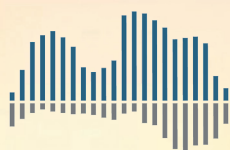


EIROPAS ENERĢĒTIKAS NĀKOTNE UN TRANSFORMĀCIJAS IZAICINĀJUMI LATVIJAI



**EKONOMISTU
APVIENĪBA**



Daļēji finansē Eiropas Parlaments

ISBN 978-9934-23-735-5

PĒTĪJUMA AUTORI

Olga Bogdanova

Dr.oec., Latvijas Universitātes asociētā profesore,
Pasaules Enerģijas padomes eksperte, izpētes komitejas locekle

Elmārs Kehris

Mg. soc., Rīgas Tehniskās universitātes doktorants, *KEKonsultācijas*
valdes priekšsēdētājs un vadošais ekonomists, un Ekonomistu
Apvienības izpilddirektors

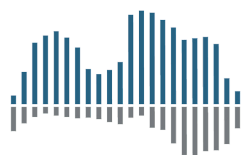
Māris Balodis

Dr.oec., Latvijas Elektroenerģētiķu un Energobūvnieku asociācijas
valdes loceklis, "H2 energokopiena" valdes loceklis

Uldis Spuriņš

M.a., Rīgas Tehniskās universitātes, domnīcas *Certus* un Ekonomistu
Apvienības pētnieks

PĒTĪJUMA IZSTRĀDĀTĀJI



**EKONOMISTU
APVIENĪBA**

Ekonomistu Apvienība konsekventi aizstāv Latvijas ekonomikas izaugsmes un konkurētspējas pamatus – atvērtu ekonomiku, brīvu uzņēmējdarbības iniciatīvu un iekļaušanos Eiropas Savienības vienotajā tirgū.

Ekonomistu Apvienība ir dibināta 1994. gadā ar mērķi veicināt ekonomisko domu un tautsaimniecības ilgtermiņa attīstību Latvijā. Tā ir viena no vecākajām nevalstiskajām organizācijām atjaunotajā Latvijas republikā. Apvienības galvenie darbības virzieni ir ekonomisko pētījumu veikšana, konferenču un diskusiju rīkošana, politisko partiju ekonomisko programmu vērtēšana.

PĒTĪJUMA PASŪTĪTĀJS



Eiropas konservatīvo un reformistu partija (*ECR Party*) ir Eiropas vadošā konservatīvo kustība. Kopš partijas dibināšanas 2009. gadā ar vairāk nekā 40 politiskajām partijām, tajā skaitā ārpus ES, un aktīvu ārstāvniecību Eiropas Parlamentā, Eiropas Padomē, Reģionu komitejā un NATO parlamentārajā asamblejā partija ir stingri iestājusies par ES vienoto tirgu, ES nacionālo demokrātiju nozīmīgumu es lēmumu pieņemšanā un transatlantiskās partnerības lomu Eiropas Savienībā.

PĒTĪJUMA ATBALSTĪTĀJI



Eiropas Parlaments

Pētījums saņēma Eiropas Parlamenta daļēju finansiālu atbalstu. Vienīgā atbildība ir autoram, un Eiropas Parlaments nav atbildīgs par tajā ietvertās informācijas jebkādu izmantošanu.



NAFTIMPEKS



Enerģētika ir tautsaimniecības pamata komponente, – tās veselība tiešā veidā ietekmē ekonomikas konkurētspēju un ilgtspēju gan katras valsts, gan Eiropas Savienības (ES) līmenī. Neskatoties uz daudziem acinājumiem, enerģētika ES ilgstoši nav bijusi prioritāte, tāpēc pietrūcis arī vienotas politikas šajā jomā. T.s. “vecajās dalībvalstīs” par enerģētiku atbild spēcīgas, labi nokomplektētas institūcijas, kuras vairākkārt pārsniedz ES kapacitāti. Jaunajās dalībvalstīs, arī Latvijā, enerģētikas politika pagaidām ir rudimentārā līmenī. Tā rezultātā, piemēram, patērētāji Vācijā gadiem ilgi ir baudījuši daudz zemākas enerģijas cenas, nekā Latvijā, Lietuvā un Igaunijā (Vācija ir arī noraidījusi visas ES kopīgus enerģijas iepirkumus). No otras puses – tagad redzam, cik milzīgā energoresursu atkarībā ir nonākusi Vācija, faktiski pakļaujoties Krievijas realizētajai politikai. Dažādas domnīcas un politiskās vides institūcijas ir bijušas aizdomīgu labvēlīgas tādiem lēmumiem, kas galu galā ir nākuši par labu Krievijai.

Klimata pārmaiņas, pandēmija un īpaši Krievijas iebrukums Ukrainā, ir radījis jaunu situāciju enerģētikā un ekonomikā kopumā. Beidzot pārorientēties uz atjaunīgās enerģijas veidiem, pārtraukt atkarību no Krievijas resursiem, diversificēt enerģijas ražošanas veidus un piegādes ceļus, – lūk, daži no izaicinājumiem, kas ir aktuāli Latvijai, Baltijas valstīm un visai Eiropai. Tāpēc šobrīd šis pētījums ir īpaši aktuāls. Tas nāk laikā, kad enerģijas politika ir kļuvusi par prioritāti un lēmumu pieņēmējiem ir vajadzīgs visaptverošs un vienlaikus detalizēts skats uz iespējamajiem attīstības scenārijiem.

Pateicamies pētījuma atbalstītājiem AS “Balticovo”, “Naftimpeks” un ECR partijai par sniegto atbalstu pētījuma tapšanā, kā arī pašiem autoriem par ieguldīto darbu, kas sniegs nozīmīgu ieguldījumu Latvijas enerģētikas sektora tālākajā attīstībā.

Ojārs Kehris, Ekonomistu apvienības prezidents



Šis pētījums tiek publicēts laikā, kad enerģētika visās tās izpausmēs ir kļuvusi par apspriestāko tēmu Eiropas un pasaules medijos, politisko diskusiju platformās, enerģētika ir ienākusi cilvēku ikdienā. No malkas un granulu cenām, līdz sašķidrinātās gāzes termināļu būvei, mājokļu siltināšanai un saules baterijām uz mājas jumta – mēs runājam par enerģijas ražošanu, piegādi un cenu, jo šīs trīs komponentes ietekmē ikvienu biznesu, ikvienu ģimeni un cilvēku.

2022. gada pavasarī Eiropas Komisija (EK) publicēja plānu ar nosaukumu *Re-PowerEU*, kas iezīmē ES ceļu, kā atteikties no Krievijas energoresursiem līdz 2027. gadam. Eiropā saprot, ka ir jāpārskata Zaļā kursa nostādnes un jāpielāgo tās pašreizējai ģeopolitiskajai situācijai. Kara laikā Zaļo kursu nevar ieviest tādos pašos termiņos, kā bija plānots – pirms Krievijas iebrukuma Ukrainā, kas nozīmē, ka īstermiņā naudu varēs lietot arī mazāk “zaļiem” mērķiem, lai ātrāk atbrīvotos no Krievijas energoresursiem. Tomēr ilgtermiņā atbrīvošanās no Krievijas gāzes un naftas produktiem būs jāsabalansē ar ilgtspējas un Zaļā kursa mērķiem. Visai Eiropai, arī Latvijai, tas rada lielus izaicinājumus enerģētikas politikā – no lēmumu pieņemšanas, līdz to ieviešanai dzīvē. Tāpēc man ir liels prieks, ka šis izsvērtais un pamatīgais pētījums ļaus politikas veidotājiem saskatīt gan kopīgo Eiropas virzību enerģētikā, gan īpašo Latvijas potenciālu tajā.

Roberts Zile, Eiropas Parlamenta viceprezidents

KOPSAVILKUMS	4
SAĪSINĀJUMI	7
EIROPAS ENERĢĒTIKAS NĀKOTNE	
Eiropas enerģētikas sektors	8
Pāreja no Krievijas gāzes (ilgtermiņa perspektīva)	9
Karalaika ietekme uz enerģētikas sektoru un pāreja no Krievijas gāzes (īstermiņa perspektīva)	11
ATJAUNOJAMĀS ENERĢIJAS POTENCIĀLS	
Saules enerģija	17
Vēja enerģija	18
Hidroenerģija	19
Citi atjaunojamās enerģijas avotu veidi	20
ŪDEŅRAŽA POTENCIĀLS	
Ūdeņraža sistēma	21
Ūdeņraža gāze	22
Ūdeņraža degviela	23
KODOLENERĢIJAS POTENCIĀLS	
Eiropas kodolenerģijas sistēma	24
Kodolenerģijas tehnoloģiju potenciāls	26
LATVIJAS ENERĢĒTIKAS SEKTORA NĀKOTNE	
Latvijas enerģētikas sektora raksturojums	29
Elektroenerģijas infrastruktūra	30
Dabaszāzes jomas apraksts	31
Karalaika ietekme uz enerģētikas sektoru un pāreja no Krievijas gāzes	35
Alternatīvas dabaszāzes piegādes Latvijai	36
Eiropas Zaļais kurss un citu enerģijas veidu potenciāls	37
Atjaunojamās enerģijas potenciāls	38
Latvijas ūdeņraža potenciāls	41
Latvijas kodolenerģijas potenciāls	43
LATVIJAS ENERĢĒTIKAS SEKTORA NĀKOTNES SCENĀRIJI	
Situācijas raksturojums uz 2022./2023. gada apkures sezonu	45
Citas tendences	46
Latvijas nākotnes enerģijas portfelis	46
Latvijas enerģētikas sektors: nepieciešamie soļi	48

KOPSAVILKUMS

Virzoties uz zemu emisiju ekonomiku, Eiropas Savienības (ES) enerģētikas nozare ir apņēmusies pāriet uz ilgtspējīgāku, drošāku un pieejamāku enerģijas ražošanu. Zaļā kursa ietvaros ES ir izvirzījusi saistošu mērķi līdz 2050. gadam sasniegt klimatneitralitāti. Tomēr nesenie satricinājumi saistībā ar energoresursu piegādes traucējumiem Eiropai, kā arī galveno energoresursu cenu kāpums ir noveduši pie enerģētikas politikas steidzamākas rīcības 2022./2023. gada ziemas sezonā. Liela atkarība no energoresursu importa un ģeopolitisko satricinājumu jūtība uzskatāmi parāda, ka ES ir jāpārvērtē sava enerģijas portfeļa sadalījums un jāpaātrina virzība uz ilgtspējīgu enerģētikas politiku.

Neraugoties uz straujo attīstību atjaunojamo energoresursu (AER) jomā, vairāk nekā pusi no ES kopējās energoapgādes joprojām veido nafta, naftas produkti un dabasgāze. Turklāt ES dominējošie enerģijas avoti, proti, nafta un dabasgāze, ir visvairāk importa atkarīgi. Galvenā piegādātāja gan dabasgāzei (41,3%), gan jēlnaftai, gan sašķidrinātajai dabasgāzei (26,9%) ir Krievija. Pēdējos trīs gados dabasgāzes cenas ir ievērojami svārstījušās. Pēc krituma līdz 3 eiro par megavatstundu (EUR/MWh) 2020. gada vasarā dabasgāzes cenas 2022. gada augustā Nīderlandes TTF biržā sasniedza rekordaugstus 340,81 EUR/MWh. Korelācijas ar dabasgāzes cenām, ģeopolitikas ietekmes un papildus oglekļa dioksīda (CO₂) izmaksu pieauguma dēļ arī elektroenerģijas tirgus nevarējis izvairīties no cenu lāvas. Elektroenerģijas cena Latvijā pieauga no vidēji 31 EUR/MWh 2020. gada jūlijā līdz NordPool cenas absolūtajiem grieztiem 4000 EUR/MWh 2022. gada 17. augustā.

Pāreju uz ilgtspējīgāku un drošāku enerģētiku ilgtermiņā iespējams panākt ar dažādiem politikas instrumentiem, veidojot attiecīgu enerģijas portfeli. Analizējot vairākus enerģētikas politikas pārejas scenārijus līdz 2050. gadam (Bloomberg, IPCC, IEA, IRENA, BP, McKinsey, DNV, Shell, OECD, Equinor u.c.), redzams, ka, neskatoties uz ekonomikas attīstību un līdz ar to energoietilpīgāku iekārtu un procesu izmantošanu, tiek prognozēts ievērojams siltumnīcefektu izraisošo gāzu (SEG) emisiju samazinājums. Pieaugošais enerģijas pieprasījums tiek kompensēts ar energoefektivitātes pasākumiem. Visiem scenārijiem principā ir kopīgs secinājums, ka enerģijas pārejas process ievērojami balstās uz: (1) enerģijas pieprasījuma samazināšanas, palielinot efektivitāti, (2) galapatēriņa elektrifikācijas un (3) elektroenerģijas ražošanas dekarbonizācijas. Scenārijos izvērtētās fosilo energoresursu elektrostaciju pakāpeniskas aizstāšanas iespējas līdz 2050. gadam (papildus AER tehnoloģijām) lielākoties tiek balstītas uz dabasgāzes, kodolenerģijas un ūdeņraža tehnoloģiju kombinācijas. Neviens no minētajiem scenārijiem neparedz, ka dabasgāze tiktu absolūti aizstāta ar citiem enerģijas avotiem. Scenāriji, kuros 2050. gadā ir salīdzinoši zemāks dabasgāzes īpatsvars, paredz lielāku kodolenerģētikas attīstību. Kopumā gandrīz visos aplūkotajos scenārijos tiek prognozēts kodolenerģijas pieaugums. 2022. gadā pasaule piedzīvo būtiskus globālos satricinājumus, ko izraisījusi vairāku krīžu konverģence: klimata pārmaiņas, Covid-19 pandēmija un 2022. gada 24. februārī Krievijas uzsāktais karš Ukrainā. Neskatoties uz to, ka šo krīžu ietekme pasaulē ir nevienmērīga, tā ir jūtama

visos sabiedrības līmeņos. Enerģētikas eksperti uzskata, ka situācija pasaulē varētu stabilizēties 5 gadu laikā.

