] Ritchie H., Roser M. Emissions by sector. Our World in Data [Online]. [Accessed 01.07.2021]. Available: <https://ourworldindata.org/emissions-by-sector#energy-electricity-heat-and-transport-73-2>
- [2] Hånggi S., *et al.* A review of synthetic fuels for passenger vehicles. *Energy Reports* 2019;5:555–569. <https://doi.org/10.1016/j.egyvr.2019.04.007>
- [3] Ghiat I., Al-Ansari T. A review of carbon capture and utilisation as a CO<sub>2</sub> abatement opportunity within the EWF nexus. *J. CO<sub>2</sub> Util.* 2020;45:101432. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2020.101432>
- [4] Atsonios K., Panopoulos K. D., Kakaras E. Thermocatalytic CO<sub>2</sub> hydrogenation for methanol and ethanol production: Process improvements. *Int. J. Hydrogen Energy* 2016;41(2):792–806. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.001>
- [5] Arming K., *et al.* More green or less black? How benefit perceptions of CO<sub>2</sub> reductions vs. fossil resource savings shape the acceptance of CO<sub>2</sub>-based fuels and their conversion technology. *Energy Clim. Chang.* 2020;2:100025. <https://doi.org/10.1016/j.egycc.2021.100025>



- [6] Alshammari Y. M. Scenario analysis for energy transition in the chemical industry: An industrial case study in Saudi Arabia. *Energy Policy* 2021:150:112128. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.112128>
- [7] Chen X., Wu X., Lee K. Y. The mutual benefits of renewables and carbon capture: Achieved by an artificial intelligent scheduling strategy. *Energy Convers. Manag.* 2021:233:113856. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.113856>
- [8] Zang G., et al. Performance and cost analysis of liquid fuel production from H<sub>2</sub> and CO<sub>2</sub> based on the Fischer-Tropsch process. *J. CO<sub>2</sub> Util.* 2021:46:101459. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2021.101459>
- [9] Naill R. F. A system dynamics model for national energy policy planning. *Syst. Dyn. Rev.* 1992:8(1):1–19. <https://doi.org/10.1002/sdr.4260080102>
- [10] Sterman J. D. *The Energy Transition and the Economy: A System Dynamics Approach*. Boston: MIT, 1981.
- [11] Fiddaman T. S. Exploring policy options with a behavioral climate-economy model. *Syst. Dyn. Rev.* 2002:18(2):243–267.
- [12] Barlas Y. Formal aspects of model validity and validation in system dynamics. *Syst. Dyn. Rev.* 1996:12(3):183–210. [https://doi.org/10.1002/\(SICI\)1099-1727\(199623\)12:3%3C183::AID-SDR103%3E3.0.CO;2-4](https://doi.org/10.1002/(SICI)1099-1727(199623)12:3%3C183::AID-SDR103%3E3.0.CO;2-4)
- [13] Shenbagamuthuraman V., et al. State of art of valorising of diverse potential feedstocks for the production of alcohols and ethers: Current changes and perspectives. *Chemosphere* 2022:286(P1):131587. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2021.131587>
- [14] Zeng K., Zhang D. Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications. *Prog. Energy Combust. Sci.* 2010:36(3):307–326. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2009.11.002>
- [15] European Energy Exchange. *Environmental Markets-Spot Market* 2021. [Online]. [Accessed 30.12.2021]. Available: <https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/spot-market>
- [16] Latvian Center for Environment, Geology and Meteorology. Sadaļa Klimats. Sadarījums SEG inventarizācijas par X-1 gadu (Climate Section. Estimated GHG inventories for year X-1.). 2021. [Online]. [Accessed 15.01.2022]. Available: <https://videscentrs.lv/gmc.lv/lapas/zinojums-par-klimatu> (in Latvian)
- [17] Central Statistical Bureau Republic of Latvia. Energobilance, TJ, tūkst.toe (NACE 2. red.)2008 – 2020 (Energobalance, TJ, thousand toe (NACE 2nd rev.) 2008 – 2020.). 2020. [Online]. [Accessed 15.01.2022]. Available: [https://data.stat.gov.lv/pxweb/lv/OSP\\_PUB/START\\_\\_NOZ\\_\\_EN\\_\\_ENB/ENB060](https://data.stat.gov.lv/pxweb/lv/OSP_PUB/START__NOZ__EN__ENB/ENB060) (in Latvian)
- [18] Stella Architect. ISEE SYSTEMS [Online]. [Accessed dd.mm.yyyy]. Available: <https://www.iseesystems.com/>
- [19] The European Commission. COMMUNICATIO FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AD SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS. Brussels: EC, 2008.
- [20] Nieskens D. L. S., et al. The conversion of carbon dioxide and hydrogen into methanol and higher alcohols. *Catal. Commun.* 2011:14(1):111–113.
- [21] Runge P., et al. Economic comparison of different electric fuels for energy scenarios in 2035. *Appl. Energy* 2019:233–234:1078–1093. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.023>

# Solar Energy Based Charging for Electric Vehicles at Fuel Stations

Gunārs VALDMANIS<sup>1\*</sup>, Madara RIEKSTA<sup>2</sup>, Ilze LUKSTA<sup>3</sup>, Gatis BAZBAUERS<sup>4</sup>

<sup>1-4</sup>*Institute of Energy Systems and Environment, Riga Technical University, Azenes iela 12/1, Riga, LV-1048, Latvia*

<sup>2</sup>*JSC Rigas Siltums, Cesu street 3a, Riga, LV-1012, Latvia*

**Abstract** – The electricity used for charging electric vehicles (EV) must be produced from renewable energy sources to make EV carbon neutral. Solar PV panels installed at fuel stations can provide a noticeable fraction of charging electricity for EV also in countries located in the Northern region. The study aims to assess the potential dynamics of that fraction given a certain growth rate of the number of EV. System dynamics modelling is used as the method and Latvia is chosen as the case. The model contains parts for the calculation of the number of EV, dynamics of charging units and PV panels at fuel stations as well as in other places, the share of PV-produced power, and the resulting reduction of CO<sub>2</sub> emissions. Economic factors, i.e. subsidies for EV purchase, investments, and costs of charging are considered in the model. Assessment is based on sensitivity analysis. Results show that the subsidies for the purchase of EV and the price of new EV play a decisive role in the growth rate of EV and the resulting reduction of CO<sub>2</sub> emissions from light-duty vehicles.

**Keywords** – Electric vehicles, renewable energy, solar energy, sustainable transport, system dynamics modelling

## Nomenclature

EV	Electric vehicle
FV	Fossil vehicle
PV	Photovoltaic
CLD	Causal loop diagram
GHG	Greenhouse gases
O&M	Operation and maintenance

## 1. INTRODUCTION

The transport sector remains one of the most carbon-intensive sectors of energy sectors, and therefore reduction of direct and indirect emissions of the transport remains one of the core tasks of decarbonization policies. Electric vehicles (EV) have convincingly become one of the most rapidly growing solutions to decarbonize mobility; however, both reduction of the remaining ecological footprint of EV, as well as the improvement of economic performance remains an important task to facilitate even faster growth of electric transport sector. Unlike fossil transport (FV), for EV the costs related to installation and usage of

---

\* Corresponding author.  
E-mail address: [gunars.valdmanis@rtu.lv](mailto:gunars.valdmanis@rtu.lv)

infrastructure are a crucial part of the final usage costs. Therefore, many earlier studies have strongly focused on tasks related to the economic and technical optimization of EV charging infrastructure and integration of EV and solar electricity. Research carried out in Portugal on the integration of park-and-ride infrastructure with solar panel production and EV charging services confirmed that in 2017 the projected period for return of the initial investment reached approximately 14 years, thus confirming the feasibility of such a business model [1]. Such confirming results can be also applied to the scenario when solar energy and EV charging service is used in synergy with fuel stations, providing additional income from retail operations. Studies also underline significant advantages from the synergy of EV charging and solar energy from the point of view of grid load fluctuations [2]. They identify that with the help of an appropriate pricing policy for charging services, there is a great potential to reduce the need for grid usage and power storage equipment, thus also benefiting the overall carbon emission impact of EV [3], [4]. However, several studies indicate that with the current overall penetration of EV in the transport system and the remaining price differences between the purchase price of FV and EV, the public charging services require public subsidies for their development at more rapid pace [1], [5], [7]. The overall situation in the energy market and trends in the global car industry may also change the economic perspectives of EV charging services significantly – in relation to growing prices for both fossil fuels and power. The proportional economic burden related with EV infrastructure losses may decrease, while solar produced power may gain significant advantages [6], [8]. As an increasingly larger number of policymakers adopt measures to facilitate the usage of EV, it becomes more important to use the available policy tools to reach the largest reduction of carbon emissions and at the same time secures the largest availability of mobility services to society.

This study applies system dynamics model to evaluate the impact of public EV charging in synergy with solar energy on the growth of EV usage and a resulting reduction in carbon emissions. Comparison with other EV transport support measures and factors, such as direct subsidies for acquisition of EV, or promotion of solar power systems is made. Sensitivity analysis allows to measure impact of different strategies, their comparison and allows to identify combined effect of simultaneously applied measures.

## 2. METHODS

The mathematical modelling of solar energy and EV charging synergy has been studied by many researchers; however, in most cases the modelling was carried out with the focus on economic perspective [8]. or grid operation perspective [5]. However, while evaluating the environmental aspects of the synergy effects, researchers point out that application of similar business model can produce significantly different result in different geographic regions, e.g., in European countries the impact of such synergy can be higher than in many other regions [3], [9]. Therefore, it can be argued that in order to obtain the best results, a comparison of different tools for the facilitation of EV must be carried out for a specific country or region, by using specific parameters which characterize the differences of usage of transport in the country, differences in the efficiency of solar installations, etc. This study uses economic parameters and technical assumptions which characterize countries or regions like Latvia; however, the system dynamics model with the required adaptation can be used for the analysis of other countries or regions.

In particular study, mathematical modelling, using the system dynamics approach, i.e. modelling of the systems as structures consisting of stocks and flows, was used as the method of study. The system dynamics model was created in the Stella Architect program [10]. The time horizon for modelling is from 2021 to 2050 with a time step (dt) of  $\frac{1}{4}$  of the year since

the smallest time constant in the model is one year. Data, which could be found in the statistics databases, publications or reports were used, and assumed values were used for the data which could not be found in information sources. The model was used to study the development of light-duty passenger road transport. The structure of the model is shown in the form of a causal loop diagram (CLD, Fig. 1.) which reflects the main elements of the model and their interrelation. CLD allows making a dynamic hypothesis regarding the behaviour of a system, but the hypothesis can be tested only in the quantitative model using stocks and flows.

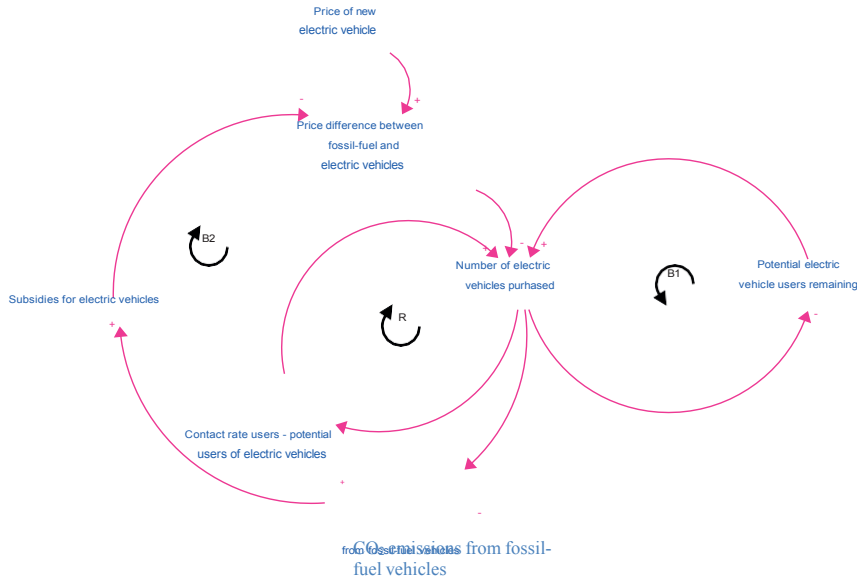


Fig. 1. Causal loop diagram (CLD) of the model. ‘Plus sign’ means that an increase/decrease in a cause results in an increase/decrease in effect relative to what otherwise would have been if everything else remains the same. ‘Minus sign’ means that an increase/decrease in the cause results in a decrease/increase in the effect relative to what otherwise would have been if everything else remains the same.

The stock of electric vehicles (EV) is the most important parameter in the model affecting the total CO<sub>2</sub> emissions from light-duty vehicles. This stock is controlled by the inflow of ‘Number of electric vehicles purchase’ (Fig. 1). As the ‘Number of electric vehicles purchased’ increases, the contact rate between users and potential users of EV also increases, and due to the ‘word-of-mouth’ effects even more EV are purchased in the future. This is the reinforcing feedback R (Fig. 1), which gains strength at the initial phase of growth of the EV stock. With the increase of the ‘Number of electric vehicles purchased’, a stock of ‘Potential electric vehicle users remaining’ is depleted and the rate of ‘Number of electric vehicles purchased’ starts to decrease when the balancing feedback B1 becomes stronger than the reinforcing effect R. The ‘Number of electric vehicles purchased’ is strongly affected by ‘Price difference between fossil-fuel<sup>2</sup> and electric vehicles’ (Fig. 1). The price difference, in turn, depends on ‘Subsidies for electric vehicles.’ The ‘Subsidies for electric vehicles’ is an endogenous parameter, since it may be affected by ‘CO<sub>2</sub> emissions from fossil-fuel vehicles.’ Namely, the amount of the subsidies, i.e. the total budget for subsidies, the subsidies per vehicle, timing, etc., is politically decided. The political decision may be affected by the gap between actual CO<sub>2</sub> emissions in transport and the goal of the CO<sub>2</sub> emissions. The larger the gap, the more willing are politicians to provide subsidies

<sup>2</sup> Alternative definition – internal combustion engine (ICE) vehicles. This definition, probably, is more accurate since

ICE vehicles can be run also on biofuels or synthetic fuels.



$$EV_{sf}(t) = \int_{t_0}^t [Sa_{EV_s}(t) - Sw_{EV_s}(t)] dt + EV_{sf}(t_0), \quad (1)$$

where

$EV_{sf}(t)$  EV subsidy fund, EUR;

$EV_{sf}(t_0)$  initial EV subsidy fund, EUR;

$Sa_{EV_s}$  subsidies allocated to EV subsidy fund, EUR/year;

$Sw_{EV_s}$  subsidies withdrawn from EV subsidy fund, EUR/year.