Vērtējot scenārijus energoapgādes drošuma nodrošināšanai **ES 2022./2023. apkures sezonas**, jāņem vērā, ka Eiropas enerģijas tirgus ir ļoti savstarpēji integrēts. Elektroenerģijas cenu starpība veidojas izejot no starpsavienojumu jaudas, enerģijas piedāvājuma (kas atkarīgs no elektroenerģijas ģenerācijas portfeļa) un pieprasījuma attiecīgajā cenu zonā. Elektroenerģijas ģenerācijai ir nepieciešamas spēkstacijas uzstādītās jaudas un enerģijas avots. Bāzes jaudas ģenerāciju lielā apjomā pie pašreizējām tehnoloģijām var nodrošināt dabasgāze, ogle, kodolenerģija. Vienlaikus krīzes situācijās ir būtiski ietekmēti parastie tirgus darbības principi.

Vēsturiski dabasgāzes cena Eiropā ir bijusi zemāka nekā Āzijā. Tomēr pēdējos mēnešos dabasgāzes cenas Eiropā ir cieši sekojušas sašķidrinātās dabasgāzes (SDG) cenām Āzijā. Pie augstām dabasgāzes cenām ES ir iespēja pārvilināt daļu no dabasgāzes piegādēm no Āzijas tirgiem. Vairākas valstis, piemēram, Vācija, Nīderlande, Austrija un Francija, atjaunoja darbībā savas ar ogleņdarbināmas elektrostacijas ārkārtas enerģētikas krīzes gadījumā. Jāatzīmē, ka ES ir stājies spēkā pilnīgs Krievijas ogļu "visu veidu" importa aizliegums, paredzot Krievijā ražoto ogļu aizvietošanu ar alternatīvām piegādēm (piemēram, ASV, Dienvidamerikas un Dienvidāfrikas). Ogļu cena 2022. gada vasarā bija 2,5 reizes augstāka kā iepriekšējā gadā, un ogļu pieejamību un cenu 2022./2023. apkures sezonā nosaka galvenokārt Ķīna un Indija, kas ir ogļu lielākie patērētāji. Francijā, kas ir galvenā ES kodolenerģētikas valsts, ir salīdzinoši vecas atomelektrostacijas (AES), kas prasa rūpīgu uzturēšanu, vienlaikus vairāki remontdarbi bija atlikti dēļ Covid-19, radot ietekmi uz turpmāko 5 gadu remontdarbu plāniem. Šie fakti liecina, ka ziemas sezonā Francijas AES būs pieejamas ar mazāku jaudu, nekā tas ir bijis parasti. Tas palielina izaicinājumu nodrošināt energoresursu resursu pietiekamību.

No 2015. līdz 2020. gadam **AER uzstādītā jauda ES** vidēji palielinājās par 193,2 gigavatiem (GW) gadā. 2021. gadā, neskatoties uz piegādes ķēžu pārtraukumiem, būvniecības kavējumiem un strauji augošajām materiālu izmaksām, jauno AER jauda sasniedza gandrīz 295 GW. Tomēr eksperti uzskata, ka pārejas no fosilā kurināmā temps nav pietiekams, lai sasniegtu 1,5°C mērķi.

Pēdējos desmit gados īpaši saules fotoelementu (PV) moduļi ir kļuvuši daudz lētāki un tiek plašāk izmantoti. Liela mēroga saules PV elektrostaciju vidējās svērtās izlīdzinātās elektroenerģijas izmaksas (LCOE) 2021. gadā bija 0,048 USD par kilovatstundu (USD/kWh). Tas ir par 88% mazāk nekā 2010. gadā. 2021. gadā saules PV parku kopējā jauda sasniedza 843 GW. Vienlaikus 2021. gadā materiālu izmaksas, kurām līdz šim bija tendence samazināties, piedzīvoja būtisku kāpumu – saules PV moduļu ražošanā plaši izmantotā polisilīcija cena pieauga vairāk nekā četras reizes. Arī vara, tērauda un alumīnija cenas palielinājās, un tas pats attiecās uz kravas pārvadājumu izmaksām. ES ievērojami attīstās arī vēja enerģijas ģenerācija. LCOE izteiksmē sauszemes vējš šobrīd ir lētākais AER avots elektroenerģijas ražošanai. 2021. gadā sauszemes vēja LCOE bija 0,033 USD par kWh, kas ir par 68% mazāk nekā 2010. gadā. Attiecīgajā periodā jūras vēja LCOE samazinājās par 60% un 2021.

gadā bija 0,075 USD/kWh. Abi segmenti ir ieguvuši no tehnoloģiskā progresā, kas rezultēties pieaugošos vēja turbīnu izmēros un ar drošu ekspluatāciju saistītos uzlabojumos, kā arī lielākos rumbas augstumos un rotoru diametros.

Hydroenerģija ir salīdzinoši vienkārša tehnoloģija, ko jau ilgstoši un plaši izmanto visā pasaulē. 2021. gadā hidroenerģijas projektu LCOE bija 0,048 USD/kWh. Jaunu ekonomiski izdevīgu hidroenerģijas projektu realizācijas iespējas, īpaši nobriedušos tirgos kā Eiropa, ir ierobežotas. Līdz ar to, attīstot hidroelektrostacijas (HES) vietās ar sarežģītākiem apstākļiem, palielinās šo projektu LCOE. Citi AER avoti (galvenokārt primārā cietā biodegviela un biogāze) ES veido 16% no AER un biodegvielas saražotās elektroenerģijas apjoma. Bioenerģiju lieto arī apkurē un citās jomās. Līdz ar aprites ekonomikas principu plašāku pielietojumu biomasai tiek rastas arvien jaunas izmantošanas iespējas kā ražošanas materiālam. Kopējais pieprasījums pēc biomasas ir ievērojami lielāks nekā iespējams saražot, neapdraudot izvīzītos SEG emisiju samazināšanas mērķus. Tādēļ politikas veidotājiem nāksies izvērtēt, kā biomasu izmantot.

Ūdeņradis ir svarīgs enerģijas avots, kuru var izmantot kā kurināmo vai alternatīvu degvielu un mūsdienu tehnoloģijas piedāvā veidus, kā dekarbonizēt virkni nozaru, tostarp tālsatiksmes transporta, ķīmisko vielu ražošanu, kā arī dzelzs un tērauda nozares, kuras ir energointensīvas un kurās ir grūti samazināt emisijas. 2030. gadā aptuvenās zaļā ūdeņraža ražošanas jaudas varētu sasniegt 50 GW, kas ir 25% vairāk nekā ES izvīzītajos mērķos. Tendences rāda, ka zaļais ūdeņradis veidos stabilu nākotnes enerģijas portfeļa daļu. Vienlaikus ūdeņraža tehnoloģijas nav vēl sasniegušas briedumu.

Eiropā pašlaik darbojas 173 kodolreaktori no tiem ES - 109. ES jaunās AES būvē Francijā, Somijā un Slovākijā. Būvniecība notiek arī Ukrainā un Lielbritānijā. Par savu mērķi uzbūvēt AES ir paziņojusi Igaunija. Nīderlande 2021. gadā paziņoja par plāniem uzbūvēt divus jaunus reaktorus (iepriekš bija lēmums pilnībā atteikties no kodolenerģijas). Polijai ir nopietni plāni attīstīt AES un šogad tika iesniegti pirmie plāno spēkstacijas būvniecībai. i. Tajā pašā laikā vairākas valstis plāno slēgt esošās AES – Vācija līdz š.g. decembrim (šobrīd slēgšana ir atlikta) un Beļģija līdz 2025. gadam.

Latvijā enerģijas patēriņa portfelis galvenokārt sastāv no AER (42%), naftas produktiem (32%) un dabasgāzes (21%). Desmit gadu laikā nav novērotas būtiskas izmaiņas energoresursu galapatēriņā. Lielākie energoresursu patēriņi pērn bija mājāsaimniecības (28,9%), transports (28,2%) un rūpniecība (23,6%). Latvijā elektroenerģijas ražošanas portfelis 2021. gadā galvenokārt sastāv no Daugavas HES (46,7%) un TEC (34,3%), kā arī mazākos apjomos biomasas (6,5%), biogāzes (4,7%), mazās koģenerācijas (4%), vēja enerģijas (2,5%), mazajiem HES (1,2%) un saules enerģijas (0,04%). Baltijas valstis vēsturiski ir strādājušas un arī patlaban strādā sinhroni ar Krievijas un Baltkrievijas elektroenerģijas sistēmām. Šobrīd notiek darbs pie desinhronizācijas projekta no Krievijas pārvaldītā tīkla, paredzot sinhronu darbu ar kontinentālo Eiropu 2025. gadā. Sinhronizācijas projekts palielina vajadzību pēc vietējās ģenerācijas, jo Baltijas valstīm būs jāspēj nodrošināt gan nebalansa kompensēšanu, gan stabilu tīkla darbību.

2020. gadā izveidotais Somijas, Latvijas un Igaunijas reģionālais gāzes tirgus uzlabo tirgus likviditāti un paaugstina tā pievilcīgumu tirgus dalībniekiem, jo katras atsevišķas Baltijas valsts dabasgāzes patēriņš nerada pietiekošu alternatīvo piegādātāju interesi par Latvijas tirgu. Dabasgāzes patēriņam reģionā ir vērojama neliela lejupslidoša tendence, ko ir ietekmējuši galvenokārt metroloģiskie apstākļi, elektroenerģijas cena NordPool biržā un kopējā virzība uz CO₂ izmešu samazinājumu. Enerģētikas nozares analītiķi ir ļoti piesardzīgi attiecībā uz prognožu sniegšanu dabasgāzes cenas tendencēm pasaules enerģijas tirgus nestabilitātes dēļ. The Ice pasaules biržu cenu un analītikas portāls Dutch TTF Gas Futures cenām prognozē augstāku dabasgāzes cenu 2022./2023. ziemas sezonai un tālāk pakāpenisku cenu lejupslīdi. Latvijas dabasgāzes pārvades sistēmā ieejas fiziskās plūsmas tiek nodrošinātas no Krievijas (ieejas punkts Korneti), Lietuvas (ieejas punkts Kiemenai) un no Inčukalna pazemes gāzes krātuves (IPGK) dabasgāzes izņemšanas (ziemas) sezonas laikā (ieejas punkts IPGK). 2021. gadā kopējais Latvijā pārvadītās gāzes apjoms sasniedza 39,3 teravatstundas (TWh), kas salīdzinājumā ar gadu iepriekš ir palielinājies par 5%, vienlaikus 2022. gada vasarā tas ir būtiski samazinājies. Uz 2022. gada 1. augustu IPGK piepildījums bija 53,3% (11,62 TWh), kas atbilst 94,2% no Latvijas gada dabasgāzes patēriņa. Vienlaikus jāpiebilst, ka IPGK pakalpojumus aktīvi izmanto citu valstu dabasgāzes tirgotāji, un informācija par to, cik no šī gāzes apjoma ir paredzēts tieši Latvijas lietotājiem, ir konfidenciāla un nav publiski pieejama.

Džozefs Gatdula, *Fitch Solutions* naftas un gāzes virziena vadītājs uzskata, ka pašreizējais globālais piedāvājums, visticamāk, tik īsā termiņā nespēs aizstāt visu Krievijas importa apjomu Eiropā gandrīz 150 miljardu kubikmetru (BCM) apmērā. Pašreizējās SDG jaudas ASV ir samērīgas, taču nepietiekams, lai apmierinātu visu Eiropas pieprasījumu. "Tomēr līdz desmitgades vidum, palielinoties sašķidrīšanas jaudai ASV un Katarā, eksporta apjoms ievērojami palielināsies. Šie jaunie apjomi varētu likt Eiropai neatgriezeniski attālināties no Krievijas gāzes importa, ja atjaunojamo energoresursu pieaugums un dabasgāzes patēriņa samazināšanās stāsies spēkā, pamatojoties uz ES plāniem dažādot Krievijas enerģijas importu".

Uz 2022. gada vasaras beigām vienīgais ieejas punkts, kur ir iespējams saņemt gāzi Latvijā, ir caur termināli Klaipēdā, Lietuvā. Toties praktiski Klaipēdas SDG termināļa jaudu pieejamībai ir sīva konkurence un Lietuva ieinteresēta nodrošināt piekļuvi terminālim tieši Lietuvas tirgotājiem. SDG termināli Latvijā attīstīs AS "Skulte LNG Terminal". Igaunija un Somija vienojušās kopīgi nofraktēt vienu FSRU un būvē molus abās Somu līča pusēs – Paldiski un Haminas SDG termināļus. Jauno SDG termināļu izbūve un pieejamība reģionā ir kritiski būtiska 2022./2023. apkures sezonas energoapgādes drošumam Latvijā.

ES līmenī EK savā *REPowerEU* plānā ir ierosinājusi pārātrināt un paplašināt AER projektu realizāciju, lai vairotu tās izmantošanu elektroenerģijas ražošanā, rūpniecībā, būvniecības sektorā un transportā. Augsts AER īpatsvars Latvijā pārsvarā ir saistīts ar vēsturiskiem sasniegumiem, nevis pašreizējo progresu. Šobrīd pārvades tīklam sauszemē pieslēguma atļaujas ir pieteikuši AER projekti ar kopējo jau-

du 3500 megavati (MW; neskaitot SIA "Latvijas vēja parki" projektu un jūras vēja parku projektus), kā arī 1000 MW pieslēguma jaudas pieteiktas sadales tīklam. Vērtējot ieguldījumus tīklā būtu reālistiski jāvērtē pieteikto projektu īstenošanas varbūtība, jo neizmantotās izbūvētas tīkla jaudas paaugstina elektroenerģijas tarifu visiem Latvijas elektroenerģijas lietotājiem, mazinot valsts konkurētspēju.

Attiecībā uz kodolenerģētikas attīstības potenciālu, uz būvējot divus 300 MW AES reaktorus ar kopējo elektrisko jaudu 600 MW, un nodrošināt to jaudas izmantošanu apmēram 80%, gadā varētu saražot virs 4 TWh elektroenerģijas. Pieņemot, ka pēc 10 gadiem elektrības patēriņš būs robežās no 7,6 līdz 8,3 TWh, šādi divi reaktori spētu piegādāt pusi no valstij nepieciešamās elektroenerģijas. Vienlaikus AES izbūves process ir gan laika, gan resursu ietilpīgs.