The inflow to the subsidy fund depends on the gap between the actual and target CO<sub>2</sub> emissions, the price difference between EV and FV (Fig. 1) as well as potential buyers of EV (when the number reaches 1000, allocation of subsidies is terminated). The price is decisive vehicle purchase decision. As the price of new EV decreases, the share of subsidies per new EV will increase, ceteris paribus, and this will increase the motivation to buy a new EV. The number of EV in the country determine the amount of electricity consumed for charging EV, the construction of charging infrastructure at the fuel stations, as well as development of solar PVs.

Potential EV buyers are divided into two categories, those who can afford to buy a new EV without subsidies and those who need subsidies (see Table 1). As the potential EV users purchase EV, they become EV users, and are moved out of the stock of ‘Potential EV users who made purchase decision’ at a rate of EV purchase, i.e. ‘EV user increase rate’ (Eq. 2).

$$P_{EV_u}(t) = \int_{t_0}^t [D_{EV}(t) + P_s(t) - EV_{IR}] dt + P_{EV_u}(t_0), \quad (2)$$

where

$P_{EV_u}(t)$  potential EV users who made purchase decision, people;

$P_{EV_u}(t_0)$  initial potential EV users who made purchase decision, people;

$D_{EV}$  decision to purchase EV, people/years (rate of purchase by the population that does not need subsidies);

$EV_{IR}$  EV user increase rate, people/years;

$P_s$  purchase decision due to subsidies, people/years (rate of purchase by the population that needs subsidies).

Rates of decision to purchase EV are influenced by ‘word-of-mouth’ effect (Fig. 1), which is a decisive driving force in the group of population that does not need subsidies for EV purchase. A separate module (Fig. 2) is used to determine rate at which EV charging units need to be installed in the fuel stations. The already existing fuel stations and charging infrastructure is considered. Since the maximum number of EV charging units per fuel stations is assumed to be six, the development of the charging units outside the fuel stations was also considered. 169 EV charging units have been built in Latvia by 2021, of which 16 are located at the fuel stations and 11 are publicly available free charging units in other places. Since the charging infrastructure of EV in Latvia is mostly based on EV charging units that are located outside the fuel stations, the model is considers installation of the EV charging units in the fuel stations and also in other places. Electricity consumption for EV charging in the fuel stations depends on the number and duration of EV charging at those stations. This is estimated by considering that on average, 52 charges per EV per year will take place at the fuel stations. The rest will take place at home or other charging places (office, shops, etc.). A congestion coefficient of 0.8 is also considered, meaning that 20 % of EV may find the charging units busy and leave the fuel station to look for alternative charging place. Electricity required to charge EV is calculated considering electricity consumption per km

based and average distance travelled per EV per year (see Table 1).

Solar PVs, most likely, will be installed on the roof area of the fuel stations and Table 2 shows the data used for calculation of maximum capacity of the solar PVs that can be installed in the fuel stations. Investment decision for installation of the PV system (Fig. 2) is made only if NPV for that investment is equal or larger than zero. It means, that the price of grid electricity has to be sufficiently large to generate the required cash flow of energy cost savings. If NPV is less than zero, the required subsidies are calculated to make the investment economically feasible. Decrease of initial specific investment of solar PVs due to the learning curve is also considered in the model. Installation of solar PVs, similarly to installation of EV charging units, is modelled as capacity building model consisting of several stocks and flows. These stocks and flows portray that the capacity is initially ordered and moved into stock of capacity under construction (Eq. 3). Average construction time determines the rate at which that capacity is moved to the stock of capacity in operation, i.e. 'commissioning rate.' Average lifetime of that capacity determines the discard rate of the capacity.

$$PV_{uc}(t) = \int_{t_0}^t [Or_{PVFS}(t) - Cr_{PVFS}(t)] dt + PV_{uc}(t_0), \quad (3)$$

where

$PV_{uc}(t)$  number of solar PV's under construction in fuel stations, units/stations;

$PV_{uc}(t_0)$  initial number of solar PV's under construction in fuel stations, units/stations;

$Or_{PVFS}$  order rate of solar PV's in fuel stations, units/stations/years;

$Cr_{PVFS}$  commissioning rate of solar PV's in fuel stations, units/stations/years.

For calculation of electricity by solar PVs it is considered that duration of installed capacity utilization is 850 hours per year, but this value can vary greatly from country to country depending on the geographical location. Since there could be mismatch between solar PV production and EV charging, it is assumed that 0.2 of the solar PV production is used for other purposes than the charging of EV. Since the amount of solar power will not be able to cover all the required demand of EVs, part of the electricity is purchased from grid.

The main output of the model is the reduction of CO<sub>2</sub> emissions that is reached by replacing fossil fuel vehicles with EV vehicles. The total size of the vehicle fleet is assumed to remain constant, and no dynamics in the FV vehicle fleet related to fuel mix, age and resulting per km CO<sub>2</sub> emissions were considered. No changes in power production mix regarding the grid electricity were considered either. Therefore, CO<sub>2</sub> emission factors for FV and grid electricity were assumed to be constant (see Table 1).

TABLE 1. VALUES USED IN THE MODEL FOR THE BASE SCENARIO

Name	Value	Measurements	References
Indicated budget for EV subsidies	10	Mill. EUR	[11]
Indicated subsidies per new EV	4500	EUR/vehicle	[11]
Initial average price of new EV & fossil vehicles	33 000/18 000	EUR/vehicle	[12]
Initial number of EV	2106	vehicles	[13]
Initial fraction of EV users with subsidies	0.8	unitless	assumption
Decrease fraction of average price of new EV	0.02	Unitless, per year	assumption
Decrease fraction of specific investment in solar PV	0.025	Unitless	assumption
Probability of convincing subsidy population	0.4	People/contacts	assumption



Contact rate with subsidy pop	6	Contacts/people/year	assumption
Probability of convincing no-subsidy population	0.5	People/contacts	assumption
Contact rate with no-subsidy pop	12	Contacts/people/year	assumption
Max number of charging units per fuel station (FS)	6	Units/station	assumption
Aggregated goal of EV per charging unit	10	Vehicles/units	[14]
Number of fuel stations	436	stations	*
Initial number of public charging units in operation	11	units	*
Initial number of charging units in FS	16	units	*
Average lifetime of charging units	20	years	assumption
Average lifetime of EV	10	years	assumption
Initial specific investment in solar PV	945	EUR/kW <sub>p</sub>	[15]
Average lifetime of PV system	25	years	[15]
Discount rate	0.05	unitless	assumption
Power density of solar PV	0.155	kW/m <sup>2</sup>	[16]
PV size	0.166	m <sup>2</sup> /units	assumption
Fuel station roof size	200	m <sup>2</sup> /stations	assumption
Electricity consumption of EV per km	0.2	kWh/km	assumption
Electric capacity of charging unit	50	kW/units	assumption
Capacity fee for grid connection per kW	10	EUR/kW/year	assumption
Grid electricity price	143	EUR/MWh	[17]
Per unit O&M costs of PV	0.012	EUR/kWh	assumption
CO <sub>2</sub> emission factor for grid electricity	101	t/kWh	[18]
Average vehicle travel distance	13 000	km/year/vehicle	[19]
Total number of vehicles	749 909	vehicles	[20]
CO <sub>2</sub> emissions per fuel vehicle per km	168	g/km	[21]

\* Various sources – the values were obtained by summarizing information from various sources about the fuel stations and the location of the charging units.

### 3. RESULTS AND DISCUSSION

The ultimate goal for the introduction of EV and the development of solar PV – based charging infrastructure at fuel stations is the reduction of greenhouse gas (GHG) emissions. CO<sub>2</sub> emissions, as being the major part of GHG emissions, is considered as one of the main model outputs. Gradual substitution of fossil fuel – based vehicles (FV) with EV and installation of solar PVs should result in the reduction of CO<sub>2</sub> emissions. The results (Fig. 3) show that the reduction of the emissions from FV take place and at the end of the modeling period only CO<sub>2</sub> emissions associated by grid electricity remain.

However, the reduction of the CO<sub>2</sub> emissions is negligible until the year 2040, when the change happens very fast. This is because of the large price difference between EV and FV even with the subsidies, that start in 2022. If the difference between subsidized EV and FV exceeds 5000 EUR, EV are purchased only by the population that do not need subsidies, and the fraction of this population is assumed to be 20 % (see Table 1). When the price difference reaches 5000 EUR, also the population that needs subsidies for the purchase of EV engages (Fig. 3), i.e. the purchase decision becomes larger than zero. The S-shaped graph of the purchase decision shows a fraction of the population that needs subsidies making an EV purchase decision as the price difference declines. The shape of the graph is assumed.

However, even if a large part of that population is ready to purchase EV, a relatively small amount of EV can be subsidized due to the limited total budget of EV subsidies. A considerable increase of the number of EV starts (Fig. 5) only at the point (around the year 2040) when the price difference reaches 4500 EUR/vehicle, and no subsidies are needed from that point on (Fig. 3). As the number of EVs increases, so does the electricity consumption from the power grid and the CO<sub>2</sub> emissions from the grid start to increase (Fig. 4). However, this amount of emissions is considerably smaller than the amount originating from FV.

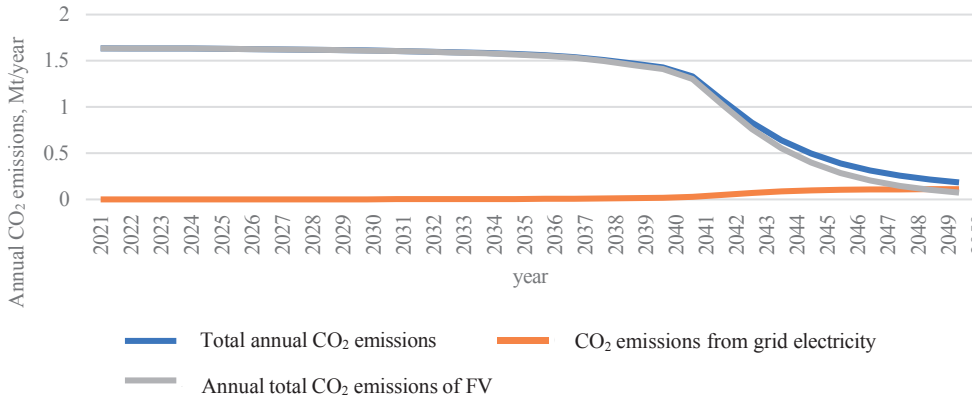


Fig. 3. Annual CO<sub>2</sub> emissions: the total, from fossil fuel – based vehicles and from grid electricity.

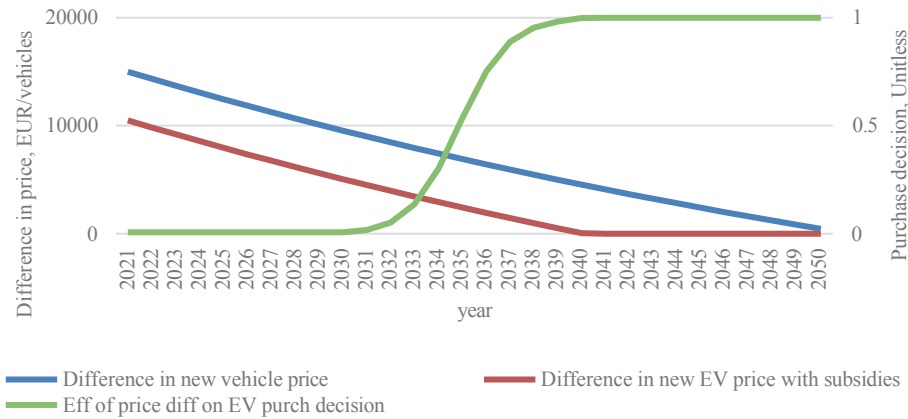


Fig. 4. Price difference effect on EV purchase decision.

The price difference between EV and fuel vehicle decreases due to the development of EV production technologies, i.e. learning effect. This is modelled as assumed annual fraction of price decrease (see Table 1 and Fig. 5). If the rate of price decrease is larger, the time it takes for the price of new EV differ from the price of FV by no more than 4500 EUR reduces. This results in earlier ‘exploding’ of EV purchases (Fig. 5).

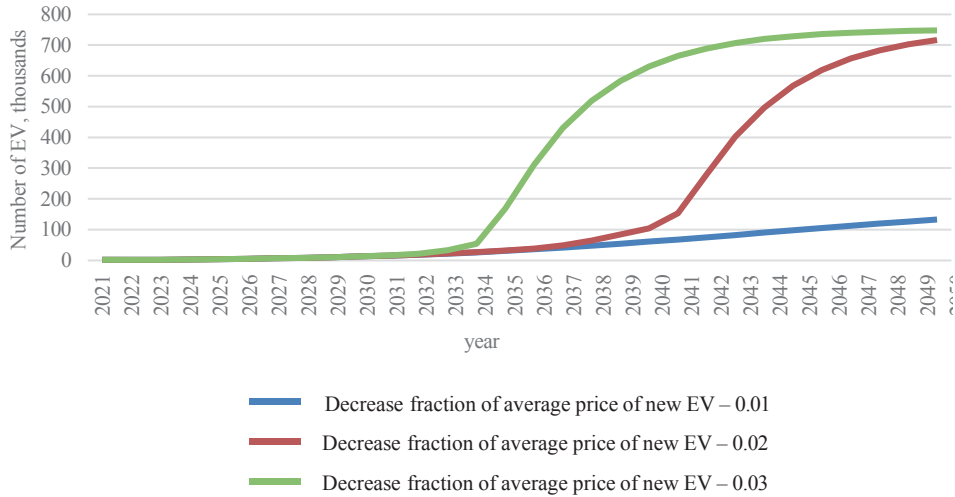


Fig. 5. Electric vehicle growth dynamics depending on the rate of average prices decrease rate of new EV. Average price decrease for the base scenario is 0.02.

Solar PV panels in fuel stations are installed relatively fast and reach the maximum capacity in the fifth year (Fig. 6) since the electricity production costs are competitive with the grid electricity from the beginning of the simulation period. The amount of electricity produced at fuel stations by solar PVs placed on the roofs of fuel stations is circa 2 % of the total electricity required for EV charging. As the amount of electricity produced from PV panels installed at fuel stations is relatively low, the possibility of installing PV panels at other charging points located outside the fuel stations is being considered in order to obtain larger share of renewable energy. The results show that PV panels located outside the fuel stations can provide about 14 % of the total amount of electricity required for EV charging.

That small impact is because of the fact that the main driver for a purchase decision is the price difference between EV and FV, and most of EV purchase takes place after the difference between subsidized EV price and FV price shrinks to zero due to the development of EV (Fig. 4). Therefore, the subsidies per EV play an important role in the purchase decision, and if those subsidies per EV are doubled then a considerable increase in the number of EV starts much earlier and by the year 2050 the whole stock of FV is replaced by EV. Doubling of the total budget for subsidies increase the rate but not much. Faster rate of FV substitution by EV means lower cumulative CO<sub>2</sub> emissions during the simulation period, although the total annual CO<sub>2</sub> emissions might be the same at the end of the simulation period. Sensitivity analysis of cumulative total CO<sub>2</sub> emissions depending on subsidies per new EV (Fig. 7) shows that increase of the subsidies from 1000 to 10 000 EUR/vehicle decreases the total cumulative CO<sub>2</sub> emissions by more than 50 %, *ceteris paribus*.

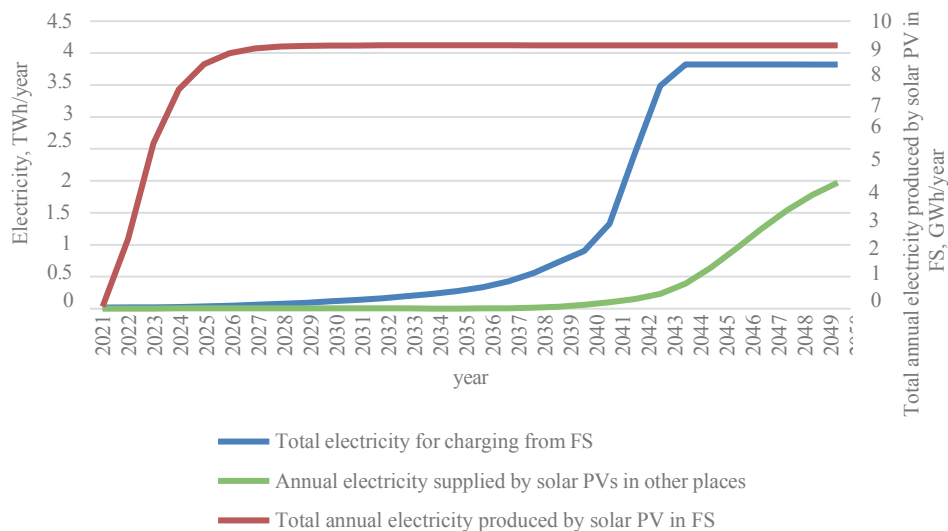


Fig. 6. Amount of the total annual electricity supplied for charging of EV from fuel stations (FS), the total annual electricity produced by solar PVs in FS (right-hand axis) and the total annual electricity produced by solar PVs in other places where the charging units are installed (left-hand axis).

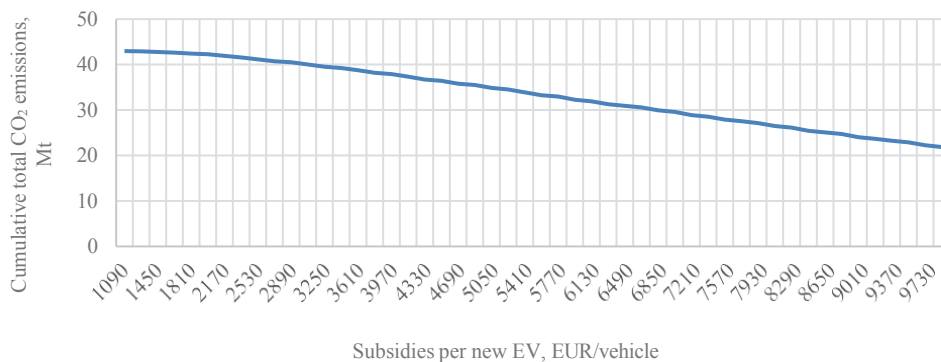


Fig. 7. Cumulative total CO<sub>2</sub> emissions depending on the subsidies per new EV.

To find out the impact of subsidies on cumulative total CO<sub>2</sub> emissions, a sensitivity analysis was performed, in which the total indicated subsidy budget is changed from 5 to 50 MEUR with the subsidies per EV remaining at 4500 EUR. The difference in the cumulative total emissions over 30 years is circa one Mt of CO<sub>2</sub> (Fig. 8) or approximately 3 %. It means that the amount of subsidies granted has a greater impact on the cumulative total CO<sub>2</sub> emissions than on dynamics of EV, i.e. the number of EV at the end of the simulation period.

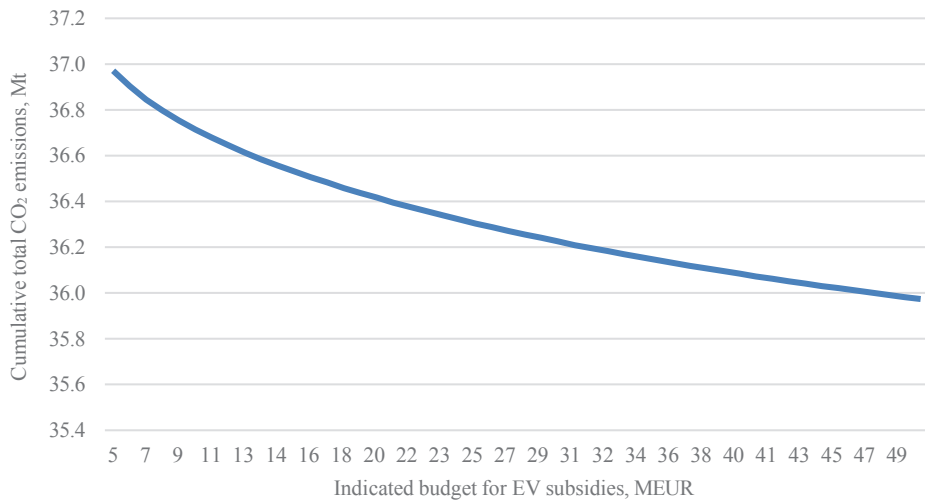


Fig. 8. Cumulative total CO<sub>2</sub> emissions depending on the indicated budget for EV subsidies.

#### 4. CONCLUSIONS

The goal of the study was to evaluate the amount of electricity, which can be produced by solar PV panels installed in fuel stations and provided for EV charging. System dynamics model was used for the study and Latvia was chosen as the case. The results show that installation of solar PV panels in the fuel stations can provide circa 2 % of the total electrical energy needed for EV charging in Latvia. Contrary to the expected, the share of solar PV- produced power at the fuel stations is relatively small comparing to 14 % of the electrical energy provided for charging of EV by solar PVs installed at other charging units outside the fuel stations, i.e. in public charging places. Thus, the installation of solar PVs in other, public EV charging facilities and an increase in the share of renewable energy in the electricity production mix is required for a substantial share of renewable energy sources in the power supplied for EV [22]. The rate of replacement of FV fleet with EV is the most decisive factor in the reduction of CO<sub>2</sub> emissions in transport. The largest impact on the rate of growing of EV is the difference between the prices of new EV and FV. Two main mechanisms lead to the reduction of the price difference between EV and FV – a decrease of the price of EV and the direct subsidies for the acquisition of EV. If the EV average price annual decrease rate, which is due to the technology learning effect, is changed from 2 % to 3 %, a considerable increase in the number of EV starts circa 10 years earlier (Fig. 5). Thus, the direct subsidies for EV purchase could be the most effective policy tool for support of transport decarbonization and electrification. These subsidies are most effective in the initial phase of the EV diffusion process. As the prices of new EV will shrink due to technological development, the number of EV, and thus, annual CO<sub>2</sub> emissions at the end of the simulation period will not be strongly influenced by the total subsidy budget for EV. However, the cumulative CO<sub>2</sub> emissions are strongly affected by the subsidies per EV (Fig. 7), since the early transition from FV to EV lead to a reduction of the cumulative emissions for the whole period. The effect of subsidies the cumulative CO<sub>2</sub> emissions is not linear (Fig. 7, Fig. 8) and increase of the amount of the subsidies is very important at the lower end. Consequently, for energy policy design, the main conclusion is that the policy tools have to be targeted at

stimulating a fast transition from EV to FV as early as possible and reduction of the price difference between those vehicles in the near term, to reach the transition. The production source of power used for EV charging is of secondary importance in relation to the cumulative CO<sub>2</sub> emissions in the transport sector.

## 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”.

This publication was supported by Riga Technical University's Doctoral Grant programme.

## REFERENCES

- [1] Figueiredo R., Nunes P., Brito M. C. The feasibility of solar parking lots for electric vehicles. *Energy* 2017;140:1182–1197. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.024>
- [2] Mercan M. C., Kayalica M. Ö., Kayakutlu G., Ercan S. Economic model for an electric vehicle charging station with vehicle-to-grid functionality. *International Journal of Energy Research* 2020;44(8):6697–6708. <https://doi.org/10.1002/er.5407>
- [3] dos Santos P., et al. Analysis of solar and wind energy installations at electric vehicle charging stations in a region in Brazil and their impact on pricing using an optimized sale price model. *International Journal of Energy Research* 2020;45(5):6745–6764. <https://doi.org/10.1002/er.6269>
- [4] Osório G. J. et al. Rooftop photovoltaic parking lots to support electric vehicles charging: A comprehensive survey. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems* 2021;133:107274. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107274>
- [5] Turan M. T., Gökalp E. Integration Analysis of Electric Vehicle Charging Station Equipped with Solar Power Plant to Distribution Network and Protection System Design. *Journal of Electrical Engineering and Technology* 2022;17(2):903–912. <https://doi.org/10.1007/s42835-021-00927-x>
- [6] Nityanshi T., Mathur V. A., Tikkiwal, Nigam K. Feasibility analysis of a solar-assisted electric vehicle charging station model considering differential pricing. *Energy Storage* 2021;3(4):e237. <https://doi.org/10.1002/est2.237>
- [7] al Wahedi A., Bicer Y. Assessment of a stand-alone hybrid solar and wind energy-based electric vehicle charging station with battery, hydrogen, and ammonia energy storages. *Energy Storage* 2019;1(5):e84. <https://doi.org/10.1002/est2.84>
- [8] Yan D., Ma C. Stochastic planning of electric vehicle charging station integrated with photovoltaic and battery systems. *IET Generation, Transmission and Distribution* 2020;14(19):4217–4224. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2019.1737>
- [9] Filote C., Felseghi R. A., Raboaca M. S., Aşchilean I. Environmental impact assessment of green energy systems for power supply of electric vehicle charging station. *International Journal of Energy Research* 2020;44(13):10471–10494. <https://doi.org/10.1002/er.5678>
- [10] ISEE systems. STELLA Architect. Products. 2016. [Online]. [Accessed: 30.03.2022]. Available: <https://www.iseesystems.com/store/products/overview.aspx>
- [11] Vides aizsardzības un reģionālās attīstības ministrija. Elektromobiļi. (Ministry of Environmental Protection and Regional Development. Electric cars). 2021. [Online]. [Accessed: 30.03.2022]. Available: [https://www.varam.gov.lv/lv/elektromobili?utm\\_source=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F](https://www.varam.gov.lv/lv/elektromobili?utm_source=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F) (In Latvian).
- [12] Volkswagen. WW vehicle price.pdf. [Online]. [Accessed: 30.03.2022]. Available: <https://www.volkswagen.co.uk/en/new.html>
- [13] CSDD. Reģistrēto transportlīdzekļu skaits. Transportlīdzekļi. Statistika. (CSDD. Number of registered vehicles. Vehicles. Statistics). 2020. [Online]. [Accessed: 30.03.2022]. Available: <https://www.csdd.lv/transportlīdzekli/registroto-transportlīdzeklu-skait> (In Latvian).
- [14] Consolidated text: Directive 2014/94/EU of the European Parliament and of the Council of 22 October 2014 on the deployment of alternative fuels infrastructure. *Official Journal of European Union* 2014/94/EU.
- [15] IEA. Projected Costs of Generating Electricity 2020 – Analysis. 2021. [Online]. [Accessed: 30.03.2022]. Available: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020>
- [16] Danish Energy Agency and Energinet. Technology Data. Energy Plants for Electricity and District heating generation. 2016. [Online]. [Accessed: 30.03.2022]. Available: [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology\\_data\\_catalogue\\_for\\_el\\_and\\_dh\\_-\\_0009.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf)
- [17] Latvenergo. Elektroenerģijas cena. (Electricity prices). [Online]. [Accessed: 30.03.2022]. Available: <https://latvenergo.lv/lv/jaunumi/elektroenerģijas-cena/4>

- 
- [18] Vides aizsardzības un reģionālās attīstības ministrija. Siltumnīcefekta gāzu emisiju aprēķina metodika. (Ministry of Environmental Protection and Regional Development. Calculation methodology of greenhouse gas emissions) Available: <https://www.varam.gov.lv/lv/siltumnicefeka-gazu-emisiju-aprekena-metodika>. (In Latvian).
- [19] Bosseboeuf D., Lapillone B., Rousset M., Sudries L. Sectoral Profile – Transport. 2021:1:1–8. Available: <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/transport/>
- [20] CSDD. Reģistrēto transportlīdzekļu sadalījums pēc degvielas veida. (Distribution of registered vehicles by fuel type). [Online]. [Accessed: 30.03.2022]. Available: <https://www.csdd.lv/transportlidzekli/transportlidzekli-vizualizacija> (In Latvian).
- [21] CSDD. Vidējais degvielas patēriņš (Average fuel consumption). [Accessed: 30.03.2022] Available: <https://www.csdd.lv/videjais-degvielas-paterins/rokasgramatas-par-videjo-degvielas-paterinu-un-co2-izpludi>
- [22] Nityanshi T. Mathur V. A., Tikkiwal, Nigam K. Feasibility analysis of a solar-assisted electric vehicle charging station model considering differential pricing. *Energy Storage* 2021:3(4):e237. <https://doi.org/10.1002/est2.237>

# Relation between electric vehicles and operation performance of power grid

Gunārs VALDMANIS<sup>1\*</sup>, Gatis BAZBAUERS<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Riga Technical University, Institute of Energy Systems and Environment, Āzenes street 12-K1, Riga, LV-1048, Latvia

**Abstract** – Rapidly increasing number of electric vehicles (EV) is expected in the future. It is important to understand the consequences of this process for operation of power grids. The goal of this study was to determine an impact of increasing number of EV on the economic performance of electricity distribution system, including the impact on users of power distribution infrastructure. Factors, such as expected network load changes and required investment in the networks as well as possible changes in power distribution tariff were considered. Analysis of Latvia's power distribution system shows that the installed capacity significantly exceeds the load. It means that connection of EV charging infrastructure to the system and resulting increase of the system's load may not require additional investments and even could bring a positive economic effect due to better utilization of the infrastructure.