Pētījuma ietvaros ir izstrādāti **elektroenerģijas ģenerācijas portfeļa scenāriji 2022./2023.gada situācijai un 10 gadu perspektīvai**. Scenāriji ir veidoti balstoties uz publiskiem datiem, neveicot padziļinātu izvērtējumu un balstās uz daudziem pieņēmumiem, kas palielina novirzes iespējamību.

Lai samazinātu dabasgāzes deficītu, nepieciešams maksimāli izmantot iespējas dabasgāzes aizvietošanai ar citiem alternatīviem enerģijas avotiem un tehnoloģijām, kas neizmanto dabasgāzi enerģijas ģenerēšanai. Tajā pašā laikā, jāizvērtē faktiskās iespējas šādas pārmaiņas iedzīvināt, ņemot vērā īso laiku. Aizvietojojam dabasgāzi, elektroenerģiju un siltumenerģiju var iegūt, palielinot biometāna, biomasas izmantošanu, kā arī uzstādot siltumsūkņus, saules paneļus un vēja ģeneratorus. Tāpat ir iespējams kā kurināmo izmantot mazutu un dīzeļdegvielu. Eiropā tiek palielināta arī ogļu spēkstaciju izmantošana. Vienlaikus, pat dubultojošies pašreizējai saules ģenerācijas jaudai, ietekme uz kopējo Latvijas enerģijas portfeli būtu minimāla. Nav paredzēts, ka līdz 2022./2023.gada ziemai tiktu realizēti arī lielas jaudas biometāna, biomasas vai siltumsūkņu enerģijas ģenerēšanas projekti. 2022.gada septembrī darbību uzsāka 58,8 MW vēja enerģijas parks Tārgalē pie Ventspils, nedaudz palielinot vēja enerģijas daļu enerģētikas portfeli. Tas liecina par dabasgāzes alternatīvo piegāžu kritisko lomu.

Dabasgāzes patēriņu būtiski ietekmē ārgaisa temperatūra un dabasgāzes cena, jo pie augstas gāzes cenas no tās saražota elektroenerģija ir mazāk konkurētspējīga *NordPool* biržā, attiecīgi šāda elektroenerģija tiek pieprasīta un pārdota tirgū mazāk. Tāpat rūpnieciskie dabasgāzes lietotāji ir spiesti samazināt dabasgāzes izmantošanas intensitāti, jo produkti, kuru ražošanas izmaksas dabasgāzes izmaksas spēlē būtisku lomu, zaudē konkurētspēju. Dabasgāzes deficītu ir iespējams mazināt, samazinot kopējo energoresursu patēriņu, ieviešot taupīšanas pasākumus. Izmaiņas tuvākās apkures sezonas iespējamā elektroenerģijas ģenerēšanas portfeļa scenārijā pārsvarā ir uz patēriņa pielāgošanas rēķina, nevis ienākot jaunajai ģenerācijai.

Ņemot vērā ģeopolitisko situāciju, tās būtisko ietekmi uz dabasgāzes cenām un faktisko pieejamību, prognozēts, ka tuvākajos gados pieprasījums pēc dabasgāzes Latvijā

samazināsies, taču vidējā termiņā atjaunosies līdzšinējā apmērā. Savukārt, **ilgākajā termiņā**, dabasgāzes patēriņš samazināsies atbilstoši Latvijas zaļā kursa mērķiem. Veidojot nākotnes enerģētikas portfeļa scenārijus, būtiski ņemt vērā, ka pieaugot AER ģenerācijai, pieaug arī vajadzība nodrošināt balansēšanas jaudas, kas spēs nodrošināt stabilu sistēmas darbību un apmierināt mazāk elastīgu pieprasījumu, kad mainīgie AER avoti nav pieejami. Pieaugot AER īpatsvaram pret bāzes (kontrolējamām) jaudām, balansēšana kļūst dārgāka, līdz ar to ir būtiski sasniegt ilgtspējīgu proporciju starp mainīgajiem un stabilajiem enerģijas avotiem.

Atbilstoši Latvijas elektroenerģijas portfeļa ilgtermiņa scenārijam (bez AES), lielāku daļu elektroenerģijas Latvijā gadā turpinās nodrošināt HES. Nākamais lielākais elektroenerģijas avots varētu būt vēja elektrostacijas (galvenokārt, sauszemes elektrostacijas pateicoties to zemākam izmaksām salīdzinot ar jūras vēja parkiem un Latvijā salīdzinoši brīvi pieejamām zemes platībām, ja ieceri saskaņo pašvaldība). Termoelektrocentrāles (TEC) pārsvarā darbotos kā rezerves ģenerācijas avots brīžos, kad mainīgā ģenerācija nespētu apmierināt elektroenerģijas pieprasījumu. TEC dedzināmais dabasgāzes apjoms varētu samazināties, gan pieaugot biogāzes apjomam gāzes sistēmā (15%), gan parādīties ūdeņradim (5%).

Atbilstoši Latvijas elektroenerģijas portfeļa ilgtermiņa scenārijam (ar AES), lielāku daļu elektroenerģijas Latvijā nodrošinātu AES, ņemot vērā, ka 2 nelielas jaudas reaktori ar kopējo elektrisko jaudu 600 MW (2×300 MW) gadā varētu saražot virs 4 TWh elektroenerģijas. Pie šāda scenārija veidotos elektroenerģijas pārpalikums. Scenārijs paredz, ka no daļas AES saražotās elektroenerģijas tiktu ražots ūdeņradis, ko varētu, savukārt, aktīvāk izmantot TEC darbināšanai. Elektroenerģijas pārpalikums tiktu eksportēts uz citām valstīm (vienlaikus pētījuma ietvaros netika vērtēta attiecīgās elektroenerģijas konkurētspēja, ņemot vērā citu valstu plānoto ģenerāciju). Līdz ar lielāku ūdeņraža ražošanu, ir paredzēta aktīvāka TEC izmantošana, salīdzinot ar pirmo scenāriju. Attiecīgi, paredzēts, ka HES saglabājoties pašreizējiem elektroenerģijas ģenerācijas apjomiem, noslīdēs uz 3.vietu elektroenerģijas ģenerācijas portfeli. Scenārijs paredz, ka vēja enerģija veidos salīdzinoši nebūtisku daļu.

Vērtējot iespējamus risinājumus enerģētikas sektorā, nepieciešams sekot līdzi tendencēm reģionā, jo enerģētikas sektors Latvijā nevar tikt skatīts atrauti no valstīm, kuras ir tā paša enerģijas tirgus dalībnieces. Svarīgi apzināt elektroenerģijas tirgotāju pieaugošos riskus, tiem piedāvājot fiksētās elektroenerģijas cenas pakalpojumus, jo klientu līgumu maksa var būt nepietiekama faktisko izmaksu segšanai. Būtiski apzināt arī enerģētikas jomas krīzes efektu uz citām jomām. Vērtējot iespējamus projektu risinājumus, jāvērtē arī pārinvestēšanas risku infrastruktūrā pretstatā ar to izmantošanas intensitāti (efektivitāti). Tāpat piesardzīgi vērtējami ilgtermiņa saistību riski, līgumus slēdzot satricinājumu brīžos.

AER – atjaunojamie energoresursi
 AES – atomelektrostacija
 ASV – Amerikas Savienotās Valstis
 BCM – miljardi kubikmetru
 Bcf/d – miljardi kubikpēdas dienā
 BP – British Petroleum
 Btu - britu siltuma vienība
 CCUS – oglekļa uztveršana, izmantošana un uzglabāšana
 CO₂ – oglekļa dioksīds
 CSP – koncentrētas saules elektrostacija
 CANDU – Kanādas deiterija urāna reaktors
 DEA – Dānijas Enerģētikas aģentūra
 DNV – Det Norske Veritas
 EJ – eksadžouls
 EK – Eiropas Komisija
 ES – Eiropas Savienība
 EUR – eiro
 GIPL - Gāzes starpsavienojums Polija–Lietuva
 GW – gigavats
 GWEC – Pasaules Vēja enerģētikas padome
 HES – hidroelektrostacija
 H₂ – ūdeņradis
 IEA - Starptautiskā Enerģētikas aģentūra
 IKP – iekšzemes kopprodukts
 IPGK – Inčukalna pazemes gāzes krātuve
 IRENA – Starptautiskā Atjaunojamās enerģijas aģentūra
 IVN – ietekmes uz vidi novērtējums
 kWh – kilovatstunda
 LCOE - vidējās svērtās izlīdzinātās elektroenerģijas izmaksas
 Mcf/d – miljoni kubikpēdu dienā
 MCM - miljoni kubikmetru
 MJ/m³ – megadžouli uz kubikmetru
 Mt – megatonnas
 MW – megavats
 MWh – megavatstunda
 NEKP - Latvijas Nacionālais enerģētikas un klimata plāns
 NO_x – Slāpekļa oksīdi
 OECD - Ekonomiskās sadarbības un attīstības organizācija
 PGK – pazemes gāzes krātuve
 PJ – petadžouli
 PSO – pārvades sistēmas operators
 PV – fotovoltiskās / fotoelektriskās iekārtas
 RUB – Krievijas rublis
 SDG – sašķidrinātās dabasgāzes terminālis
 SEG – siltumnīcefektu izraisošās gāzes
 SMR – Mazie modulārie kodolreaktori
 Tcf – triljoni kubikpēdu
 TEC – termoelektrocentrāle
 TEN-T – Trans-European Transport Network
 TWh – teravatstunda
 USD, \$ – ASV dolārs
 VES – vēja elektrostacija
 £ - britu mārciņa

EIROPAS ENERĢĒTIKAS NĀKOTNE

EIROPAS ENERĢĒTIKAS SEKTORS

Virzoties uz zemu emisiju ekonomiku, ES enerģētikas nozare ir apņēmusies pāriet uz ilgtspējīgāku, drošāku un pieejamāku enerģijas ražošanu. Eiropas zaļā kursa ietvaros ES ir izvirzījusi saistošu mērķi līdz 2050. gadam sasniegt klimatneitralitāti. Tomēr nesenie satricinājumi saistībā ar energoresursu piegādes traucējumiem Eiropai, kā arī galveno energoresursu cenu kāpums ir noveduši pie enerģētikas politikas plānošanai steidzamāka riska faktora – 2022./2023. gada ziemas sezonas – aktualizācijas. Lielā atkarība no energoresursu importa un ģeopolitisko satricinājumu jūtība uzskatāmi parāda, ka ES ir jāpārvērtē sava enerģijas portfeļa sadalījums un jāpaātrina virzība uz ilgtspējīgu enerģētikas politiku.

Neraugoties uz straujo attīstību atjaunīgās enerģijas nozarē, vairāk nekā pusi no ES kopējās energoapgādes joprojām veido nafta, naftas produkti un dabasgāze.

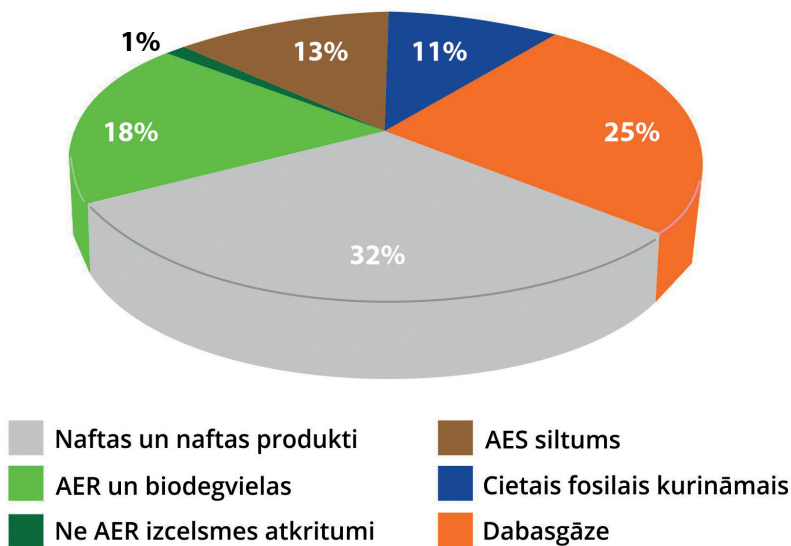
Turklāt ES dominējošie enerģijas avoti, proti, nafta un dabasgāze, ir visvairāk importa atkarīgi. Situācija kļūst vēl kritiskāka, jo galvenā piegādātāja gan dabasgāzei (41,3%), gan jēlnaftai, gan sašķidrinātajai dabasgāzei (26,9%) ir Krievija. Otra lielākā dabasgāzes piegādātāja – Norvēģija – nodrošina tikai 16%, bet otra lielākā naftas piegādātāja – Irāka – tikai 9% no ES dabasgāzes un naftas importa.

Dabasgāzes cenas ES daļībvalstīs var atšķirties. Tās ir tieši atkarīgas no piedāvājuma un pieprasījuma. Parasti cenas nosaka tirgotāji īpašās biržās vai atrašanās vietai raksturīgos centrmezglos. Pēdējos trīs gados dabasgāzes cenas ir ievērojami svārstījušās. Pēc krituma līdz 3 EUR/MWh 2020. gada vasarā dabasgāzes cenas saskārās ar vēl nebijušu kāpumu 2021. gada otrajā pusē. Vēlāk, 2022. gada martā, Nīderlandes TTF biržā fiksēja rekordaugstu dabasgāzes cenu – 229,06 EUR/MWh, bet 26. augustā

cena sasniedza maksimumu 340,81 EUR/MWh.