**Keywords** – Clean energy transition; electric mobility; electric vehicles; energy economics; power distribution system; sustainable mobility

## INTRODUCTION

Transport sector is one of the sectors that will have to undergo significant technological changes due to its large greenhouse gas emissions and share of the total anthropogenic emissions. At present, electric vehicles (EV) can be considered as one of the technologies that convincingly starts to replace internal combustion engine vehicles. However, due to high production costs and lack of information on the potential impact of electric cars on environment and socio-economic well-being, initiatives to promote electric mobility often face significant public skepticism. One of the issues that often arises is the costs of required development and maintenance of power grid infrastructure to provide the electric mobility. At the same time, analysis of the actual load and structure of investments in electricity networks suggest that an impact of electric mobility on network operating costs, in contrast to concerns, can be positive in many cases. EV may contribute to the network efficiency. Therefore, the research question of this study is to identify impact of possible dynamics of EV fleet on the required investments in the power networks.

To our knowledge, the technical impacts of EV charging infrastructure on power distribution grid has been studied extensively by many researchers; however, changes in economic performance of distribution networks in a situation, when significant part or all fossil-fueled passenger cars are replaced with EV, remains relatively uncovered. Meanwhile, the existing studies focusing on the technical effects of electromobility, provide several important facts for related economic analysis, e.g., modelling results prove, that coordinated strategy for allocation of charging capacities and sufficiently managed charging strategy can increase allowable theoretical penetration of EV in the system up to 6 times (De Hoog et al. 2013). Study in the Germany confirms that technical influence of EV charging strongly depends on the local topology and capacity utilization in a power grid (Held et al. 2019). Thus, research confirms that in cases when the available grid capacities have low overall utilization rate, example.g., up to 30%, on the system level there is no provable direct relation between electric vehicle penetration and investment in or operation costs of the grid. Additional load of EV charging has the same impact on operation of the grid as any other additional demand for electrical energy (Bräunl et al. 2020). It means that in the case of under-utilized grid charging of the electric transport can be used as a strategy to improve overall utilization of the grid and make an economic optimization of the grid (White and Zhang 2011), (Deilami et al. 2011). Several other studies also show a strong relationship between optimized and adaptive electrical transport charging infrastructure development strategy and their potential environmental impact in relation to energy losses and carbon emissions (Cardoso et al. 2014), (Foley et al. 2013).

The scientific topicality of this study is due to the fact that during the last decade, and especially in the last year, development of electromobility in Latvia has experienced a rapid growth. It is also expected that policy support for

---

\* Corresponding author.

E-mail address: gunars\_valdmanis@inbox.lv



development of electromobility will be strong in the coming years. Experience of electricity network companies shows that in many cases increase in demand for network services caused by electromobility can be considered as economically favorable development for the network infrastructure. However, depending on different development scenarios of EV, which may be influenced by political decisions, the amount of investment required and the associated benefits and costs for end-users may vary.

Industry expert estimates in Latvia indicate that the development of EV from the viewpoint of electricity network infrastructure is related to two simultaneous trends. The first significant trend, according to the assessment provided by the electricity network operators, is expected investments in electricity distribution systems to ensure safe connection of EV charging points to the network and provision of the required capacity for its future operation. Another important trend is changes in the total load of electricity networks. Data provided by Latvia's electricity transmission and distribution system operators show that the total system capacity is significantly larger than the actual load of power system users, and the load can be increased several times in many cases. For Latvia this is well illustrated by the fact that the total load of Latvia's electricity users registered back in 1990 reached 2000 MW, but the annual electricity consumption reached circa 10,7 TWh (Staltmanis 1992). Thus, the historic load exceeds the Latvia's average load of 2019 circa two times, but total electricity consumption about 1.4 times. Given that a significant part, i.e. up to 80% of electricity network infrastructure costs, remain fixed regardless of consumption, it can be relatively reliably predicted that electricity consumption from EV will not lead to significant increase in electricity infrastructure costs if the existing capacity is sufficient. On contrary, more effective network load utilization may even reduce the unit costs of electricity supplied to users. Therefore, the goal of this study is to determine the influence of EV on the economic and operational performance of power grid, by considering the actual installed capacity of the electricity grid and potential demand of the EV. The analysis includes assessment of the costs and benefits of power grid users in result of changes in the utilization of the grid capacity. Benefits, expressed in monetary terms, provided to a whole society by the avoided carbon emissions due to displacement of fossil fuel in high-duty vehicle sector by EV are also assessed.

## 1. METHODOLOGY

The modelling is performed by using the existing data of Latvia regarding the total power demand for the needs, other than electric mobility, as well as the total installed capacity of the grid. Several assumptions regarding characteristics of EV and fossil-fuel based passenger vehicles as well as specific CO<sub>2</sub> emissions and costs were made (Table 1).

TABLE 1: THE MAIN PARAMETERS AND ASSUMPTIONS USED FOR THE CALCULATIONS, AND RELATED TO CHARACTERISTICS OF TRANSPORT AND CO<sub>2</sub> EMISSIONS

Parameter	Value
Average specific electricity consumption of passenger EV (kWh/km) *	0.196
Average yearly mileage of passenger EV (km/year) **	13000
Average yearly energy consumption of fossil fuel passenger vehicles (kWh/year)	13152
Average CO <sub>2</sub> emissions from passenger EV in Latvia (kg/year)	509.6
Average CO <sub>2</sub> emissions from fossil fuel passenger vehicles in Latvia (kg/year)	2600

Average required charging capacity per passenger EV (kW)	10
Price of CO <sub>2</sub> emissions (EUR/t)	25

Data Source: The European Commission, Road Traffic Safety Directorate of Latvia; Electric Vehicle data base <https://ev-database.org/>

The calculations are made with assumption that the yearly number of investments in power distribution system is maintained in line with the existing level. It is based on assumption that increase in number of EV does not always lead to investment in the grid. Findings of some studies show that during integration of EV charging infrastructure into the grid the grid operators enjoy a wide range of options for optimization of the grid load. Thus, amount of the investments allocated to grids should be viewed as a decision which is mostly related to overall investment and regulatory policy of the grid, or even political decisions, rather than a parameter which is directly linked to demand of consumers. However, the model also includes an option that allows to compare scenarios with additional investments in the grid.

TABLE 2: THE MAIN PARAMETERS AND ASSUMPTIONS USED FOR THE CALCULATION OF DISTRIBUTION GRID PERFORMANCE

Parameter	Value
Installed distribution network capacity (MVA)	6118
Requested distribution network capacity (MVA)	11 503
Peak demand in Latvia's grid in 2020 (MVA)	1250
Assumed diversity factor for distribution grid, including EV charging	3
Average yearly capacity fee (fixed cost) in grid (EUR/MVA per year)	2464
Average power distribution fee (the variable part) (EUR/kWh)	0,04399

The performed analysis helps to evaluate how the development of EV may improve an economic performance of the existing electricity network infrastructure. It can also be used to model outcome of alternative development scenarios with such variable parameters as additional investments in the grid, changes in structure of electricity tariffs, or change of the tariff. Calculations that show an impact of electricity consumption and investment demand related to EV on the cost of operation of power distribution system were developed. Scientific publications, statistical data and recommendations of managers of electricity infrastructure were used for a set of assumptions used in the research.

The approach, adopted in this analysis, is supported by several earlier research regarding the impact of grid development on promotion of EV and impact of EV transport on grid development. Studies on the development of EV charging infrastructure to date indicate that a significant impact

on the demand for different types of EV charging equipment can develop under a number of possible scenarios, each with a potential impact on network load as well as behavior of users. It has been found that electric car users tend to prefer charging at individual connection points (circa in 50 to 80% of cases) as well as workplaces (between 15 and 25% of cases), and only about 10% of charges take place in public charging locations (Funke et al. 2019). It was also concluded that availability of the charging services in the users' house has a decisive effect on demand for the charging capacity and capacity in different voltage categories of a network. For example, in Germany, where a relatively large population lives in individual houses (with charging available in yard or garage), mainly low power charging (up to 22 kW) is demanded, and that demand does not require a significant investment in networks. While in the Netherlands, where significantly lower availability of charging at home has been recorded, demand for public recharging points was larger (Muratori et al. 2020). These studies confirm that there is no clear correlation between growing charging capacity and actual load of power distribution system. It follows that in cases where network capacity as a whole is able to meet the expected cumulative demand of EV, there is no evidence that the increase in number of EV correlates with network investment, as the network operator can be flexible regarding investment and promote economic usage of the network capacity, thus influencing consumer behavior and habits (Baresch and Moser 2019), (Miele et al. 2020). It is also evident that often the density of the charging infrastructure rather than the allocated capacity in each of the charging stations plays a decisive role in promoting EV usage (Clinton and Steinberg 2019) (Herron and Wardle 2015). Studies also point to a very strong correlation between the population structure of specific regions, residential building type, population density and electromobility usage habits, and consequently the development of a specific type of charging infrastructure (Funke et al., 2019). For example, it is emphasized that in the Netherlands, where the prevalence and availability of detached houses is relatively low, the country is characterized by the development of slow charging stations, and these stations have developed at a very high density. Number of the charging stations is significantly higher and these are located closer to each other than in countries where electric car charging is located at homes and there is a high prevalence of fast charging points (Baresch and Moser 2019). The most important conclusion to be drawn from the studies conducted so far on the development scenarios of the electromobility charging service and its relation to other socio-economic factors is that although the initial development of electromobility is largely dictated by national socio-economic developments, policy implementation decisions may also be affected, and there may be a situation where electric cars can be used with equal intensity in countries with slow charging service capabilities and countries with widespread fast charging infrastructure (Schroeder and Traber 2012), (Nejad et al. 2017). From the viewpoint of the development of a common energy supply infrastructure, this finding is very important, as it indicates that policy makers have to choose several possible infrastructure development scenarios, which also directly affect the impact of measures on electricity networks and network investments (Bakker, Maat, and van Wee 2014), (Serradilla et al. 2017). It should be noted that, unlike many other societal energy consumption habits, there is no single common and pronounced trend that accurately reflects the impact of electromobility on network performance. There is no sufficient evidence to suggest that the usage pattern of EV will be significantly different from usage pattern of fossil-fueled transport, and thus it can be assumed that the peak usage of EV will be achieved in morning hours and evening hours. Historical data also suggest, that transport usage patterns during the day time also have no direct correlation with the demand refueling or recharging of vehicles, un thus, , there is currently no reason to believe that this trend will change as the share of electric vehicles increases and will also be reflected in the performance of the electricity grid (Dharmakeerthi, Mithulananthan, and Saha 2011).

From the electromobility research it can be concluded that the overall design of electric charging stations is normally optimized, which ensures availability of the charging service depending on the mobility habits of the region (e.g. average travel distances, urban or extra-urban mobility), and significantly reduces the total charging density of EV in a given area, as well as the

required electrical capacity of these charging stations (Jochem, Szimba, and Reuter-Oppermann 2019). In many cases the actual location of charging points may be flexible and also take into account a number of other planning aspects, such as the availability of the building area, the interaction of the charging point with other public infrastructure objects (such as tourist destinations or other public service objects) (Cardoso et al. 2014). Findings of the studies indicate that both the need for a particular density of the charging stations in a particular area and the resulting impact on the network depends significantly on the population density, as well as on the technical characteristics and condition of the existing network. Considering these findings, an assessment of the most important technical features of the Latvia's electricity distribution system network, which may affect both the amount of potentially required investments for electromobility development and the network's technical and economic performance in the future, was performed in consultation with the specialists of the power distribution company "Sadales Tīkls". According to the data compiled by the company "Sadales Tīkls", the total length of the Latvia's public distribution networks is approximately 93,000 km (excluding independent operators), which means that the total length of the network per 1,000 inhabitants is approximately 48.1 km (AS "SADALES TĪKLS" GADA PĀRSKATS n.d.)). By comparison, according to statistics from Estonia and Lithuania, i.e. Elektrilevi (MAJANDUSAASTA ARUANNE n.d.) and ESO, the length of the public distribution network per 1,000 inhabitants amounts to circa 45.1 km in Estonia and 46.1 km in Lithuania. It means that in Latvia the costs of maintaining the network and recovering capital investments are higher for network users than in neighboring countries. In turn, electricity consumption in 2020, according to the data compiled by Nord Pool Spot, reached 11.84 TWh in Lithuania, 7.95 TWh in Estonia and 7,059 TWh in Latvia showing that also a power consumption per 1 km of network length is the smallest in Latvia, i.e. the average electricity transmitted per km of the network reached 91 MWh/year in Lithuania, 132.5 MWh/year in Estonia, and 76 MWh/year in Latvia. Although these figures can be considered as a general comparison, which do not provide an accurate insight into the economic aspects of the electricity distribution network, these convincingly indicate significant characteristic of the electricity network in Latvia. Namely, it is characterized by low load per length of the network, which also contributes to lower economic efficiency of the network. From this point of view, it can be concluded that Latvia's electricity network currently has unfavorable economic operating environment and technical preconditions for its operation than in neighboring countries. Thus, increasing the total electricity network load and national electricity consumption in Latvia is desirable. Such conclusion also results from the basic principles of the common distribution system operator's tariff and allowable revenue calculation methodology (Par akciju sabiedrības "Sadales tīkls" elektroenerģijas sadales sistēmas pakalpojuma tarifiem n.d.). From the viewpoint of the company's representatives, it can be concluded that the most significant modernization works and related investments in the network related to diffusion of electromobility are expected in the low voltage part of the network, which is generally characterized by lower specific investment per km. The technical condition of the existing network is relatively good, as confirmed by improvements in the quality and security indicators of network services SAIDI and SAIFI (AS "SADALES TĪKLS" GADA PĀRSKATS n.d.). The overall low load of the Latvia's distribution grid is also characterized by comparison of the installed capacity of the grid transformers in the distribution network and the requested capacity by consumers (Table 1). Thus, it can be concluded, that even under the peak consumption conditions the total load of the system remains well below the maximum capacity and less than 30% of the theoretical capacity of transformers (the actual demand which can be met with the installed capacity of transformers may vary in line with the actual power factor, the ratio of the real power absorbed by the load to the apparent power flowing in the circuit). Therefore, the assessment of the network capacity suggests that the Latvia's power grid is potentially capable to absorb theoretical load which exceeds the existing load even 4 times. Research also suggests that the overall simultaneity factor for EV charging is not significantly different from the overall factor for other needs, with approximately only 78% of the transport used daily, and the simultaneity factor for EV charging reaching only

approximately 50% for the most extreme scenarios (Held et al. 2019). The assessment confirmed that the overall capacity of the grid remains sufficient to support full replacement of all registered and actively used vehicles (including trucks and passenger buses) in Latvia, which equals to approximately 1 million vehicles. According to the specialists of the company “Sadales Tīkls”, the planned investments and modernization program are also considered to be an important precondition for the development of electromobility, but in general it is not possible to identify the investment that should be directly linked to the demand for services generated by the development of electromobility. In total, the amount of additional required investments for the period from 2022 to 2026 has been identified in the amount of circa 100 million EUR, which makes up the average annual investment demand in the amount of about 20 million EUR, or about 20% more than the current annual average. Taking into account the company's total operating income of EUR 320 million, which accordingly reflects the actual costs of the service provided by the company, it can be concluded that the company's investment program for the implementation of these modernization measures corresponds to approximately 6% of the company's annual turnover.

## **2. RESULTS AND DISCUSSION**

Results regarding potential reduction of average total costs of power distribution and avoided CO<sub>2</sub> emissions were obtained by assuming that a number of EV changes from the current 1000 to 500 000 in the future. With such dynamics of EV development the total electricity consumption in the system increases by approximately 1,248 TWh/year, which is approximately 20% of the current power consumption. Such increase in the consumption of electricity contributes to additional income to the grid operator, which in turn, after the deduction of applicable costs (mostly – proportional increase of electricity losses), can be used for reduction of the average tariff per kWh by circa 0.2%. That equals to economic gains of all energy consumers at amount of approximately 0.7 million EUR per year. The results show (see Fig. 1.) that decrease of the tariff (average total costs of power distribution) is relatively small, i.e. 0,9% in total if the number of EV increases from 1000 to 500 000. If the number of EV doubles the tariff decreases by 0,017%. This small effect of EV consumption on the tariff can be explained with the overall proportion of the fees for installed capacity and per unit of delivered electricity in the tariff structure for distribution service. Due to the fact that significantly higher proportion of the network fees is attributed to consumed energy, the economic effect of increased energy consumption is proportionally smaller than would be in the case with higher fixed component in the tariffs.

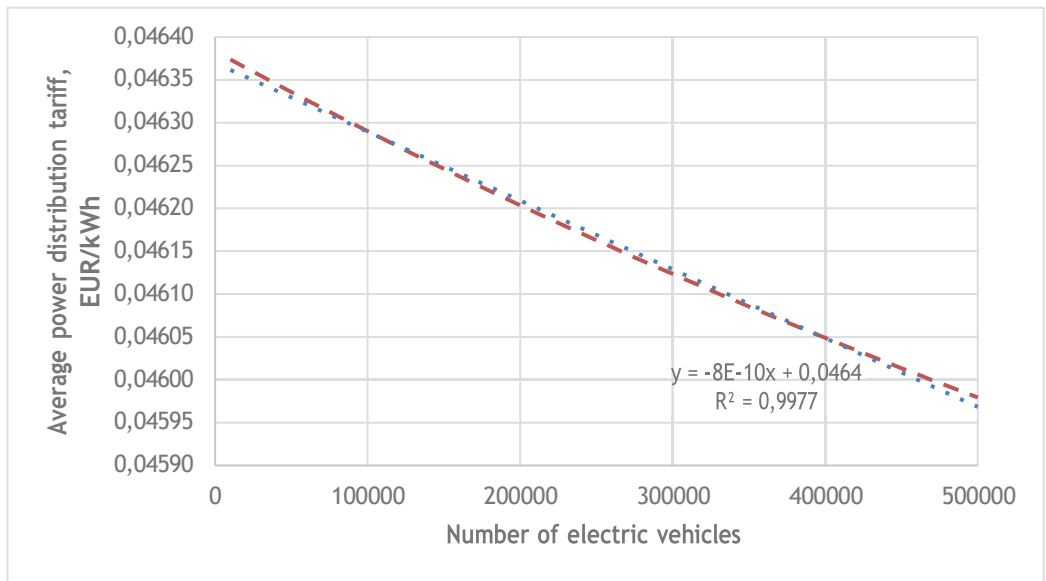


Fig 1: Average power distribution tariff depending on number of electric vehicles in Latvia (regression function is the dotted line)

More significant socio-economic effect is achieved from potential reduction of CO<sub>2</sub> emissions when EV displace fossil fuel-based internal combustion engines. When the number of EV reaches 500 000 the avoided costs of CO<sub>2</sub> emissions, assuming the CO<sub>2</sub> price of 43 EUR/t (such level was reached by late March 2021) reached circa 45 million EUR/year (see Fig.2). In another words, each EV results in circa 90 EUR/year of avoided CO<sub>2</sub> emission costs with the assumed price of CO<sub>2</sub> or 2 t of avoided CO<sub>2</sub> emissions by 1 EV per year. It must be also noted that such estimates are based on the approach that the emissions of CO<sub>2</sub> from fossil fuel cars is 200 g/km of travel, and thus reflects pump-to-wheel emissions. For EV the calculation is based on emissions related to the production of the consumed electricity, and is based on the average CO<sub>2</sub> emissions per kWh of the electricity for Latvia, i.e. circa 200 g/kWh That figure reflects comparatively conservative scenario, under which approximately 40% of power demand is met by fossil production sources, and exceeds the historical average calculated CO<sub>2</sub> intensity for Latvia by approximately 65%.

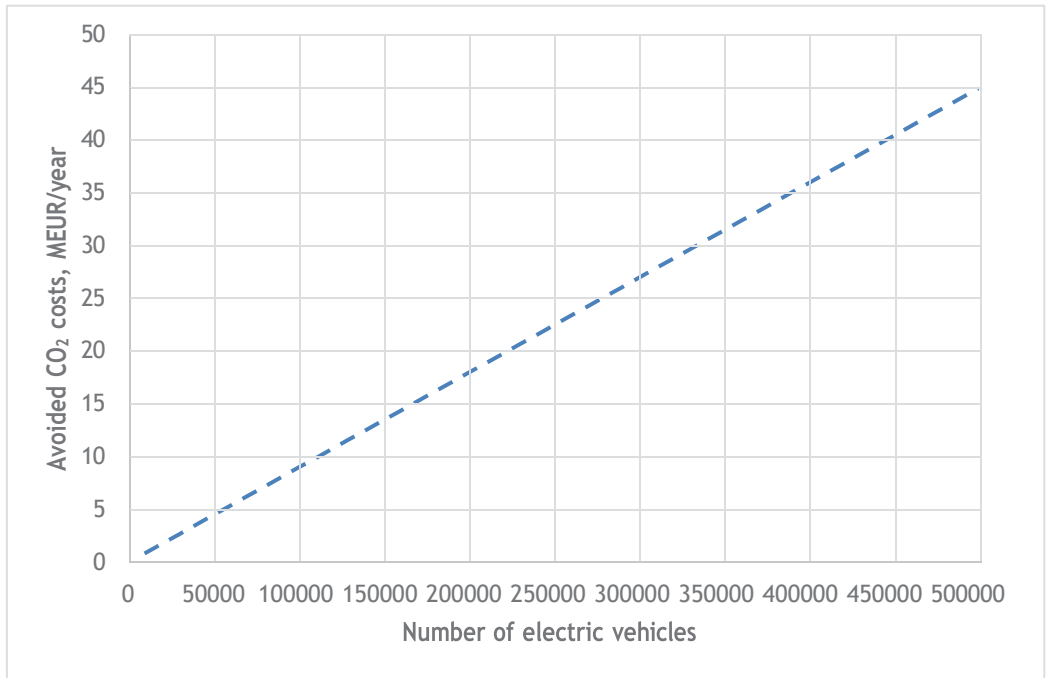


Fig 2: Avoided CO<sub>2</sub> emission costs depending on number of electric vehicles in Latvia

### 3. CONCLUSIONS AND SUMMARY

The assessment of the potential load and power consumption due to penetration of EV confirms that the installed capacity of the Latvian power grid is sufficient to meet the charging needs of EV even when all fossil transport vehicle fleet is replaced with EV. Therefore, there is no evidence that electrification of the road transport would require significant additional investments in the power grid. Calculation also suggests that the potential increase in power demand would benefit grid operators, and create additional stream of income, which can be used to reduce network charges per unit of delivered electricity. However, it must be noted that the direct economic benefit related to more intensive use of the network can be described as relatively marginal at around 0.2% or 0.7 million EUR per year for the scenario, when the penetration of EV reaches approximately 500 000 units. Meanwhile the value of avoided CO<sub>2</sub> emissions is more substantial, and can reach approximately 45 million EUR annually when penetration of EV reaches approximately 500 thousand units. Thus, the study shows that diffusion of EV in the power systems with under-utilized grid capacity can be absorbed with little investment and improvement of the capacity utilization. Benefits from climate perspective, i.e. avoided CO<sub>2</sub> emissions and associated costs are even larger. The limitation of this study is that that calculation is static, in a sense, assuming constant characteristics of the vehicles, CO<sub>2</sub> price, etc. Calculations were made for various number of EV but not for the scenarios with the most probable development. Future work will improve these shortcomings by building system dynamics model where possible dynamics of EV penetration can be assessed.

### ACKNOWLEDGEMENT

This study has been funded by the Latvian Council of Science within the research project “Simulator for transition to sustainable energy systems (SET4LOW)” No. lzp-2020/2-0191.



## REFERENCES

- [1] “AS ‘SADALES TĪKLS’ GADA PĀRSKATS.” [https://www.sadalestikls.lv/uploads/2020/04/ST\\_2019\\_gada-p-rskats\\_LV.pdf](https://www.sadalestikls.lv/uploads/2020/04/ST_2019_gada-p-rskats_LV.pdf) (January 27, 2021).
- [2] Bakker, Sjoerd, Kees Maat, and Bert van Wee. 2014. “Stakeholders Interests, Expectations, and Strategies Regarding the Development and Implementation of Electric Vehicles: The Case of the Netherlands.” *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 66(1): 52–64.
- [3] Baresch, Martin, and Simon Moser. 2019. “Allocation of E-Car Charging: Assessing the Utilization of Charging Infrastructures by Location.” *Transportation Research Part A: Policy and Practice* 124: 388–95.
- [4] Bräunl, Thomas, David Harries, Mark McHenry, and Guido Wager. 2020. “Determining the Optimal Electric Vehicle DC-Charging Infrastructure for Western Australia.” *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 84.
- [5] Cardoso, G. et al. 2014. “Optimal Investment and Scheduling of Distributed Energy Resources with Uncertainty in Electric Vehicle Driving Schedules.” *Energy* 64: 17–30.
- [6] Clinton, Bentley C., and Daniel C. Steinberg. 2019. “Providing the Spark: Impact of Financial Incentives on Battery Electric Vehicle Adoption.” *Journal of Environmental Economics and Management* 98.
- [7] Deilami, Sara, Amir S. Masoum, Paul S. Moses, and Mohammad A.S. Masoum. 2011. “Real-Time Coordination of Plug-in Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve Voltage Profile.” *IEEE Transactions on Smart Grid* 2(3): 456–67.
- [8] Dharmakeerthi, C. H., N. Mithulananthan, and T. K. Saha. 2011. “Overview of the Impacts of Plug-in Electric Vehicles on the Power Grid.” In *2011 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Asia 2011 Conference: Smarter Grid for Sustainable and Affordable Energy Future*.
- [9] Foley, Aoife, Barry Tyther, Patrick Calnan, and Brian Ó Gallachóir. 2013. “Impacts of Electric Vehicle Charging under Electricity Market Operations.” *Applied Energy* 101: 93–102.
- [10] Funke, Simon Árpád, Frances Sprei, Till Gnann, and Patrick Plötz. 2019. “How Much Charging Infrastructure Do Electric Vehicles Need? A Review of the Evidence and International Comparison.” *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 77: 224–42.
- [11] Held, Lukas et al. 2019. “The Influence of Electric Vehicle Charging on Low Voltage Grids with Characteristics Typical for Germany.” [www.mdpi.com/journal/wevj](http://www.mdpi.com/journal/wevj) (April 8, 2021).
- [12] Herron, Colin, and Josey Wardle. 2015. “Technology Trajectory and Lessons Learned from the Commercial Introduction of Electric Vehicles in North East England.” *Green Energy and Technology* 203: 161–78.
- [13] De Hoog, Julian et al. 2013. “Electric Vehicle Charging and Grid Constraints: Comparing Distributed and Centralized Approaches.” In *IEEE Power and Energy Society General Meeting*.
- [14] Jochem, Patrick, Eckhard Szimba, and Melanie Reuter-Oppermann. 2019. “How Many Fast-Charging Stations Do We Need along European Highways?” *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 73: 120–29.
- [15] “MAJANDUSAASTA ARUANNE.” [https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/ettevottest/tutvustus/failid/ELV\\_2019\\_MAA\\_tervik.pdf](https://www.elektrilevi.ee/-/doc/8644141/ettevottest/tutvustus/failid/ELV_2019_MAA_tervik.pdf) (January 27, 2021).
- [16] Miele, Amy et al. 2020. “The Role of Charging and Refuelling Infrastructure in



- Supporting Zero-Emission Vehicle Sales.” *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 81: 102275.
- [17] Muratori, Matteo, David Greene, Eleftheria Kontou, and Jing Dong. 2020. “The Role of Infrastructure to Enable and Support Electric Drive Vehicles: A Transportation Research Part D Special Issue.” *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 89: 102609.
- [18] Nejad, Mark M., Lena Mashayekhy, Ratna Babu Chinnam, and Daniel Grosu. 2017. “Online Scheduling and Pricing for Electric Vehicle Charging.” *IISE Transactions* 49(2): 178–93.
- [19] *Par Akciju Sabiedrības “Sadales Tīkls” Elektroenerģijas Sadales Sistēmas Pakalpojuma Tarifiem.*
- [20] Schroeder, Andreas, and Thure Traber. 2012. “The Economics of Fast Charging Infrastructure for Electric Vehicles.” *Energy Policy* 43: 136–44.
- [21] Serradilla, Javier, Josey Wardle, Phil Blythe, and Jane Gibbon. 2017. “An Evidence-Based Approach for Investment in Rapid-Charging Infrastructure.” *Energy Policy* 106: 514–24.
- [22] Staltmanis, Ilgvars. 1992. *Latvijas Enerģētika Ceļā Uz Patstāvību*. Staltmanis. Riga: VAS “Latvenergo”, Latvijas enerģētiķu un elektrotehniķu zinātniski tehniskā biedrība.
- [23] White, Corey D., and K. Max Zhang. 2011. “Using Vehicle-to-Grid Technology for Frequency Regulation and Peak-Load Reduction.” *Journal of Power Sources* 196(8): 3972–80.