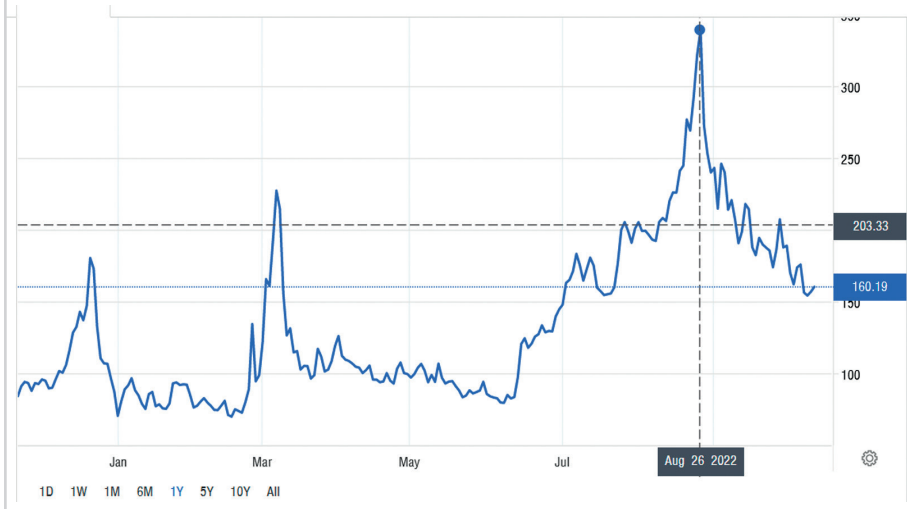
Korelācijas ar dabasgāzes cenām, ģeopolitikas ietekmes un papildus CO₂ izmaksu pieauguma dēļ arī elektroenerģijas tirgus nevarēja izvairīties no ausgtu cenu lavinās. Ikmēneša nākamās dienas elektroenerģijas cenas Latvijas cenu zonā pieauga no 31 EUR/MWh 2020. gada jūlijā līdz 210,29 EUR/MWh 2022. gada jūnijā; 2021. gada decembrī cena sasniedza vēsturisko maksimumu 1000 EUR/MWh. 2022. gada 21. jūlijā Latviju un Lietuvu šokēja jauns vēsturiskais elektroenerģijas cenas rekords 2100 EUR/MWh. Savukārt, 17. augustā tika sasniegti cenas absolūtie griesti Nordpool biržā – 4000 EUR/MWh.

Enerģijas ražošana ES
(pa energoresursu veidiem, 2020 (%)), 1. attēls



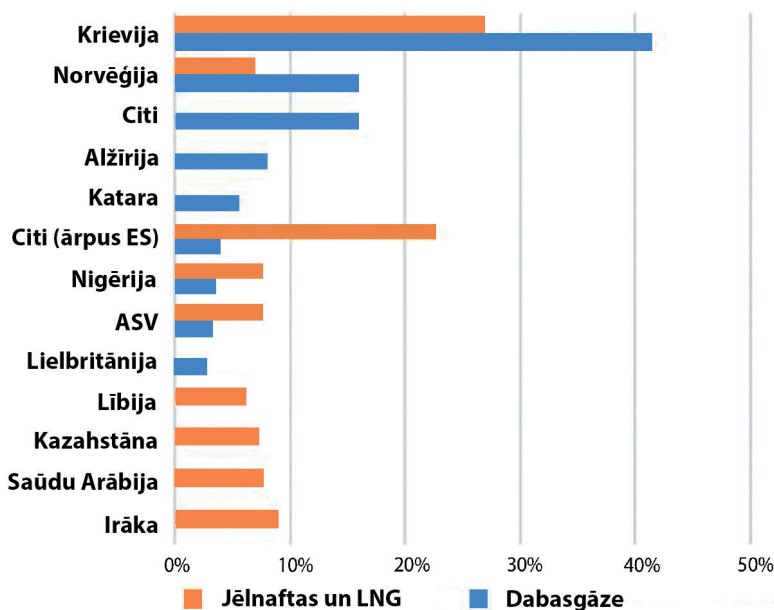
Avots: Eurostat, 2022. <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00122/default/table?lang=en>

Nīderlandes TTF biržas dabasgāzes cenas (EUR/MWh), 2. attēls



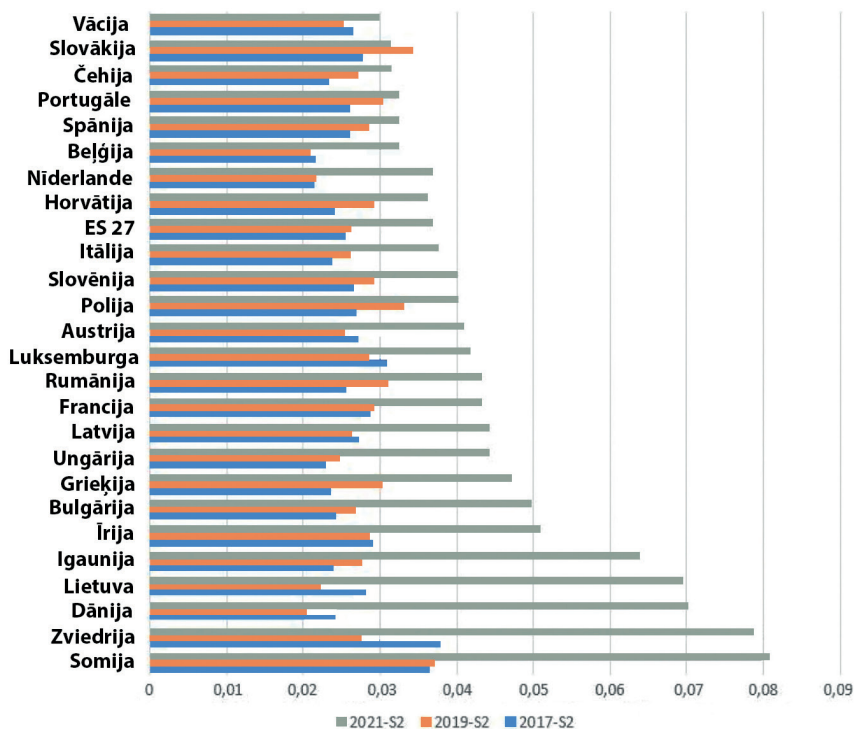
Avots: Trading Economics, 12.09.2022. <https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>

Jēlnaftas un dabasgāzes piegādātājvalstis ES, 3. attēls



Avots: Eurostat, 2022. <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00122/default/table?lang=en>

Dabaszgāzes cenas ne mājssaimniecību patērētājiem, EUR/kWh, 4. attēls



Avots: Eurostat, 2022. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203/settings_1/table?lang=en

PĀREJA NO KRIEVIJAS GĀZES (ilgtermiņa perspektīva)

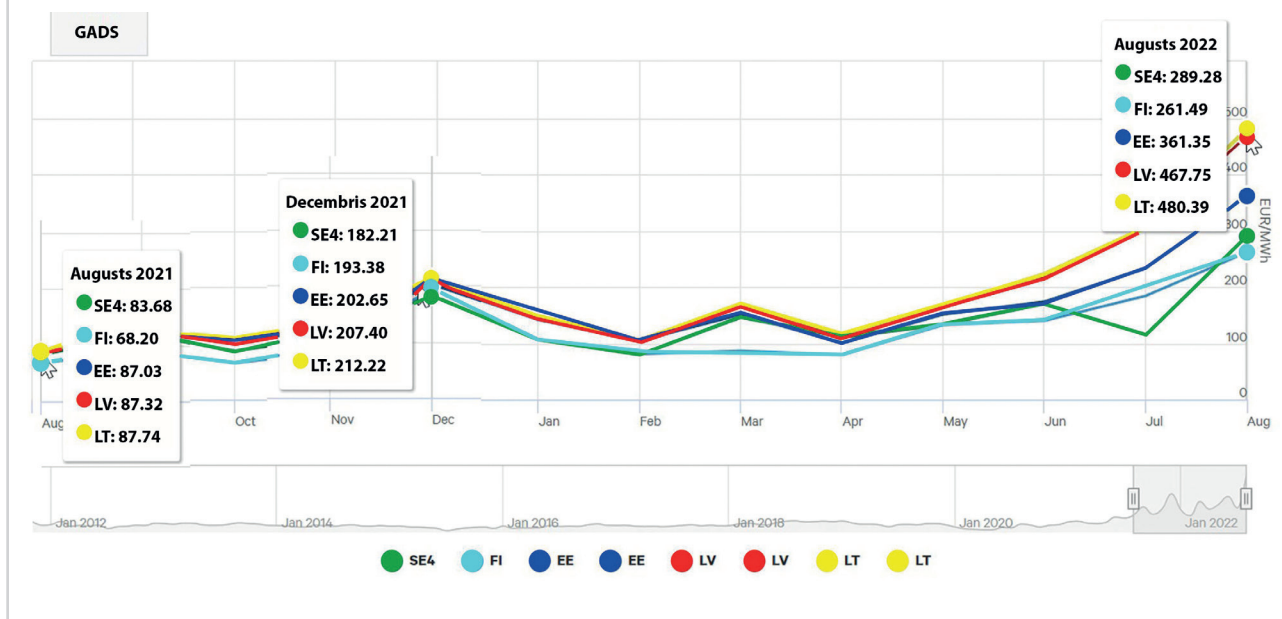
Pāreju uz ilgtspējīgāku un drošāku enerģētiku iespējams panākt ar dažādiem politikas instrumentiem, kā rezultātā veidojas atšķirīga energosistēmu struktūra. Pasaules Enerģētikas padomes ekspertu dar-

ba grupas ietvaros analizējot vairākus enerģētikas politikas pārejas scenārijus līdz 2050. gadam, piemēram, *Bloomberg*, *IPCC*, *IEA*, *IRENA*, *BP*, *McKinsey*, *DNV*, *Shell*, *OECD* un *Equinor* izstrādātos scenārijus, redzams, ka tie visi, neskatoties uz pozitīvo ekonomikas attīstības tendenci un līdz ar to intensīvāku energoietilpīgāku iekārtu un procesu izmantošanu, prognozē ievērojamu SEG emisiju samazinājumu. Pieaugošais enerģijas pieprasījums tiek kompensēts ar ievērojamiem energoefektivitātes pasākumiem. Visiem scenārijiem ir kopīgs secinājums, ka enerģijas pārejas process ievērojami balstās uz trim galvenajiem pilāriem: (1) enerģijas pieprasījuma samazināšana, palielinot efektivitāti, (2) galapatēriņa elektrifikācija un (3) elektroenerģijas ražošanas dekarbonizācija.

Visi scenāriji paredz strauju AER elektroenerģijas ražošanas pieaugumu – dažiem scenārijiem ir ambiciozāki mērķi, citiem – mazāk ambiciozi. Mazāka vienprātība valda attiecībā uz tehnoloģiju izvēli, kas nodrošinās bāzes slodzi brīdī, kad to nepastāvības dēļ atjaunīgie resursi nebūs pieejami pietiekamā daudzumā. Akmeņogļu nākotne globālā izpratnē ir zem jautājuma zīmes – iemesls, kāpēc akmeņogļu joprojām nepazūd no scenārijiem, ir samērā nelielais šo elektrostaciju vecums Āzijā. Tomēr kopējais naftas un dabaszgāzes patēriņa īpatsvars pasaulē kopumā nezaudē savas pozīcijas salīdzinājumā ar pašreizējo līmeni. Lielākajā daļā pirms 2018. gada publicētajos scenārijos tika prognozēts straujš dabaszgāzes izmantošanas pieaugums, kompensējot naftas un akmeņogļu samazi-

nājumu. Dabaszgāze tika uzskatīta par ērtāko pārejas enerģijas avotu. Tomēr virkne scenāriju, kas publicēti pēc 2020. gada, piemēram, *IRENA World Energy Transition Outlook*, *Bloomberg NEF* un *NGFS*, jau paredz dabaszgāzes piegādes apjomu samazināšanos līdz 2050. gadam. Vairumā globālo scenāriju tiek arī pieņemts, ka pieaugs kodolenerģijas izmantošanas intensitāte.

Ikmēneša nākamās dienas elektroenerģijas cenas, Nord Pool, EUR/MWh, 5. attēls



Avots: NordPool, 10.07.2022. <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data/1/Dayahead/Area-Prices/ALL1/Monthly/?view=chart>

Noslēgumā jāsaaka, ka scenārijos izvērtētās fosilo energoresursu elektrostaciju pakāpeniskas likvidācijas iespējas un šo jaudu aizstāšana (papildus AER tehnoloģijām) lielākoties tiek balstītas uz dabasgāzes, kodolenerģijas un ūdeņraža tehnoloģiju kombināciju.

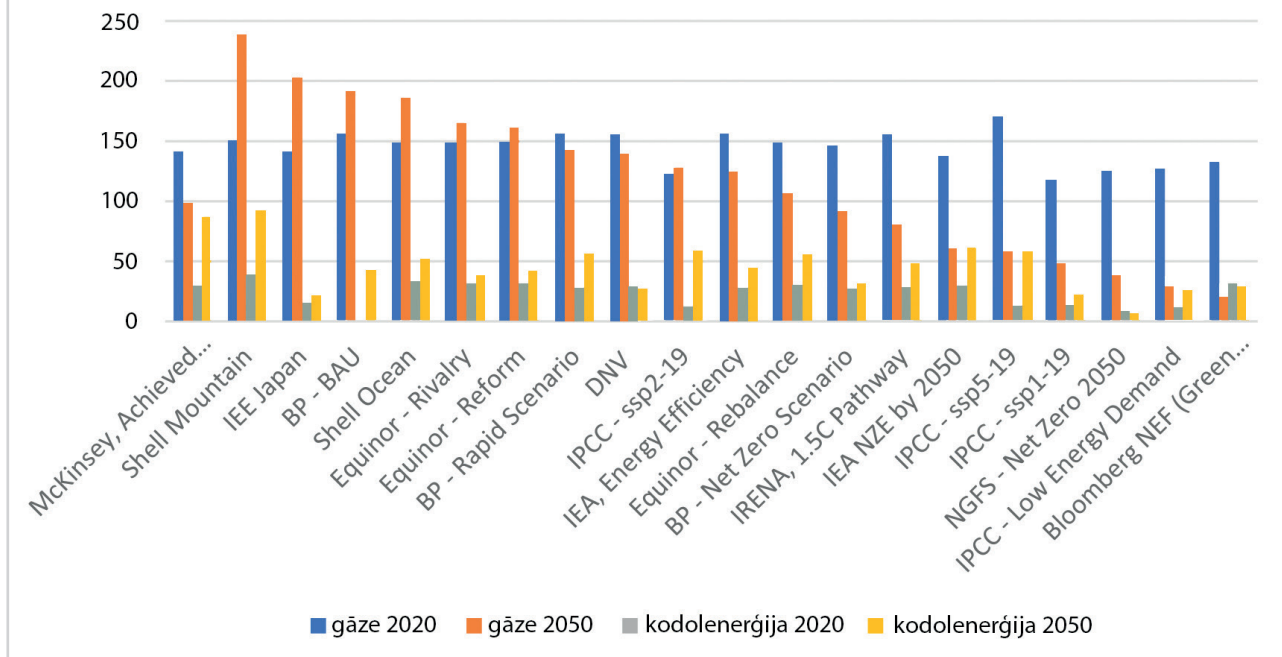
Neviens no minētajiem scenārijiem neparedz situāciju, kad dabasgāze tiktu absolūti aizstāta ar citiem enerģijas avotiem. Tomēr scenāriji, kuros 2050. gadā ir zemākais dabasgāzes īpatsvars enerģijas portfelī, liecina par kodolenerģijas ražošanas pieaugumu. Kopumā gandrīz visos aplūkotajos scenārijos tiek prognozēts

kodolenerģijas ražošanas palielinājums. Tomēr nevienā no scenārijiem netiek minēts, ka kodolenerģija drīzumā pārsniegs dabasgāzes īpatsvaru kopējā enerģijas ražošanas jaudu apjomā.