# Synergy between solar energy and electric transport

Gunārs VALDMANIS  
Riga Technical University  
Institute of Energy Systems and Environment,  
Riga, Latvia  
gunars.valdmanis@rtu.lv

Prof. Gatis BAŽBAUERS  
Riga Technical University  
Institute of Energy Systems and Environment,  
Riga, Latvia  
gatis.bazbauers@rtu.lv

**Abstract**—Both electric transport and solar photovoltaic technologies experience rapid development and increasingly large role in transport and energy, and their mutual interaction can be seen both as challenge and opportunity. The goal of this study was to investigate potential synergy between both technologies from the economic perspective of a household consumer, and to compare various scenarios of use of the technologies in case of Latvia. The study compares such factors as energy costs, grid costs, taxes as well as costs related with planned maintenance of vehicles as main parameters for the analysis. Research confirms that synergy of solar energy and electric vehicles provides significant potential economic benefits for household consumers.

**Keywords** — solar energy, photovoltaic panels; renewable energy, carbon, electric vehicles, distribution grid

## I. INTRODUCTION

Looking at the research done so far, it can be concluded that the issues of synergies, integration and potential challenges of solar energy and electromobility from a technical point of view have been a long-standing focus for researchers and cover a significant region of the world, including the US, as well as European Union and Asian countries. Studies confirm that electromobility can have a significant positive effect on the successful increase of the share of electricity produced by solar panels in power systems. It can also serve as the technology for balancing short-term consumption from power system's management point of view, as well as a provide for accumulation of excess electricity from solar panels [1],[2].

At the same time, it can be concluded that the range of studies assessing the potential for the economic synergies between electromobility and solar energy, and their comparison with alternative scenarios is significantly smaller. In addition, it should be noted that, unlike studies on the technical effects of solar or car charging on the operation of electrical systems, studies describing the economic impact of these technologies are of primary importance to the countries or territories where these studies are carried out. In calculations, a number of factors are local in nature, which in many cases may result from the local or regional factors, such as service provider tariffs, tax systems, transport and fuel taxes, solar irradiation intensity and other relevant factors, which will be discussed in this article and applied for the case study of Latvia.

Previous studies suggest that a number of economic parameters, characterizing synergies between the solar PV and electric car charging technologies stem largely from their technical integration and impact on the power distribution

system. For example, from a technical point of view, researchers consider both solar and electric car charging technologies to be complementary, but also, in some ways conflicting [3], [4].

The uncontrolled entry of electric vehicle charging units into a system, which is already facing significant challenges in ensuring system stability, could have a significant impact on further increase of the system's maintenance costs [5]. At the same time, electric car recharging has the potential to become a technology that can have a positive impact on the successful integration of solar energy technologies into electricity market, given the fact that solar day-by-day production strongly correlates with overall economic activity and power consumption [6]. For example, by stimulating the electric car owner to charge vehicles during periods when solar power generation is traditionally the highest, mismatch between electricity consumption and supply in the system can be reduced [7]. In this case, the economic impact of interaction between solar energy technology and electric car charging service may be related to reducing electricity price fluctuations in the market conditions, in particular to limit the possibility of electricity prices reaching negative values, as researchers emphasize [8].

However, when performing analysis and forecasts on the possible economic synergy of solar energy and electromobility in Latvia, it is necessary to consider the conditions and perspectives that currently determine development of both technologies. First, in Latvia's conditions, electricity produced by solar panels is generally not competitive in the wholesale market, as the average balanced electricity production costs of solar energy are still higher than the average electricity price in the region, which is mainly dictated by production costs of hydropower and wind power plants [9]. For this reason, the most frequent use of solar power plant production technologies in Latvia and other nearby markets is most often related to covering the power plant owner's or operator's own consumption. In this case, solar electricity most often competes with the final electricity price, including electricity from grid and supply costs, network tariff costs, taxes, as well as payments of the mandatory procurement component. Given the actual structure of Latvia's final electricity prices, the wholesale price of electricity usually accounts for about one third of the final electricity price, which means that the leveled cost of electricity produced in the solar power plant is only one of the factors, which defines competitiveness of solar power plant, and partial economic benefits from usage of solar power plant

are also defined by changes in utilization of grid services and reduction of other applicable payments.

In addition, the administrative framework as well as the state aid policy for solar energy are mainly aimed at promoting use of the solar energy directly, i.e., to meet users' own needs. Possibility for the user to transfer excess production to the network and get it back for later use without significant additional costs, or the so-called net payment system is also considered [10].

## II. METHODOLOGY

The modelling for the study was performed by using the existing public distribution tariffs, publicly available electricity and fuel prices, as well as public information on prices of specific car models. The modelling was carried out with a help of model, created in Microsoft Excel, and based on formulas, which took into account variable and fixed costs in relation with for network services, their fluctuations in line with different scenarios, costs related with the acquisition of energy (in form of diesel fuel or electricity), as well as costs for usage of electricity for purposes, not related with the mobility, for each of the scenarios, described further into article.

Several assumptions regarding economic factors and related performance were made or obtained from industry statistics (Table 1), and it is based on the scenario that charging of the electrical vehicle (EV) for the assumed mobility needs are met by household power connection. Other charging options, such as costlier fast charging or cost-free public charging were excluded. Additionally, a scenario with installation of fully autonomous PV system and energy storage was analyzed. However, modelling revealed that in comparison with other scenarios the yearly energy and mobility costs under this scenario are higher than for the other scenarios. Such scenario would require additional comparison with the scenario which includes building and financing of a new power connection and relevant infrastructure.

TABLE 1: THE MAIN PARAMETERS AND ASSUMPTIONS USED FOR THE CALCULATIONS

Parameter	Value
Yearly electricity consumption without EV (kWh) *	3600
Fixed network costs (3 phase, 20A connection) EUR/monthly *	7,66
Network service fees (variable) EUR/kWh **	0,04076
Network fees and taxes (variable) EUR/kWh **	0,0717
Yearly mileage, km ***	13 000
Costs per 1 liter of diesel, EUR	1,25
Diesel fuel energy density per liter, kWh	10,84
Costs per 1 kWh of diesel, EUR	0,115
Consumption of diesel per km, kWh	0,6504
Consumption of electricity for mobility per 100 km, kWh	19,6
Consumption of electricity for mobility per km, kWh	0,196

Cost of electricity unit from grid, EUR/kWh	0,053
Installed PV capacity, kW	5,44
PV installation costs per 1 kW, EUR	1194
Total PV installation cost, EUR	6 495
PV production per year, kWh	5 457
Levelized costs of electricity production (LCOE) of PV (10 year period), EUR/kWh	0,119
Consumption of diesel per 1 km, kWh	0,6504
Consumption of diesel in energy units per year, kWh	8455
Consumption of electricity for mobility per year, kWh ****	2548
Acquisition cost of diesel vehicle, including 7 year financing and registration (Nissan Qashqai), EUR*****	25750
Acquisition cost of electric vehicle, including 7 year financing and registration (Nissan Leaf), EUR****	32262
Yearly tax for diesel vehicle with CO <sub>2</sub> emissions of 188 g/km, EUR **	132
Energy storage (23,04 kWh) investment cost (EUR)	17546

### Data source:

\*The European Commission;

\*\*JSC Sadales Tikls;

\*\*\* Road Traffic Safety Directorate of Latvia;

\*\*\*\* Electric Vehicle data base <https://ev-database.org/>

\*\*\*\*\* Producer recommended price, including financing costs for 7 year period and cost of initial registration

It is reasonable to assume that the economic synergy effect of solar power generation equipment and electric vehicle charging technologies in Latvia's conditions is primarily important for the scenario in which both solar power generation equipment and electric vehicle charging equipment are owned by a user and are connected to the public network with one connection. To assess the economic impact of synergies, it is useful to compare the economic benefits and costs to the user with a number of alternative scenarios:

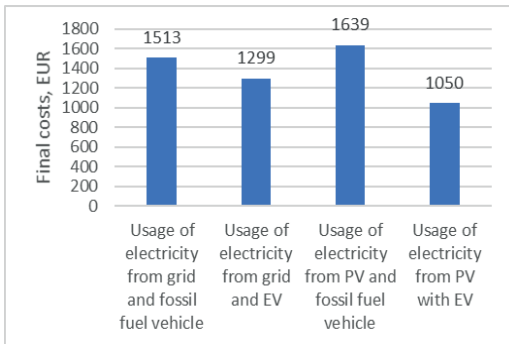
1. Scenario in which the user uses electricity connection to the public grid does not use solar installations and uses a fossil fuel vehicle ("Usage of electricity from grid and fossil fuel vehicle").
2. Scenario in which the user uses electricity of analogous capacity with the public network connection, does not use solar energy production equipment, but uses an electric car and ensures its charging within its own limits ("Usage of electricity from grid and electric vehicle (EV)")
3. Scenario in which the user uses both electricity of analogous capacity connection to the public network and solar energy production equipment, but a fossil fuel vehicle ("Usage of power from PV and fossil fuel vehicle").
4. Scenario in which the user uses both an electricity connection of analogous capacity to the public network and solar energy production equipment, as well as an electric car, ensuring charging within his own limits ("Usage of power from PV with EV"). In order to ensure the fullest possible comparison of the solar and electric car charging synergy scenario with different alternative economic scenarios, a

comparison between the final cost per unit of energy (kWh) for the total energy consumption and the final cost of energy consumption was made, by taking into account both consumption of energy for transport needs and for other needs. Such a comparison would be justified by the fact that, according to the structure of Latvia's electricity distribution tariffs, electricity consumption costs for the end user are affected not only by the electricity consumed, but also by connection load efficiency and intensity, in addition to different energy use scenarios. The burden of energy tax rates, such as the excise tax rate on fossil fuels per unit of energy consumed, is also about 34 times higher than the electricity tax rate and reaches around 0.0345 EUR/kWh [11], [12]. In certain cases, when electricity is produced to cover self-consumption, no electricity tax is payable at all.

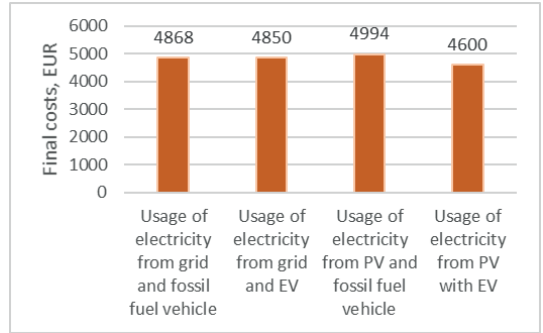
### III. RESULTS AND DISCUSSION

Results of analysis reveal (Graph 1) that from point of view energy costs, which include costs of grid connection and fees, costs of electricity, as well as costs of fuel, electric vehicle (EV) provides significant savings in comparison with internal combustion powered vehicle. Usage of PV generated electricity for charging under existing tariff system provides additional reduction of mobility costs. However, inclusion of the costs, related with the acquisition of a vehicle as well as with related maintenance costs and taxes, reduces savings related with usage of EV and solar PV panels (Graph 2).

GRAPH 1: FINAL YEARLY ENERGY COSTS OF THE SCENARIOS



GRAPH 2: Final yearly Total costs of scenarios including vehicle acquisition costs \* and taxes



\* Initial investment in vehicle is depreciated over 7-year period with annual interest rate of 1.49%

Analysis reveals that the main factors determining potential benefits are related to the higher acquisition costs of EV, which are partially compensated by lower taxes, more favorable financing terms, as well as lower maintenance costs. Analysis also reveals that while the main cost advantages are related to the overall efficiency of EV, in scenario with usage of PV generated power for charging of EV, cost advantages for electric mobility are also related to net-billing system. The actual structure of tariff formation determines that economically most advantageous for the owners of solar energy equipment is the scenario in which the user is able to produce by the solar PV as much of his energy consumption as possible, without exceeding the consumption. In this case, the main economic benefits for the solar energy user are, firstly, that the user avoids unreasonably high investment costs, reduces and has the opportunity to minimize the variable costs associated with purchasing energy from the grid. In the example of analysis, the comparison of two scenarios with similar installed capacity of PV units also reveal, that the scenario when the household consumes all of the produced energy for own needs of mobility rather than feeds part of it back to the grid, is economically more advantageous for the user and also improves the economic performance of the solar installation. Meanwhile, as seen in Graph 1, the economic performance of a solar power installation with excessive installed capacity and production volume, which significantly exceeds own consumption of the user, under the existing tariff and tax framework can actually degrade the economic performance of the solar installation (as seen in scenario "PV and fossil fuel vehicle"), which is related with the increasing costs for network services.

From the initial analysis of the economic synergies between solar energy and electric cars, it is possible to identify a number of important conditions that could potentially have a significant impact on the overall benefits or costs. In general, household electricity connections have a relatively low load, therefore increasing electricity consumption in a particular connection in most cases ensures higher economy by reducing costs per unit of energy consumed. It can also be concluded that increase of electricity consumption due to charging an electric vehicle in a particular household, while maintaining a constant electricity connection capacity, has a positive

economic effect on the unit cost of electricity consumed. At the same time, considering the scenario of installing solar energy production equipment at the user's facility, the load of the installed connection capacity is reduced and the share of costs related to the maintenance of distribution connection capacity increases relatively, according to the tariff structure. However, if solar installations replace the amount of energy purchased from the grid, certain other components of final electricity costs will be reduced, including costs related to the distribution service as well as variable costs for mandatory electricity procurement.

#### IV. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

The assessment confirmed that there is a significant potential effect of economic synergy for simultaneous usage of EV and solar energy for household users. However, several other conclusions can be made about potential steps to increase economic performance of both technologies with help of appropriate policy steps. First, an additional important factor influencing the possible calculations and their interpretation is related to the amount of costs of the mandatory procurement component. The support, granted to electricity producers in the mandatory procurement system, is limited in time and new mandatory procurement rights are no longer granted to economic operators. Thus, it is necessary to take into account the fact that the share of mandatory procurement costs in the costs of electricity is gradually decreasing. For example, already in 2021, compared to the previous year, it has decreased on average by about 23% per kWh per user. This rate of decline is expected to continue at an even faster pace in the coming years, as more electricity producers will end the support period, and some producers will be excluded from the beneficiaries more quickly due to administrative and political decisions. Assessing user benefits, currently embedded in the net settlement support system, it must be concluded that in the coming years the benefits currently enjoyed by the net payment system by users in relation to other electricity users will gradually decrease, and in 2028 will actually level off. It should therefore be borne in mind that the longer-term analysis of the economic effects of the synergies between solar energy and electric vehicle charging services should be compared to at least two alternative scenarios. Namely, one corresponding to the actual situation with applicable mandatory procurement component rates, and second, with the situation where these rates are no longer included in electricity costs.

On the other hand, the analysis also indicates that the costs associated with acquisitions of both solar energy installations and vehicles are among the most important cost-determining factors for economic performance of both technologies. Thus, it also means that apart from direct economic advantages under current circumstances, the synergy of both technologies also have a great potential to minimize the fluctuations of energy costs. Both the price of electricity purchased on the market and the price of fossil fuels experience significant fluctuations over time. For example, the price of diesel fuel in the Latvian market in 2021 has increased by about 20% year-on-year, while the price of electricity on the wholesale market Nord

Pool Spot in the Latvian area has almost doubled during the year. In addition, it should be noted that the difference in electricity prices between the highest and the lowest prices on a daily basis can exceed 100% or more. This means that by using both fossil and electric vehicles charged with electricity purchased from a public grid to meet their mobility needs, a consumer has very limited ability to anticipate and, if necessary, adjust his short-term and long-term costs. It should be noted that in the case of fossil fuels, relatively rapid cost fluctuations are possible even in a very short period of time, i.e. in few days, while in the case of electric transport, electricity pricing plans may be available to consumers for a longer period, e.g. around 6 months to two years.

#### ACKNOWLEDGMENT

This study has been funded by the Latvian Council of Science within the research project "Simulator for transition to sustainable energy systems (SET4LOW)" No. lzp-2020/2-0191.

#### REFERENCES

- [1] Nunes, Pedro & Farias, Tiago. (2013). Synergies between electric vehicles and solar electricity penetrations in Portugal. *World Electric Vehicle Journal*. 6. 1151-1158. 10.3390/wevj6041151
- [2] H. Tidey and S. Lyden, "Coordination of electric vehicle battery charging with photovoltaic generation," 2017 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC), 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/AUPEC.2017.8282453.
- [3] D. B. Richardson, "Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 19, pp. 247–254, Mar. 2013.
- [4] C. Camus and T. Farias, "The electric vehicles as a mean to reduce CO2 emissions and energy costs in isolated regions. The São Miguel (Azores) case study," *Energy Policy*, vol. 43, no. 0, pp. 153–165, 2012
- [5] J. de Hoog et al., "Electric vehicle charging and grid constraints: Comparing distributed and centralized approaches," 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, 2013, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESMG.2013.6672222.
- [6] Held, L.; März, A.; Krohn, D.; Wirth, J.; Zimmerlin, M.; Suriyah, M.R.; Leibfried, T.; Jochem, P.; Fichtner, W. The Influence of Electric Vehicle Charging on Low Voltage Grids with Characteristics Typical for Germany. *World Electr. Veh. J.* 2019, 10, 88. <https://doi.org/10.3390/wevj10040088>
- [7] Aoife Foley, Barry Tyther, Patrick Calnan, Brian Ó Gallachóir: Impacts of Electric Vehicle charging under electricity market operations, *Applied Energy*, Volume 101, 2013, Pages 93-102, ISSN 0306-2619, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.06.052>.
- [8] Nunes, Pedro & Farias, Tiago. (2013). Synergies between electric vehicles and solar electricity penetrations in Portugal. *World Electric Vehicle Journal*. 6. 1151-1158. 10.3390/wevj6041151.
- [9] Amundsen, Eirik & Bergman, Lars. (2006). Why has the Nordic electricity market worked so well?. *Utilities Policy*. 14. 148-157. 10.1016/j.jup.2006.01.001.
- [10] Atviegļoti nosacījumi neto sistēmas lietotājiem/ Improved conditions for net-system users (Source: Cabinet of Ministers of Latvia, <https://www.mk.gov.lv/atviegloti-nosacijumi-neto-sistemas-lietotajiem> Accessed:2022.06.13)
- [11] Akcīzes nodokļa likmes/Excise tax rates (Source – State Revenue Service of Latvia : <https://www.vid.gov.lv/lv/akcizes-nodokla-likmes-0> Accessed: 2012.06.13)
- [12] Elektroenerģijas nodoklis / Electricity tax (Avots: state Revenue Service of Latvia <https://www.vid.gov.lv/lelektroenerģijas-nodoklis> Accessed: 2012.06.13)

# Influence of wind power production on electricity market price

Gunars VALDMANIS<sup>1\*</sup>, Gatis BAZBAUERS<sup>2</sup>

<sup>1,2</sup> *Riga Technical University, Institute of Energy Systems and Environment, Āzenes iela 12-K1, Riga, LV-1048, Latvia*

**Abstract** – The study looks for a correlation between the share of wind power and electricity wholesale prices in the selected regions of the Nordic Baltic power market “Nord Pool Spot”. The aim is to see if and how strong an impact of wind power production has on power market prices. This information would help to perform long-term energy system analysis considering growing wind energy penetration. The actual hourly wind production and power consumption data as well as electricity prices from the year 2019 were used in the analysis. Results of the study revealed that in the analysed dataset there is no correlation between the share of wind power and the power prices, i.e. R-squared value is 0.003 for the Baltic region and 0.0064 for both trading areas of Denmark. In contrast, the R-squared value was almost 0.6 for a positive correlation between power demand and prices. The results mean that expected loss of interest to invest due to falling power prices, as a share of renewable power increases, should be examined more carefully and may not fulfil forecasts of policy makers and industry experts.

**Keywords** – Electricity market; electricity prices; renewable energy sources; wind power.

## 1. INTRODUCTION

Renewable energy sources, especially wind and solar energy, are becoming an increasingly important energy supply source both in European countries and other world regions. In line with the statistics from such sources as Nordic power exchange “Nord Pool Spot”, already now the share of wind power can be seen as high, i.e. 30 % (see Fig. 1). Thus, at certain periods wind energy becomes the second largest source of power in the Nordic and Baltic region for prolonged periods of time, and at certain moments even the largest source of power for the region. Meanwhile, in certain countries, e.g. Denmark, the production volume of wind power can easily surpass the overall power consumption of the country. Due to the fact that wind and solar power plants require no fuel, and their operation does not produce greenhouse gas emissions, and their technological competitiveness is increasing, a great number of policy makers view wind and solar energy among the most perspective future energy sources. Absence of significant short-run marginal costs, in comparison with fuel and labour costs of many conventional power production technologies, have led to significant discussions within the power industry about the impact of these energy sources on wholesale electricity prices. Overall consensus exists that, all in all, wind and solar energy are likely to apply downward pressure on power prices. However, it is important to keep in mind, that without other market mechanisms or subsidies a decline of prices in the power market, in which the marginal costs

---

\* Corresponding author.  
E-mail address: [gunars\\_valdmanis@inbox.lv](mailto:gunars_valdmanis@inbox.lv)





as well as demand and supply are the main price setting factors, it can become challenging to maintain sustainable prices which would support future investments in power production. Namely, a decreased level of power prices during high-wind periods may jeopardize incentives for additional investments in renewable energy production sources [1], [2]. Thus, forecasting of future power price development in relation to increased penetration of wind and solar energy becomes an increasingly important task for both policy makers and investors.



Fig. 1. Balance by production sources of the Nordic and Baltic power system on February 22, 2020.

Source: [www.stattnet.no](http://www.stattnet.no); [www.ast.lv](http://www.ast.lv); Nord Pool Spot.

The topicality and scientific importance of this study is substantiated by the fact that most European Union countries, including Latvia, have adopted increasing renewable energy production and their proportion in the overall energy balance in the next decades as one of their political priorities. Also several industry organisations predict increased usage of wind and solar energy as the inevitable direction towards which the energy industry should develop [3]–[5]. However, the existing research and forecasts do not provide a clear answer about the economic impact of such development trends and policies to support wind and solar energy [6]. While several earlier publications and studies show that generally, with an increased penetration of wind energy in power markets, wholesale electricity prices decline, there are several considerations why the results and conclusions of these studies may require re-evaluation. First of all, many of these results clearly point at significant differences in the correlation between wind production and prices in various power markets. Also, many of the results have been obtained from analysis of periods when the proportion of wind energy in particular energy systems was lower than it is nowadays [7]–[9].

It is also important to note that some of the publications and analysis [10], [11] were mostly based on daily or monthly statistics, while the actual data from “Nord Pool Spot” exchange clearly reveals that price and production fluctuation is far more significant on an hourly basis.



Daily or monthly average prices most likely do not always correctly reflect the actual economic performance of wind energy producers and impact of wind power production on wholesale electricity prices. Statistics, which reflect the price dynamics on an hourly basis and the respective income of wind energy producers, is, in our opinion, more suitable to measure the economic performance of producers and their impact on the market in general.

Intensive research work on the effect of wind energy production on the behaviour of power markets has been carried out by several researchers for more than a decade, and several publications imply that increase of wind energy production and subsequent growth in the proportion of wind energy in the overall energy balance should result in a gradual decline of wholesale power prices [10], [12], [2], [13]. A research carried out in Sweden for the period from the year 2000 to 2016 confirmed that, with the increase of wind energy production by 1 %, the wholesale electricity price decreased by approximately 0.08 %, and over a longer period this value may increase to approximately 0.1 % [14].

However, the methodology used in this research, cannot be fully applied to the existing power market situation or forecasting, because the proportion of wind energy in the analysed region has already significantly increased and, possibly, analyses no longer accurately characterize the current situation. Moreover, the study is based on monthly data, which, in line with the actual observations of price fluctuations on an hourly or daily basis, do not always fully reflect the full magnitude of wind energy production and price volatility, as well as proportion of wind energy in power balance.

While there are a notable number of publications analysing the impact of increase in wind energy production and installed capacity of wind power plants on the wholesale electricity market, in many cases researchers have focused their analysis on the issues, which possibly limit their applicability in the long-term energy system modelling. For example, a study on integration of wind power in energy systems [11] focuses on identifying the most cost-effective solutions of flexibility by analysing and comparing costs (i.e. capital costs, fuel, carbon-dioxide and labour costs) on a yearly basis. The researchers in their publication, however, acknowledge, that in general, increase of the proportion of the wind power in energy systems has a positive impact on costs for end-consumer. At the same time, this development jeopardizes investment sustainability for the wind energy industry.

Meanwhile, studies about the impact of wind energy on power market prices in relation with availability of cross-border capacities in Denmark and Ireland suggest that high wind power production in a combination with good availability of cross-border capacities facilitate reduction of power prices and convergence of prices among different regions [15]–[17]. However, these results also show that, from the point of view of the wind power production industry, a reduction of power prices in the wholesale market cannot always be seen as a desirable market development trend. The study does not provide sufficient data to assess a correlation between wind power production and prices in markets with a very high degree of economic and technical integration with neighbouring areas, as the Baltic countries, Denmark, Norway, Sweden and Germany. At the same time, a number of authors acknowledge that in the case if forecasts about the impact of wind and solar energy on power prices will fulfil, industry experts will have to consider introduction of new market mechanisms to maintain economic sustainability for power producers in the longer term, e.g., with the help of capacity payments [18], [1], [19].

The aim of this paper is to investigate and analyse the actual correlation between wind electricity production and its proportion in the actual power demand with the wholesale prices of power in Baltic countries and selected Nordic countries in the year 2019. The obtained correlation data can be used for preparation of further methodological approaches in

modelling of energy systems, especially in long-term modelling with periods of 20 years or more. The additional potential aim of this study is to identify whether the existing functioning principles of such markets as “Nord Pool Spot” are sufficiently adaptable to accommodate an increasingly large proportion of non-dispatchable energy sources without jeopardizing incentives for additional investments in renewable energy production sources.

## 2. METHODS

The study is based on analysis of the actual data of 2019, including the hourly prices of the “Nord Pool Spot” energy exchange for specific countries, physical production of wind energy in each specific hour and share of the wind produced electricity in the overall power consumption for the specific hour. The data were processed with “Microsoft Excel”, to find out whether there is a significant correlation between wind production and power prices, i.e. higher prices at lower share of wind production and vice versa. Due to the availability of hourly data on specific countries from “Nord Pool Spot” exchange and national grid operators, the analysis was carried out for two regions – Denmark, consisting of two trading areas, as well as for the Baltic region, consisting of Latvian, Lithuanian and Estonian trading areas. The hourly price for each region was calculated as the average price of the area-specific prices, while the production of wind power for each region was calculated as a sum of wind energy production in the respective areas. A proportion of wind power in the electricity balance was calculated as percentage of wind power production in respective areas from the aggregated power demand in those areas. Additionally, to compare the possible correlation differences between prices of the hourly and daily market and respective production, an analysis for a wider region, including Denmark, Finland and the Baltic countries, was carried out. In this case, the wind energy production volume consisted of the sum of wind energy production in all countries, while the daily price was the daily average system price of the Nord Pool Spot exchange, which also includes the trading areas of Norway and Sweden. The statistics of wind production of Sweden and Norway were omitted from the analysis due to the fact that the daily or hourly data from these countries were not available. However, data from both the “Nord Pool Spot” exchange and the Norwegian grid operator “Statnett” show that the Nordic and Baltic region is highly homogenous from the point of view of wind power production. In the daily perspective, high wind power production volume in one of the countries indicates high or moderately high wind power production volumes across all “Nord Pool Spot” areas. It must be noted, that due to the “Nord Pool Spot” market functioning principles, one can safely assume that all wind power production that is technically available and deliverable to the grid, is always fully sold in the wholesale market. It is related to the fact that power producers in the wholesale market in the Nordic countries typically compete with marginal production costs, such as fuel costs and variable labour costs. Therefore, non-dispatchable production sources with nearly zero or very low marginal costs may participate in the market with atypically low or even negative prices (especially if the power producer additionally to the income from the sales of energy also receives subsidies). Thus, in line with the actual statistics of the “Nord Pool Spot” market, availability of wind production typically signals a high supply of power.