Vidēji scenāriji paredz, ka dabasgāzes pieprasījums elektroenerģijas ražošanas sektorā augs līdz 2030.–2035. gadam. Vēlāk tā daļa sāks samazināties, un tikai pēc tam tiek prognozēts, ka dabasgāze arvien vairāk pildīs atjaunīgās enerģijas rezerves funkciju.

Neskatoties uz to, ka ūdeņraža tehnoloģijas ir aktīvi pieminētas gandrīz visos scenārijos, tikai daži sniedz

Dabasgāzes un kodolenerģijas izmantošanas tendences pasaules scenārijos 2020. un 2050. gadā, 6. attēls



Avots: autoru viedots attēls, balstoties uz attēlā minētajiem starptautiskiem scenārijiem

konkrētas prognozes. Vienlaikus daži scenāriji (piemēram, Bloomberg), uzskata ūdeņradi par nākotnes ekonomikas mugurkaulu. Tāpat IRENA scenārijs īpaši akcentē bateriju lomu nākotnes virzībai uz klimatneitralitāti. Savukārt Bloomberg-red scenārijs uzskata, ka tieši kodolenerģija spēlēs vadošo lomu tīrās enerģijas nākotnē.

Kopumā scenārijos dabasgāzes pieprasījuma samazināšanos pēc 2030. gada nosaka elektrifikācija, arvien pieaugoša atjaunīgo enerģijas avotu izmantošana un zaļā ūdeņraža ieviešana enerģētikas, ēku un rūpniecības sektorā.

Vienlaikus scenārijos atzīmēts, ka dabasgāzei varētu būt jauna loma zilā ūdeņraža un amonjaka ražošanā, un dabasgāzes infrastruktūru varētu izmantot zema oglekļa satura degvielām, piemēram, ūdeņradim un biogāzei, vai arī CO₂ transportēšanai uz CCUS (oglekļa uztveršanas, izmantošanas un uzglabāšanas vietu).

KARALAIKA IETEKME UZ ENERĢĒTIKAS SEKTORU UN PĀREJĀ NO KRIEVIJAS GĀZES (īstermiņa perspektīva)

Pasaule cieš no globāliem satricinājumiem, ko izraisījusi vairāku krīžu konverģence: klimata pārmaiņas, Covid-19 pandēmija un 2022.gada 24.februārī Krievijas uzsāktais karš Ukrainā. Neskatoties uz to, ka šo pasaulē krīžu ietekme ir nevienmērīga, tā ir jūtama visos sabiedrības līmeņos. Pasaules Enerģētikas Padomes 2022. gada aprīlī veiktā aptauja, kurā ir piedalījušies 696 enerģētikas eksperti no 87 valstīm, atspoguļo pasaules enerģētikas līderu vērtējumu un ekspektācijas par globālām un reģionālām tendencēm.

Eiropas energoapgādes drošības krīze un globālā klimata krīze aizņem pirmo vietu enerģētikas problemātikas sarakstā. Vienlaikus 46% enerģētikas vadītāji atzīst, ka svarīgi ir saglabāt līdzsvaru starp visām trim Enerģijas Trilemmas dimensijām – enerģijas drošību, ilgtspējību un pieejamību. Covid-19 pandēmijas ietekmes nozīmīgums proporcionāli ir mazinājies visā pasaulē, izņemot Āfriku un Āziju. Vairāk nekā 80% pasaules respondentu ir paziņojuši par Eiropas energoapgādes drošības krīzes tiešo un/vai netiešo ietekmi uz to energoapgādes ķēdēm. Tikpat daudz respondentu prognozē traucējumus enerģijas tirgus darbībā ilgtermiņā vai pat pastāvīgi, un 25 % apšaubā, ka tirgi vispār atgriezīsies pirmskrīzes apstākļos.

86% pasaules respondentu uzskata, ka valdībām ir jāiejaucas tirgus darbībā, nodrošinot enerģijas pieejamību lietotājiem. Vienlaikus, respondenti norāda, ka (uz 2022.gada aprīli) valdības rīcība ir bijusi ļoti ierobežota energoapgādes drošības un cenas ziņā.

Vairāk nekā 50% pasaules respondentu sagaida, ka pašreizējie satricinājumi paātrinās virzību uz klimatneitralitāti. Šāds viedoklis ir īpaši izteikts Āzijā, Eiropā un Ziemeļamerikā.

Investīcijas enerģijas avotu dažādošanā tiek uzskatītas par prioritāti, risinot energoapgādes drošības un pieejamības izaicinājumus; gandrīz visi reģioni piekrīt, ka ir nepieciešams jauns elektroenerģijas tirgus dizains. Tāpat, Eiropā un Āzijā tiek apsvērta ogļu un kodolener-

ģijas ražošanas atjaunošana, savukārt Latīņamerikā un Karību jūras reģionā ir apspriesta vairumtirdzniecības tirgus cenu griestu ieviešana.

Enerģijas piegāžu diversifikācija ir koncentrēta pārsvārā uz AER, vienlaikus investīcijas naftā un gāzē ir palielinājušās iepreti pēdējo gadu atturīgai pozīcijai. Energoefektivitāte neapšaubāmi ir pirmā izvēle pieprasījuma pārvaldīšanas pusē. Investīcijas enerģijas uzglabāšanā un infrastruktūrā ir līdzsvarotas un diversificētas, uzskatot tās par prioritāti visā pasaulē.

Atkārtotot līdzīgu aptauju š.g.jūlijā, enerģētikas eksperti atzina, ka pasaule cieš no globāliem satricinājumiem, ko izraisījusi vairāku krīžu konverģence: klimata pārmaiņas, Covid-19 pandēmija un 2022.gada 24.februārī Krievijas uzsāktais karš Ukrainā. Atbildot uz jautājumu cik ilgā laikā pasaule varētu stabilizēties, ņemot vērā esošās krīzes, lielākā daļa ekspertu atzīmē periodu līdz 5 gadiem.

Vērtējot scenārijus energoapgādes drošuma nodrošināšanai ES 2022./2023. apkures sezonas, būtiski ņemt vērā vairākus aspektus:

- Eiropas enerģijas tirgus ir diezgan labi savstarpēji integrēti. Elektroenerģijas cenu starpība veidojas izejot no starpsavienojumu jaudas, enerģijas piedāvājuma (kas atkarīgs no elektroenerģijas ģenerācijas portfeļa) un pieprasījuma attiecīgajā cenu zonā. Cenu zona var apvienot vairākas valstis vai arī viena valsts var būt sadalīta vairākās cenu zonās;
- krīzes situācijās ir būtiski ietekmēti parastie tirgus darbības principi;
- elektroenerģijas ģenerācijai ir nepieciešamas spēkstaciju uzstādītās jaudas un enerģijas avots;
- bāzes jaudas ģenerāciju lielā apjomā pie pašreizējam tehnoloģijām var nodrošināt dabasgāze, ogles, kodolenerģija.

Lielākie ES enerģijas ražotāji, kuri kā enerģijas avotu izmanto dabasgāzi, ogles vai kodolenerģiju, to uzstādītā jauda un jaudas izmantota kapacitāte ir atspoguļota 1.tabulā. Paraugam izvēlētajā dienā un laikā pieprasījums un piedāvājums atbilst normālajai tendencei (izņemot korekciju uz dabasgāzes augstām cenām, kas ietekmē ģenerācijas enerģijas avota izvēli tirgū) un var būt izmantots paraug izvērtējumam. Tabula parāda, ka šobrīd ir liels neizmantotās kodolenerģijas potenciāls Francijā.

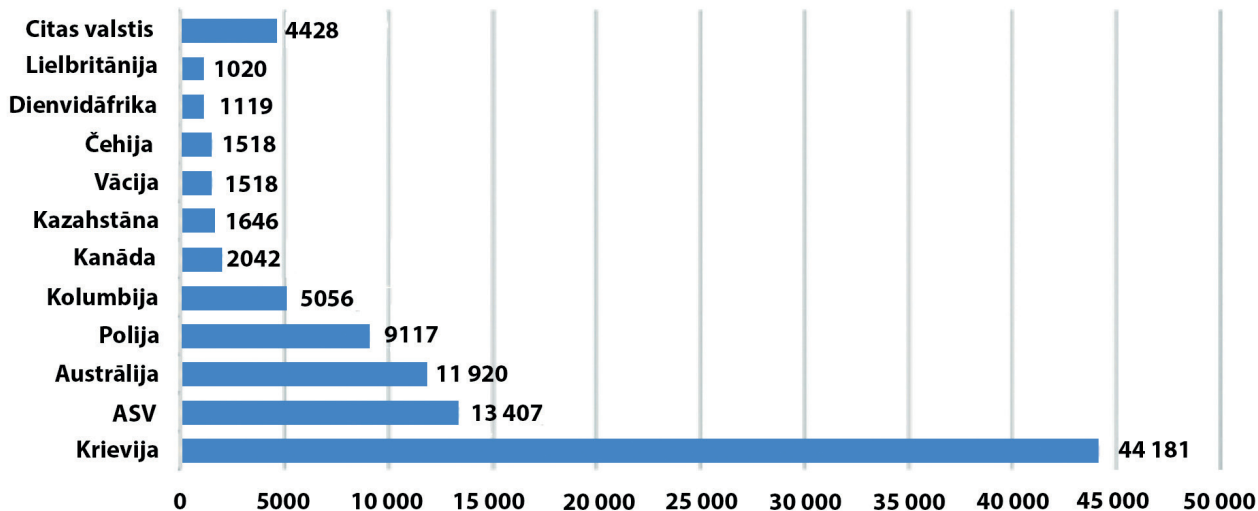
Spēkstaciju bāzes jaudas.

Izvērtējot iespējas pārorientēt elektroenerģijas ģenerāciju no Krievijas dabasgāzes, īstermiņā būtu iespējami trīs virzieni: dabasgāzes alternatīvie piegādātāji, lielākā enerģijas ģenerācija ogļu stacijās un lielāka enerģijas ģenerācija atomelektrostacijās.

Kā redzams 7.attēlā, fosilo kurināmo (ogles, kokss, naftas kokss u.c.) ES valstis dominējoši (46%) importē no Krievijas. Vienīgā ES valsts, kas eksportē ogles uz citām valstīm, ir Polija. Vienlaikus Polijas eksports uz trešajām valstīm (uz Indiju – 941 tūkst.tonnas) nav pietiekošs, lai būtiski uzlabotu energoapgādes drošumu, novirzot šo apjomu ES iekšējam pieprasījumam. Pieņemot, ka dabasgāzes piegādes no Krievijas uz ES tiek traucētas politisko iemeslu dēļ, samazināt energoatkarības risku lielāka uzsvāra likšanai uz ogles spēkstaciju darbināšanu būtu iespējams, diversificējot ogļu piegādes.