Additionally, an analysis of two shorter time periods for the areas of the Baltic countries, Denmark and Finland was carried out to compare wholesale prices in the situation, when the only significant variable parameter is wind power production, while other important factors, such as power demand, availability of hydro resources, which is characterized by storages in Finland, Norway and Sweden, as well as the ambient air temperature, were similar.

### 3. RESULTS AND DISCUSSION

Initial comparison of statistical data obtained from the Nord Pool Spot exchange suggests, that for a short-term period of one week, there is a noticeable correlation between the wind energy production and prices. For the analysis, two 7-day periods in the year 2019 from November 1 to November 7, and from December 3 to December 9 were selected for comparison due to the following considerations: total consumption of power, number of working days, ambient air temperature as well as number of limitations related to availability of production facilities were mostly similar for both periods, and availability of hydro reserve (characterized by the fact that in both periods it exceeded the long-term median value for respective week of the year) during respective analysis period was high. Meanwhile, according to calculations, the difference of wind power production between scenarios exceeded 100 %. Thus, the only significant variable parameter for both analyses periods was wind power production. The calculation affirmed that the price difference between scenarios was around 13 %, which could be viewed as significant. However, it does suggest, that in longer analysis periods, wind power has a far less impact on fluctuations of the power prices than in shorter periods, which occasionally experienced price differences up to 100 % during 24-hour periods in one specific day, and consistent differences up to 25 % during 24-hour periods.

TABLE 1. COMPARISON OF HIGH AND MODERATE WIND SCENARIOS IN NORDIC COUNTRIES  
(DATA SOURCE: NORD POOL SPOT)

	Hydro storage volume in Nordic countries, MWh	Wind production in Baltic countries, Finland and Denmark, MWh	Average market price, EUR/MWh	Consumption, MWh	Share of wind production in Nordic-Baltic consumption, %	Change in share of wind production in consumption, %
Moderate wind scenario	98 335	335 411	42.28	9 013 040	0.037	–
High wind scenario	85 178	792 066	37.45	9 093 105	0.087	134 %

Analysis of the yearly data confirms, that despite strong short-term fluctuations related with the changes in the wind power production, there is no correlation between power prices and wind power production in the longer period (Fig. 2). Nord Pool Spot markets responded to the very high volumes of wind power produced (in MWh) with relatively moderate price fluctuations, and no significant effect also can be observed for periods with very low wind energy penetration. Meanwhile, the majority of cases when the wholesale power price significantly exceeded or were below the average level, were recorded during periods when wind power production was average, from 40 000 MWh to 100 000 MWh per day for the region of Finland, Denmark and the Baltic countries. Similar results were observed for hourly analysis in the Baltic region and in Denmark (see Fig. 2 and Fig. 3).

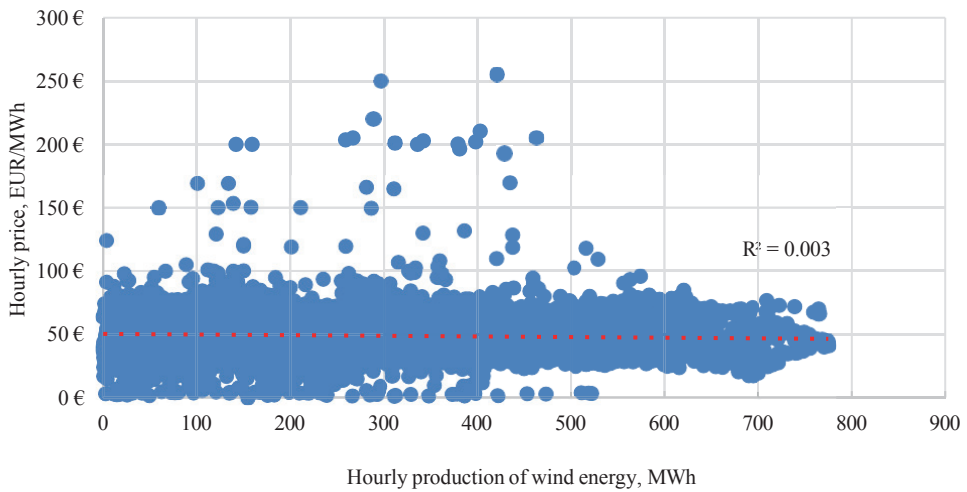


Fig. 2. Correlation between wind power production and power market price on hourly basis in Baltic region during 2019 (Data source: Nord Pool Spot).

While data suggests that the correlation between wind power production and price is higher in Denmark than in Baltic countries (Fig. 2, Fig. 3), for both regions the correlation is very low – 0.003 and 0.0064 respectively. It must be also noted that analysis displayed very significant and widely scattered deviations from the overall trend – the highest market prices were recorded both in periods with high wind power supply and with low wind power supply, while the lower market prices in their turn – also both in periods with high wind power supply and low wind power supply.

Identical observations can be made for correlation between the hourly power prices and the share of wind power in the total final power consumption both in Denmark and in the Baltic countries (Fig. 4, Fig. 5). In both cases the correlation was higher than in the case when only wind power production in MWh was considered (and not the share), but it is still very low, i.e. 0.0232 for Baltic countries and 0.0238 for Denmark. It must be also noted that, similarly to the correlation between nominal wind power supply and prices, analysis of wind power proportion in overall demand, also displayed very significant and widely scattered deviations from the overall trend. Namely, the highest market prices were recorded both in periods with high proportion of wind power in the system demand, and with low proportion of wind power in the demand, while the lower market prices in their turn – also both in periods with high wind power proportion in the demand and low wind power proportion in the system demand.

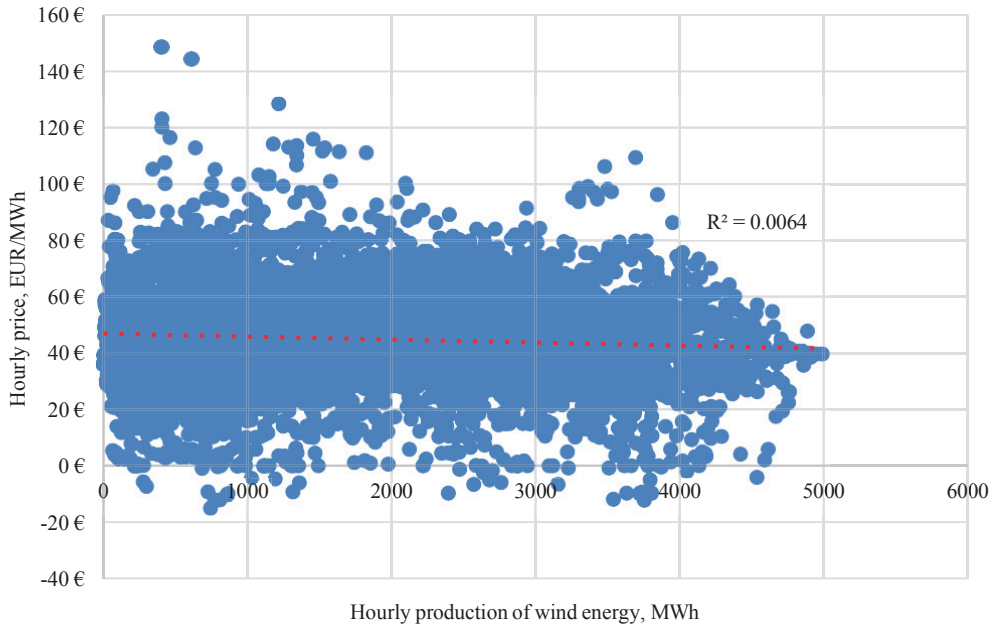


Fig. 3. Correlation between wind power production and power market price on hourly basis in Denmark during 2019 (Data source: Nord Pool Spot).

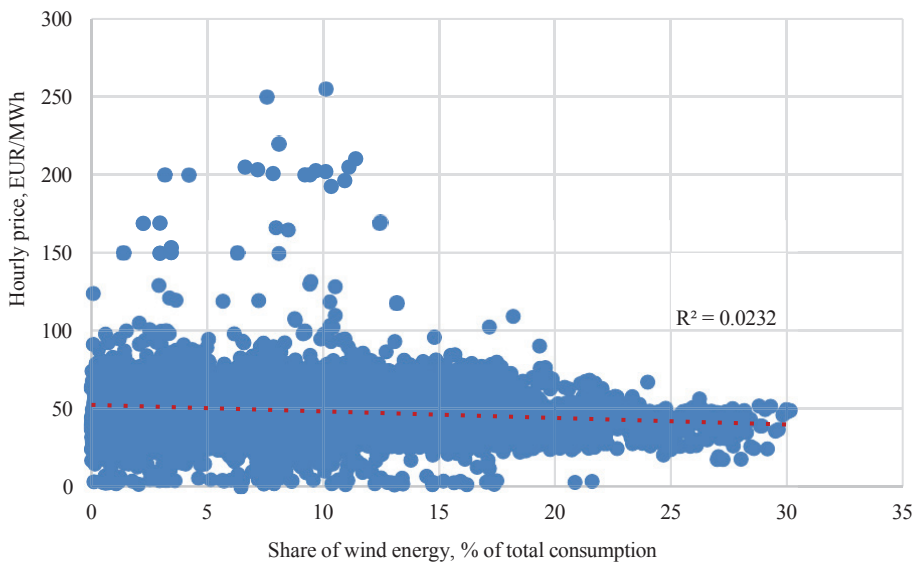


Fig. 4. Correlation between average power market price and share of wind power in the total consumption (demand) in Baltic countries during 2019 (Data source: Nord Pool Spot).

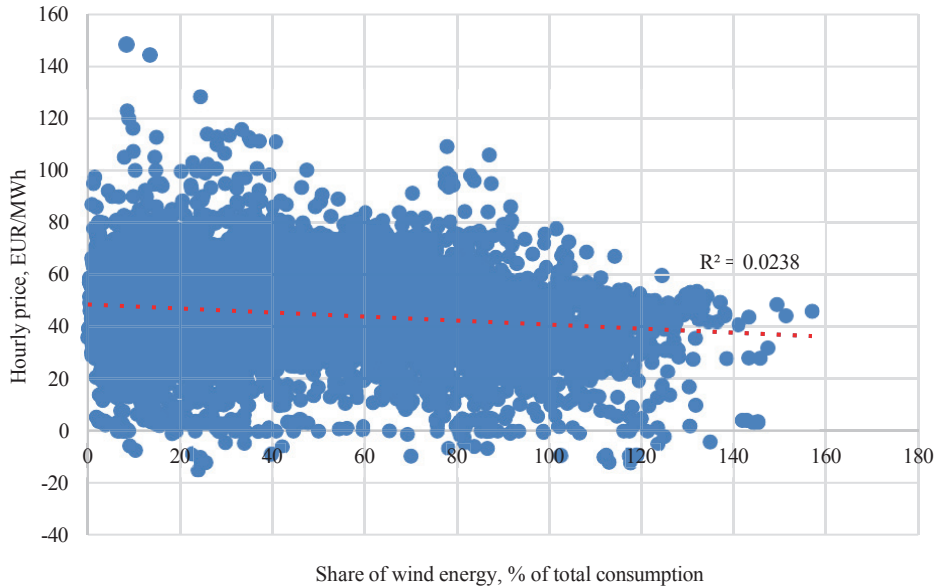


Fig. 5. Correlation between wind power share in total consumption (demand) and power market price on hourly basis in Denmark during 2019 (Data source: Nord Pool Spot).

Furthermore, analysis performed on the daily power consumption data, showed that the power wholesale prices has a far stronger positive correlation with electricity consumption (Fig. 6), and there were very few deviations from the overall trend – the highest market prices were reached only in periods with a relatively high power demand, while the lower market prices – only in periods with the low power demand.

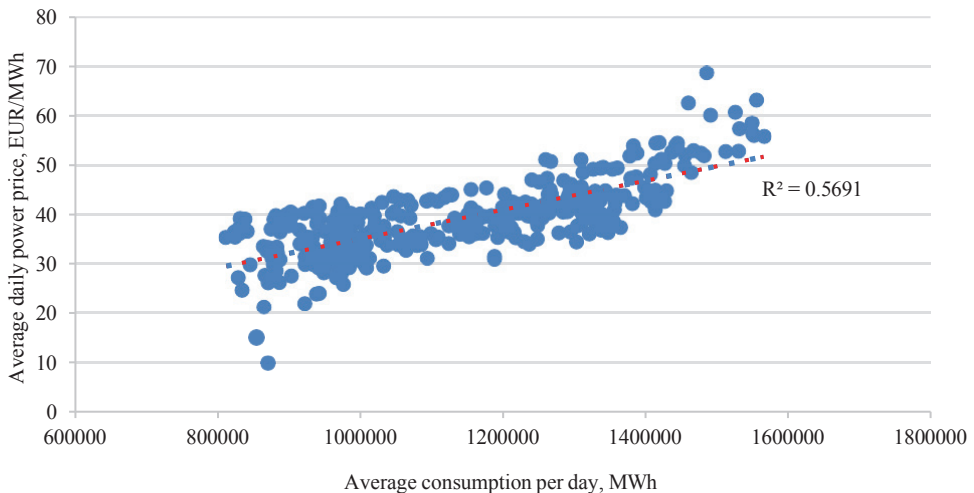


Fig. 6. Correlation between power market price and daily power consumption during 2019 (Data source: Nord Pool Spot, 2020).



**Gunārs Valdmanis** dzimis 1979. gadā Aizkrauklē. Rīgas Tehniskās universitātes (RTU) Elektrotehnikas un vides inženierzinātņu fakultātes ieguvis inženierzinātņu maģistra grādu (2019) vides zinātnē, Latvijas Universitātes Sociālo zinātņu fakultātē – maģistra grādu politikas zinātnē (2016). Kopš 2020. gada ir RTU lektors un pētnieks, kā arī veic Klimata un enerģētikas ministrijas Enerģijas tirgus departamenta direktora amata pienākumus. Zinātniskās intereses saistītas ar elektroenerģijas sistēmu un energoapgādes modelēšanu, kā arī enerģētikas nozares būvniecības normatīvā regulējuma izpēti.