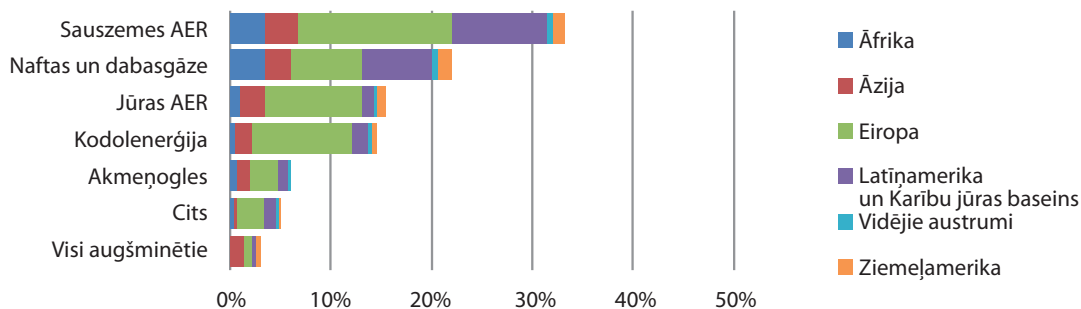
Vairākas valstis, piemēram, Vācija, Nīderlande, Austrija un Francija, gatavo savas ar oglēm darbinā-

Cietā fosilā kurināmā imports ES 2020.gadā, tūkst.tonnas, 7. attēls

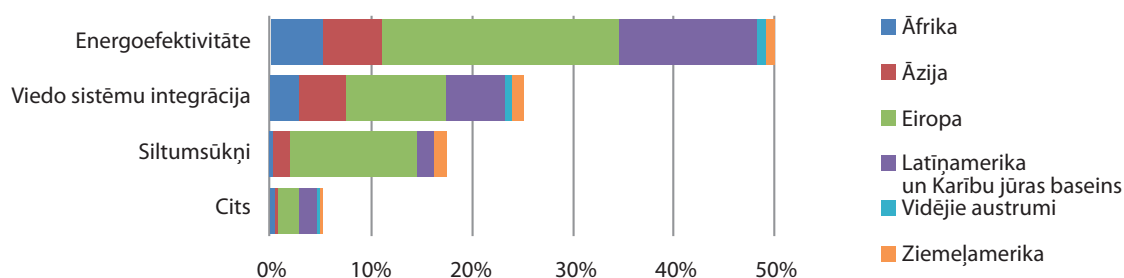


Avots: Eurostat, 2022. https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_SFF__custom_3120348/default/table?lang=en

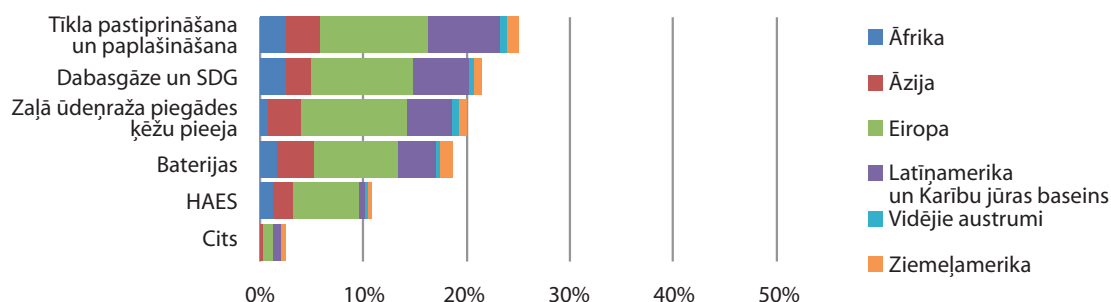
Piegādes enerģijas portfelis un diversifikācija (pasaules mērogs) 8. attēls



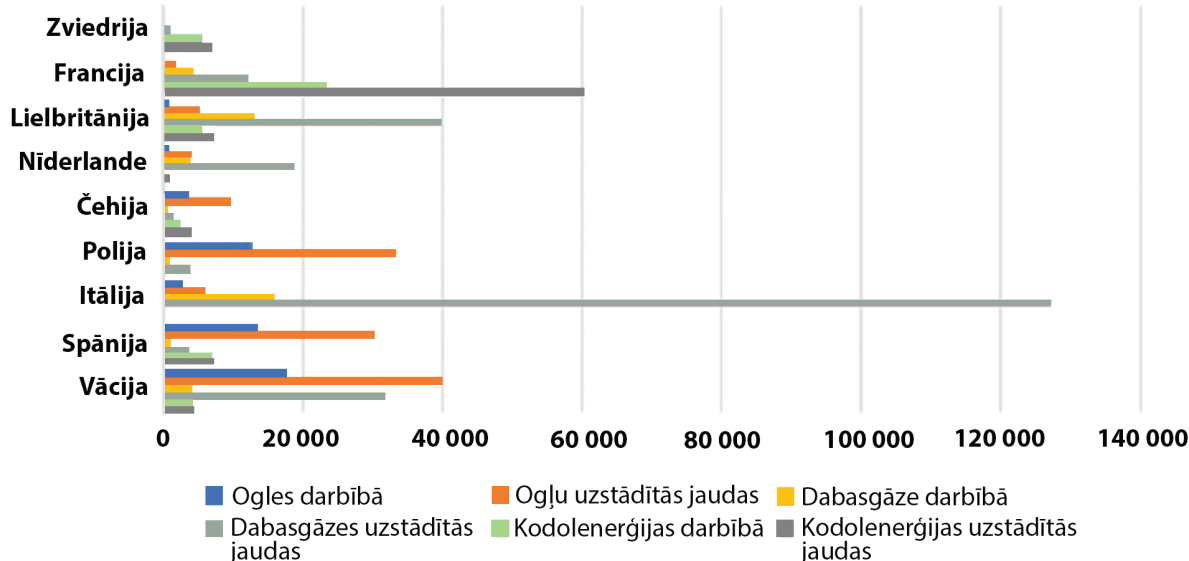
Pieprasījuma enerģijas portfelis un diversifikācija (pasaules mērogs) 9. attēls



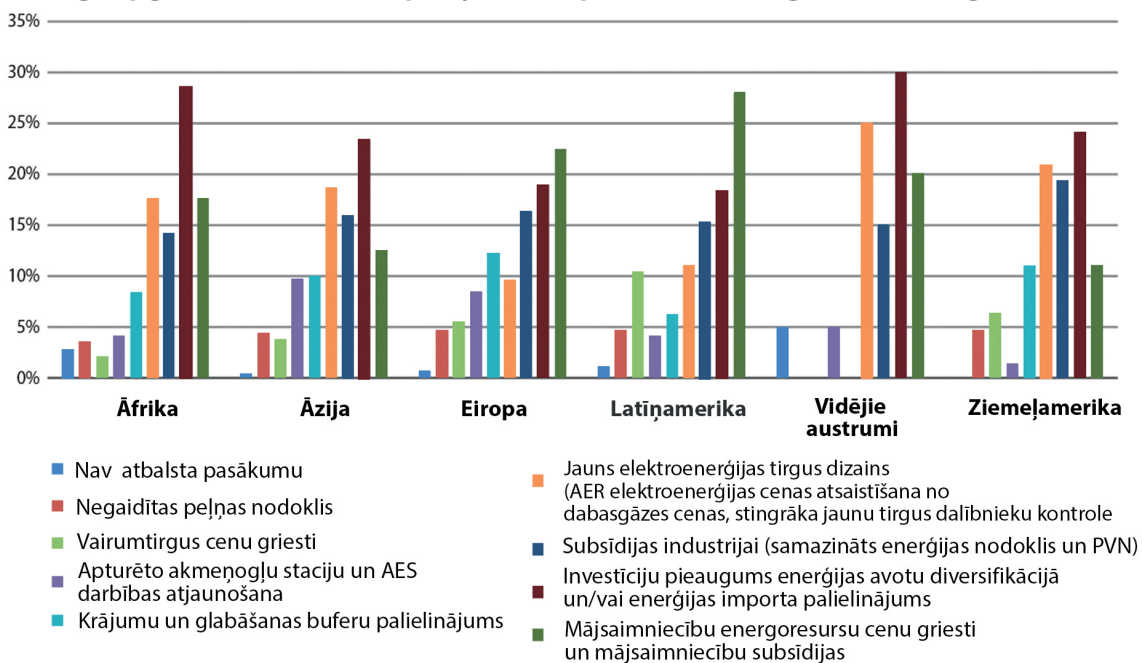
Uzglabāšana un enerģijas infrastruktūra (pasaules mērogs) 10. attēls



Uzstādītās un noslogotās spēkstaciju bāzes jaudas (MW) 11. attēls



Kuri no šiem atbalsta pasākumiem tiek izmantoti jūsu valstī, lai risinātu jaunās energoapgādes drošības un pieejamības problēmas? (reģionāls mērogs) 12. attēls



Avots: World Energy Council, 2022. https://www.worldenergy.org/assets/downloads/World_Energy_Pulse_2022.pdf?v=1651662106

mas elektrostacijas ārkārtas enerģētikas krīzes gadījumā. Vienlaikus, ES 2022.gada aprīlī vienojās par pilnīgu Krievijas ogļu “visu veidu” importa aizliegumu, kas stājās spēkā 10. augustā, paredzot Krievijā ražoto ogļu aizvietošanu ar alternatīvām piegādēm. Analītiķi prognozē, ka uz Eiropu ogles varētu nākt no ASV, Dienvidamerikas un Dienvidāfrikas. Tajā pašā laikā, ogļu cena 2022.gada vasarā jau bija 2,5 reizes augstāka kā iepriekšējā gadā, un ogļu pieejamību un cenu 2022./2023.apkures sezonā noteiks galvenokārt Ķīna un Indija, kas ir ogļu lielākie patērētāji.¹

¹ Nikkey Asia, 2022. <https://asia.nikkei.com/Spotlight/Market-Spotlight/Russian-sanctions-threaten-to-make-coal-dirtier-more-costly>

AES darbināšanas intensitātes paaugstināšana īstermiņā būtu vērtējama no tehniskā aspekta. Lielākā AES uzstādītā jauda ES ir Francijā. Šobrīd (2022.gada jūlija beigās) jauda tiek izmantota uz ~40%. Tas ir skaidrojams no vienas puses ar drošības apsvērumiem karstajā laikā un plānotiem uzturēšanas un remontdarbiem. No otras puses uztraukumu rada ļoti neparasta un problemātiska situācija Blayais 1 atomelektrostacijā, kuras darbinieki ir pieteikuši streiku, neļaujot veikt plānotos uzturēšanas pasākumus – rezultātā AES tiek darbinātas vasarā pie tirgus cenas Francijas cenu zonā 500 EUR/MWh, bet tās ar augstu varbūtības pakāpi nevarēs

Bāzes ģenerācijas uzstādītās jaudas
un to noslodzes paraugs 26.07.2022.plkst.15:00, 1. tabula

	Kodol-enerģija uzstādīta jauda	Kodol-enerģija darbībā	Kodol-enerģija delta	Dabaszgāze uzstādīta jauda	Dabaszgāze darbībā	Dabaszgāze delta	Ogles uzstādīta jauda	Ogles darbībā	Ogles delta
Vācija	4 060	3 970	98%	31 700	4 100	13%	39 900	17 800	45%
Spānija	7 120	6 950	98%	3 760	1 020	27%	30 200	13 400	44%
Itālija	0	0	0%	127 190	15 999	13%	6 020	2 329	39%
Polija	0	0	0%	3 770	716	19%	33 300	12 600	38%
Čehija	4 040	2 370	59%	1 230	571	46%	9 280	3 420	37%
Nīderlande	485	219	45%	18 500	3 900	21%	4 010	590	15%
Lielbritānija	6 850	5 510	80%	39 800	13 100	33%	5 240	690	13%
Francija	61 400	23 500	38%	12 200	4 280	35%	1 820	41	2%
Zviedrija	6 870	5 540	81%	698	0	0%	0	0	0%

Avots: autoru veidota tabula, izmantojot NordPool un ENTSO-E datus

darboties 2023.gada janvārī (ļoti iespējams arī februārī) ar forvarda cenām 1000 EUR/MWh, radot ne tikai papildu spriedzi uz tirgiem, bet paaugstinot *blackout* risku ziemā. Francijā ir salīdzinoši vecas AES, kas prasa rūpīgu uzturēšanu, vienlaikus vairāki remontdarbi bija atlikti dēļ Covid-19, radot ietekmi uz turpmāko 5 gadu remontdarbu plāniem. Šie fakti liecina, ka ziemas sezonā Francijas AES būs pieejamas ar mazāku jaudu, nekā tas ir parasti.

Alternatīvas SDG piegādes ir atspoguļotas 13. attēlā. 2021. gadā liela daļa no SDG piegādēm ES tika iegūta ASV, Katārā un Krievijā. Saskaņā ar CEDIGAZ datiem šīs trīs valstis kopā veidoja gandrīz 70% no kopējā Eiropas SDG importa. ASV kļuva par Eiropas lielāko SDG avotu 2021. gadā, veidojot 26% no visas ES dalībvalstu un Apvienotās Karalistes importētās SDG, kam seko Katara ar 24% un Krievija ar 20%. 2022. gada janvārī ASV piegādāja vairāk nekā pusi no visa mēneša laikā Eiropā importētā SDG.

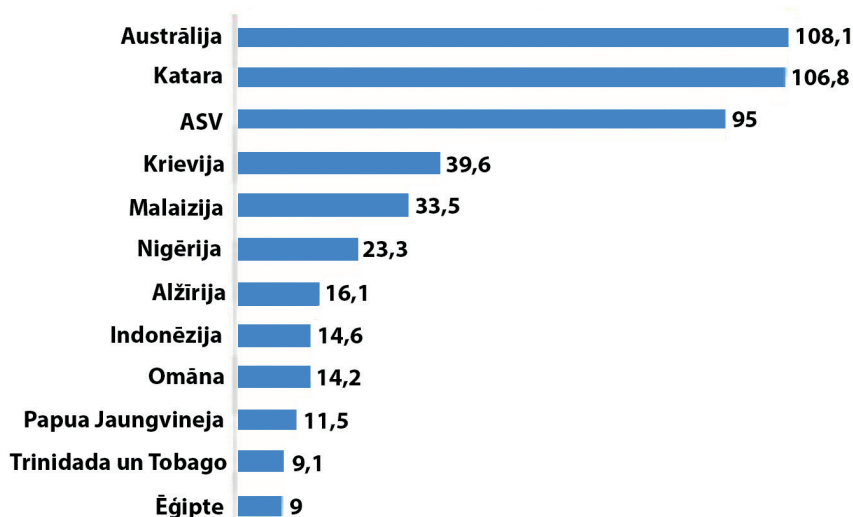
Dabaszgāzes piegādes traucējumi Eiropā un pēdējo gadu zemi uzglabāšanas apjomi dabaszgāzes krātuvēs veicināja ASV SDG eksporta pieaugumu uz Eiropu. Dabaszgāzes ieguve Eiropā ir nepārtraukti samazinājusies, gan ierobežojoties ieguvei Groningenas atradnē Nīderlandē, gan samazinoties dabaszgāzes ieguves apjomiem Ziemeļjūras atradnēs. Lai apmierinātu pieprasījumu, pēdējos gados ir pieaudzis dabaszgāzes imports Eiropā, īpaši no Krievijas.

Dabaszgāzes cauruļvadu plūsmas no Krievijas 2021. gadā samazinājās. Cauruļvadu plūsmas no Krievijas trijos galvenajos ieplūdes punktos (Kondratki Polijā, Greifswalde Vācijā un *Velke Kapusany* Slovākijā, kas kopā veido 14,3 miljardi kubikpēdu dienā (Bcf/d) no importa cauruļvadu jaudas no Krievijas) 2021. gadā vidēji sastādīja 10,7 Bcf/d, salīdzinot ar 11,8 Bcf/d 2020. gadā un 14,1 Bcf/d 2019. gadā, liecina *Refinitiv Eikon* dati. Lielāks dabaszgāzes daudzums, kas tika piegādāts, izmantojot cauruļvadu no Norvēģijas un

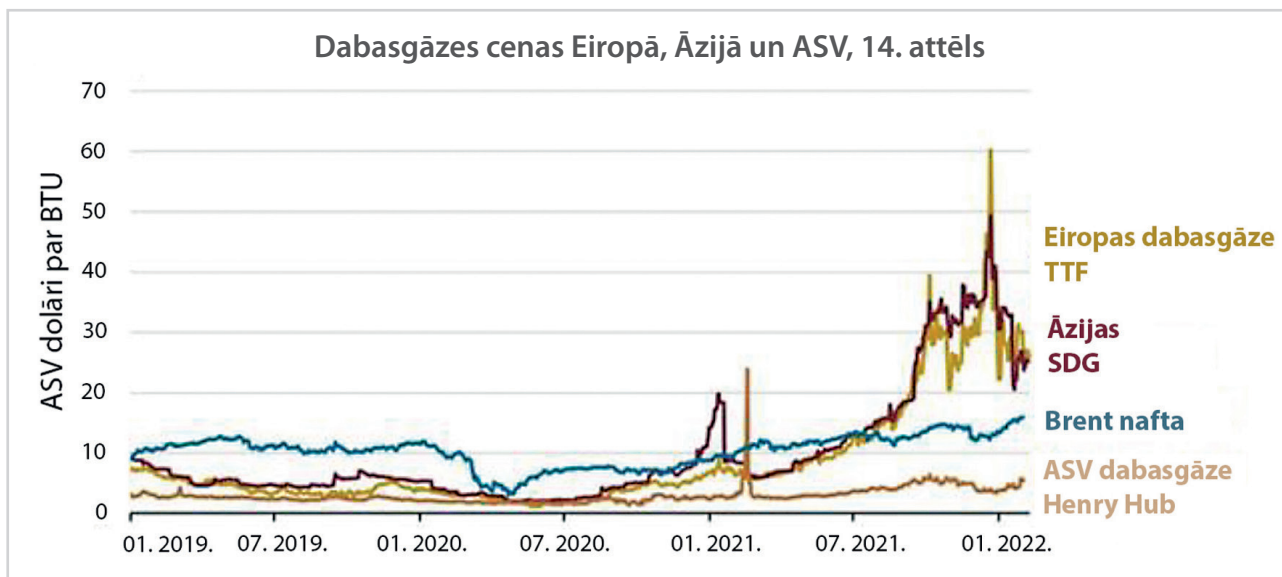
kas palielinājās no 10,4 Bcf/d 2019. gadā un 2020. gadā līdz 11,1 Bcf/d 2021. gadā, nav pietiekams, lai kompensētu samazinātos cauruļvadu gāzes apjomus no Krievijas.

Piegādes problēmas Eiropas tirgū ir izraisījušas dabaszgāzes reģionālo cenu pieaugumu. Dabaszgāzes tūlītējā cena TTF biržā Nīderlandē – likvidākajā virtuālajā dabaszgāzes centrā Eiropā – ir bijusi visu laiku augstākajā līmenī. No 2021. gada septembra līdz 2022. gada februāra pirmajai nedēļai TTF vidējā cena bija USD 28,52 par miljonu Lielbritānijas siltuma vienību (MMBtu). TTF cena sasniedza maksimumu 2021. gada 21. decembrī – USD 60,20 par

Vadošās SDG eksportējošās valstis pasaulē,
2021, miljard.m³, 13. attēls



Avots: Statista, 2022. <https://www.statista.com/statistics/274528/major-exporting-countries-of-lng/>



Avots: US Energy Information Administration, 2022. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=51358>"<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=5135>

MMBtu. Pirms šī straujā cenu pieauguma TTF vidējā cena bija 9,28 USD/MMBtu no 2021. gada janvāra līdz augustam, 3,28 USD/MMBtu 2020. gadā, 4,45 USD/MMBtu 2019. gadā un 6,45 USD/MMBtu no 2014. gada līdz 2018. gadam. Vēsturiski dabaszgāzes cena Eiropā ir bijusi zemāka nekā Āzijā. Tomēr pēdējos mēnešos dabaszgāzes cenas Eiropā ir cieši sekojušas SDG cenām Āzijā. Dažās dienās dabaszgāzes cena Eiropā pat ir pārsniegusi SDG cenu Āzijā,

piesaistot Eiropai lielāku elastīgo SDG piegāžu apjomu (skat. 14.attēlu). SDG imports uz Eiropu palielinājās 2021. gada decembrī un 2022. gada janvārī, vidēji sasniedzot attiecīgi 10,8 Bcf/d un 14,9 Bcf/d, daļēji reaģējot uz TTF cenas pieaugumu virs SDG tūlītējām cenām Āzijā.

Augstāk minētie dati parāda, ka pie augstām dabaszgāzes cenām ES ir iespēja pārvilināt daļu no dabaszgāzes piegādēm no Āzijas tirgiem.

ATJAUNOJAMĀS ENERĢIJAS POTENCIĀLS

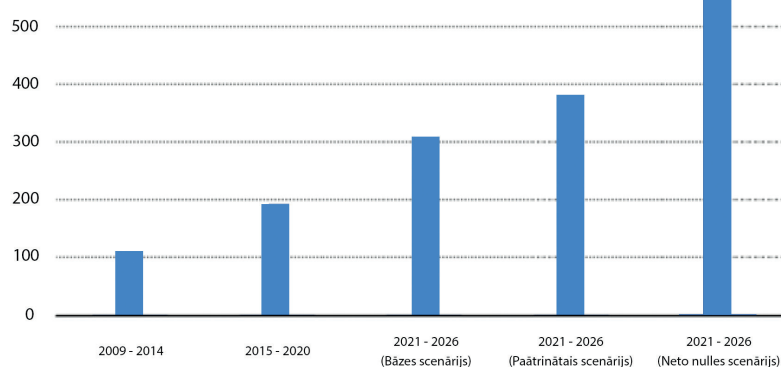
Diskusijas par atjaunojamās enerģijas nākotni ir cieši saistītas ar klimata pārmaiņām un SEG emisiju samazināšanu. Līdz ar to nākotnes attīstības vīzijas un scenāriji bieži tiek atainoti kā izpildāmie nosacījumi un sasniedzamie mērķi. Pasaules mērogā 2015. gadā pieņemtajā Parīzes nolīgumā ir izklāstītas enerģētikas pārejas uz nefosilo kurināmo politikas pamatnostādnes. Valstis ir vienotājušas saglabāt globālās vidējās temperatūras pieaugumu zem 2°C (vēlams, 1,5°C) salīdzinājumā ar pirmsindustriālo laikmetu un nodrošināt atjaunojamo energoresursu īpatsvara palielināšanu energoresursu portfelī, kas ir neatņemama šī mērķa sasniegšanas sastāvdaļa. Tomēr valstu līdz šim izvirzītie mērķi SEG emisiju samazināšanai nav bijuši pietiekami, lai sasniegtu Parīzes nolīgumā noteiktos mērķus.²

Līdz ar to rodas iespēja izvirzīt ambiciozākus mērķus, par ko liecina, piemēram, Somijas nesena apņemšanās kļūt oglekļa neitrālai, proti, panākt neto nulles emisiju mērķi jau līdz 2035. gadam.³ Valdība izmantoja Somijas Klimata pārmaiņu paneļa pasūtīto analīzi, kurā tika aprēķināta Somijai piekritošā globālā oglekļa budžeta daļa, kas atbilst Parīzes nolīgumā noteiktajai 1,5°C atzīmei. Apsvērumos tika ņemts vērā Somijas iedzīvotāju īpatsvars globālajā populācijā, valsts salīdzinošā spēja maksāt par emisiju samazināšanu, kā arī tās vēsturiskā atbildība par pagātnes emisijām. Aprēķinos tika atzīta arī valsts mežu nozīme: gan kā bioenerģijas avotam, kam ir izšķiroša nozīme Somijas enerģijas portfelī, gan kā oglekļa piesaistītājam, jo meži absorbē daļu no atmosfērā nonākušajam CO₂ emisijām.⁴ Runājot par atjaunojamiem energoresursiem, Somijai ir viens no augstākajiem atjaunojamās enerģijas procentuālajiem rādītājiem ES (44% 2020. gadā), turklāt tā plāno līdz 2030. gadam sasniegt vismaz 51% atzīmi. Lai to panāktu, cita starpā Somijā iecerēts palielināt elektroenerģijas ražošanas apjomu no bioenerģijas avotiem (pārsvārā no koksnes biomasas), kā arī paaugstināt vēja un saules enerģijas uzstādīto jaudu.⁵

Pēdējo gadu laikā atjaunojamo energoresursu jaudas palielinājušās ne tikai plānošanas dokumentos, bet arī

realitātē – īpaši pieaugušas elektroenerģijas apjomi, ko potenciāli iespējams saražot izmantojot atjaunojamus energoresursus. Starptautiskās enerģētikas aģentūras (IEA) aplēses liecina, ka no 2015. līdz 2020. gadam atjaunojamās elektroenerģijas uzstādītā jauda vidēji palielinās par 193,2 GW gadā.⁶ Pagājušajā gadā, neskatoties uz piegādes ķēžu pārtraukumiem, būvniecības kavējumiem un strauji augošajām materiālu izmaksām, jauno atjaunojamo energoresursu jauda pārspēja iepriekšējās prog-

Vidējo ikgadējo globālo atjaunojamo elektroenerģijas jaudu papildinājumu vēsturiskās vērtības un prognozes 2009.-2026. gadā (GW), 15. attēls



AVOTS: IEA

nozes un sasniedza gandrīz 295 GW.⁷ Tomēr lielākā daļā ekspertu ir vienprātis, ka AER ražošanas palielinājums un pārejas no fosilā kurināmā temps nav pietiekami, lai sasniegtu 1,5°C mērķi. Piemēram, IEA ir izstrādājusi savu neto nulles emisiju scenāriju līdz 2050. gadam, norādot nepieciešamos AER jaudas pieaugumus un citas tuvākajos gados nepieciešamās pārmaiņas, kas būtiski pārsniedz valstu līdz šim paveikto, kā arī paredzēto izmaiņu apjomu.⁸

Līdzīgu analīzi veikušas arī citas organizācijas. Savā jaunākajā ziņojumā Starptautiskā atjaunojamās enerģijas aģentūra (IRENA) norāda uz sešiem tehnoloģiju pielietojuma veidiem, ar kuru starpniecību varētu sasniegt Parīzes 1,5°C klimata mērķi. Visi šīs tehnoloģijas zināmā mērā ir saistītas ar AER vai nu tieši, vai pastarpināti, ja tieša atjaunojamo energoresursu izmantošana nav iespējama: (1) plašāka atjaunojamo energoresursu lietošana elektroenerģijas ražošanā un citos segmentos, piemēram, siltumenerģētikā, (2) energoefektivitātes paaugstināšana, (3) gala patēriņa sektoru elektrifikācija, (4) palielināta zaļā ūdeņraža izmantošana grūti elektrificējamos sektoros, (5) paaugstināta bioenerģijas izmantošana kopā ar oglekļa uztveršanu un uzglabāšanu (CCS), (6) CCS plašāks lietojums fosilā kurināmā emisijas procesu dekarbonizācijai (galvenokārt rūpniecībā).⁹

Eiropa ir viena no enerģijas pārejas liderēm. Reaģējot uz

² United Nations / Framework Convention on Climate Change. 2021. Nationally determined contributions under the Paris Agreement. Revised synthesis report by the secretariat. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_08r01_E.pdf

³ Suomen Säädoskokoelma. 2022. Ilmastolaki (423/2022). <https://www.finlex.fi/fi/laki/kokoelma/2022/sk20220423.pdf>

⁴ The Finnish Climate Change Panel. 2019. An Approach to Nationally Determined Contributions Consistent with the Paris Climate Agreement and Climate Science: Application to Finland and the EU. https://www.ilmastopaneeli.fi/wp-content/uploads/2019/10/Finlands-globally-responsible-contribution_final.pdf

⁵ Ministry of Economic Affairs and Employment of Finland. 2019. Finland's Integrated Energy and Climate Plan. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-01/fi_final_necp_main_en_0.pdf

⁶ IEA. 2021. Net Zero by 2050. <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

⁷ IEA. 2022. Renewable Energy Market Update: Outlook for 2022 and 2023. <https://www.iea.org/reports/renewable-energy-market-update-may-2022>

⁸ IEA. 2021. Op. cit.

⁹ IRENA. 2022a. World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway. <https://irena.org/publications/2022/mar/world-energy-transitions-outlook-2022>

Covid-19 pandēmiju, G20 valstu ekonomiku fiskālo atveseļošanas izdevumu analīze 2020. un 2021. gadā rāda, ka pasaulē tikai 6% (apmēram 860 miljardi USD) no ekonomikas atveseļošanas stimulēšanas fondiem ir novirzīti to jomu atbalstam, kas palīdzēs samazināt SEG emisijas. ES veicis daudz labāk, jo gandrīz puse no tās kopējiem finansiālajiem stimuliem (nedaudz mazāk nekā 500 miljardi USD) tika novirzīti klimatam labvēlīgiem pasākumiem, kā arī papildu ieguldījumi veikti arī daļēji valsts līmenī.¹⁰ Tie ir soļi pareizā virzienā, taču ir nepieciešams darīt vairāk, jo IRENA leš, ka, lai palielinātu AER ražošanas jaudu līdz līmenim, kas atbilstu 1,5°C robežatzīmei, Eiropai būs jāiegulda 3,6 triljoni USD. Globālajai AER uzstādītajai jaudai, kura 2020. gadā atbilda 610 GW, līdz 2030. gadam jāpieaug trīs reizes un līdz 2050. gadam – jākļūst sešas reizes lielāki.¹¹ Jebkurā gadījumā enerģijas pāreja nebūs viegls un ātrs process. Tā tas ir bijis ar enerģētikas pārejas procesu pagātnē,¹² un arī šobrīd uz to norāda vismaz īstermiņa sarežģījumi, ko radījis Krievijas iebrukums Ukrainā.¹³

SAULES ENERĢIJA

Patlaban visefektīvāk AER var izmantot elektroenerģijas ražošanā. Pēdējos desmit gados īpaši saules fotoelementu (PV) moduļi ir kļuvuši daudz lētāki un tiek plašāk izmantoti. Liela mēroga saules PV elektrostaciju vidējās svērtās izlīdzinātās elektroenerģijas izmaksas (LCOE)¹⁴ 2021. gadā bija 0,048 USD/kWh. Tas ir par 88% mazāk nekā 2010. gadā. 2021. gadā saules PV parku kopējā jauda sasniedza 843 GW. Ikgadējais pieaugums bija lielāks pat par 2020. gada rekordu un veidoja 133 GW, no kuriem 23 GW tika uzstādīti Eiropā. Savukārt augošais uzstādītās jaudas apjoms ir ļāvis iekārtu ražotājiem veikt tehnoloģiskus uzlabojumus, kā rezultātā pēdējā desmitgadē ir sasniegts ievērojams kompetenču un zināšanu pieaugums saules PV tehnoloģiju jomā. Lielākā daļa no šiem uzlabojumiem

¹⁰ Nahm, J. M., S. M. Miller and J. Urpelainen. 2022. G20's US\$14-trillion economic stimulus renews on emissions pledges. *Nature*, Vol. 603. <https://doi.org/10.1038/d41586-022-00540-6>

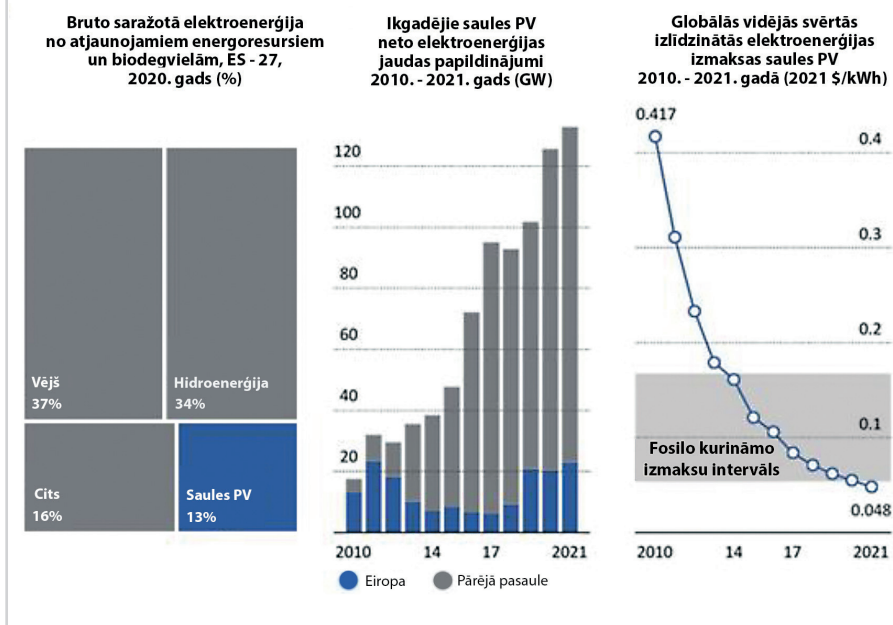
¹¹ IRENA. 2022a. Op. cit.

¹² Smil, V. 2017. *Energy Transitions: Global and National Perspectives*, 2nd Ed. Santa Barbara, California: Praeger.

¹³ McKinsey & Company. 2022. The net-zero transition in the wake of the war in Ukraine: A detour, a derailment, or a different path? <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability/our-insights/the-net-zero-transition-in-the-wake-of-the-war-in-ukraine-a-detour-a-derailment-or-a-different-path>

¹⁴ LCOE tiek aprēķināta kā dzīves cikla izmaksas (investīciju, degvielas, ekspluatācijas un uzturēšanas utt.) attiecība pret elektroenerģijas ražošanu visā stacijas dzīves cikla garumā. Valdības stimuli vai subsīdijas nav iekļautas. Visas sastāvdaļas tiek diskontētas attiecībā pret izvēlēto gadu, izmantojot diskonta likmi, kas atspoguļo vidējās kapitāla izmaksas. Visas izmaksas ir izteiktas salīdzināmās cenās. Precīzas formulas un aprēķinus skatiet IRENA. 2022b.

Elektroenerģijas ražošana, jaudas papildinājumi un izmaksas saules PV, 16. attēls



Avots: Eurostat, IRENA

ir pavērusi iespējas lētāku saules PV moduļu ražošanai, kas sastādījis 45% no saules PV LCOE samazinājuma. Savukārt 17% no saules PV LCOE samazinājuma saistīta ar citu detaļu uzlabojumiem. Tāpat sarukušas arī inženier-tehniskās, iepirkumu, uzstādīšanas un citas izmaksas, bet tirgus nobriešana uzlabojusi finansēšanas nosacījumus. Savukārt projektu realizācija saules enerģijas izmantošanai labāk piemērotās teritorijās ļāvusi palielināt prognozējamās saražotās elektroenerģijas apjomus pilnā projekta dzīves ciklā.¹⁵

2021. gadā materiālu izmaksas, kurām līdz šim bija tendence samazināties, piedzīvoja būtisku kāpumu – līdz 2022. gada martam saules PV moduļu ražošanā plaši izmantotā polisilīcija cena pieauga vairāk nekā četras reizes. Arī vara, tērauda un alumīnija cenas palielinājās, un tas pats attiecās uz kravas pārvadājumu izmaksām. Šīs norises vismaz dažos tirgos jau ir radījušas spiedienu uz moduļu cenām. Analītiķi prognozē, ka materiālu izmaksas vismaz tuvāko divu gadu laikā saglabāsies augstas. Tomēr, no konkurētspējas viedokļa raugoties, saules enerģijas, kā arī citu AER attīstība nav tikusi kavēta, jo fosilā kurināmā un elektroenerģijas cenas pēdējā laikā ir augušas vēl straujāk.¹⁶

ES saules PV veido 13% no bruto elektroenerģijas ražošanas no AER un to apjoms turpina augt.¹⁷ Nacionālā līmenī Nīderlandē ir visaugstākais saules enerģijas jaudas uzstādījums uz vienu iedzīvotāju ES (825 vati uz 1 iedzīvotāju).¹⁸ Likumsakarīgi nesēn publicētā ziņojumā, kurā salīdzināti administratīvie, telpiskās plānošanas, tīklu piekļuves un citi ar saules un vēja

¹⁵ IRENA. 2022b. Renewable power generation costs in 2021. <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021>

¹⁶ IEA. 2022. Op. cit.

¹⁷ Eurostat. 2022. Production of electricity and derived heat by type of fuel [nrg_bal_peh]. https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_bal_peh&lang=en

¹⁸ SolarPower Europe. 2022. Global Market Outlook for Solar Power 2022-2026. <https://www.solarpowereurope.org/insights/market-outlooks/global-market-outlook-for-solar-power-2022>

projektu attīstību saistīti šķēršļi ES dalībvalstu līmenī, Nīderlande ir ierindota otrajā vietā aiz Luksemburgas.¹⁹ Viena no problēmām, kas var negatīvi ietekmēt AER, tostarp saules enerģijas attīstību, ir spēkstaciju uzstādīto jaudu pārpalikumi. To uzskatāmi parāda Spānijas situācija, kur AER elektrostaciju izbūve tika finansiāli atbalstīta, par pamatu ņemot pārāk optimistiskas elektroenerģijas pieprasījuma prognozes un neadekvāti plānojot elektrotīkla restrukturizāciju. Tā rezultātā sistēmā izveidojās ievērojami uzstādīto jaudu pārpalikumi atsevišķās vietās un tālāka AER jaudu palielināšana citur tiek bremsēta.²⁰ 2021. gadā Spānijā AER īpatsvars kopējā uzstādītajā elektrības jaudā sastādīja 59%. Savukārt ar AER palīdzību saražotās elektrības apjoms 2020. gadā sasniedza 42% no visas saražotās elektroenerģijas.

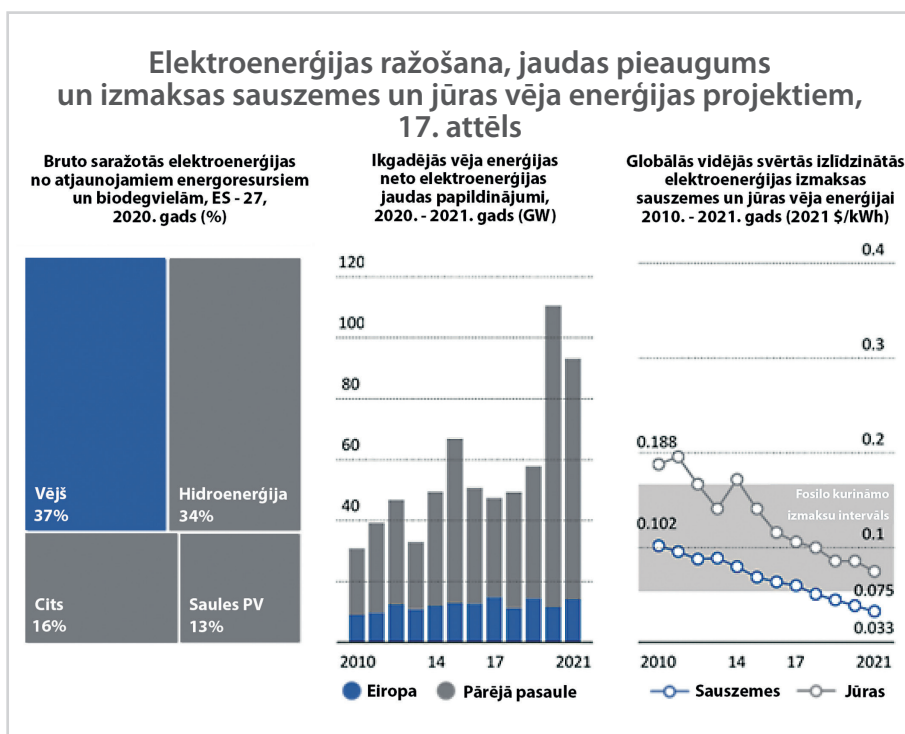
Elektroenerģiju var ražot ne tikai ar saules PV, bet arī koncentrētas saules elektrostacijās (CSP), kuru LCOE pēdējos desmit gados arī ir ievērojami samazinājušās - 2021. gadā tās bija 0,107 USD/kWh. Tiesa, aprēķins balstīts uz vienu projektu, kura realizācija tika pabeigta pagājušajā gadā.²¹ Saules enerģiju iespējams izmantot arī apkurē, taču šī segmenta attīstība pagaidām bijusi lēna un uzstādīto iekārtu skaits joprojām ir neliels.

VĒJA ENERĢIJA

Pastāv divi savstarpēji saistīti, bet tajā pašā laikā tehnoloģiju, normatīvā regulējuma un citos aspektos atšķirīgi vēja enerģijas tirgus segmenti: sauszemes un jūras vēja enerģētika. LCOE izteiksmē sauszemes vējš šobrīd ir lētākais AER avots elektroenerģijas ražošanai, pārspējot arī visas pašreiz pieejamās fosilā kurināmā elektroenerģijas ražošanas tehnoloģijas. 2021. gadā sauszemes vēja LCOE bija 0,033 USD/kWh, kas ir par 68% mazāk nekā 2010. gadā. Tajā pašā laika periodā jūras vēja LCOE samazinājās par 60% un 2021. gadā bija 0,075 USD/kWh. Abi segmenti ir ieguvuši no tehnoloģiskā progresa, kas rezultēties pieaugošos vēja turbīnu izmēros un ar drošu ekspluatāciju saistītos uzlabojumos, kā arī lielākos rumbas augstumos un rotoru diametros. Sauszemes projektos vēja turbīnas ir vissvarīgākā izmaksu pozīcija, jo tās veido 64–84% no kopējām izmaksām. Jūras

vēja parkiem papildu riska faktors ir skarbā jūras vide. Rezultātā šo projektu plānošana, realizācija, pieslēgšana tīklam, kā arī turpmākā darbība un uzturēšana ir sarežģītāka un dārgāka. Tomēr jūras vēja parku projektu lietderīgas izmantošanas koeficients vidēji ir augstāks, un arvien augošais realizēto projektu skaits palīdz vēl vairāk samazināt specifiskās izmaksas, kas nākotnē varētu novest pie jūras vēja enerģijas LCOE pazemināšanās zem sauszemes vēja parku projektu izmaksu līmeņzīmes.²² Turklāt ierobežotā sauszemes vēja parku projektu realizācijai piemēroto vietu pieejamība un sabiedrības negatīvās attieksmes radītās izmaksas var nosvērt svaru kausu par labu jūras vēja projektiem.²³

Saskaņā ar IRENA datiem kopējā uzstādītā vēja parku jauda 2021. gadā sasniedza 825 GW (no tiem 769 GW jeb 93% atradās uz sauszemes). Aplūkojot vēja enerģijas jaudas pieaugumu 2021. gada laikā, redzams, ka sauszemes vēja parku īpatsvars ir mazāks – kopā 93 GW (no kuriem 72 GW jeb 77% sauszemes). Kopējais vēja jaudas uzstādīšanas temps 2021. gadā samazinājās. Tas tika prognozēts jau iepriekš un galvenokārt saistīts ar gadu iepriekš aizkavēto projektu nodošanu Ķīnā, kas 2020. gadu padarīja par rekordgadu – kopumā vēja jaudas 2020. gadā palielinājās par 110 GW. Eiropā 2021. gadā tika uzstādīta kopējā vēja jauda 14 GW (11 GW no tiem uz sauszemes) apjomā, un šeit lielāko ieguldījumu nodrošināja Vācija, Nīderlande, Francija, Zviedrija un Dānija.²⁴



¹⁹ Eclareon. 2022. Barriers and best practices for wind and solar electricity in the EU27 and UK. https://www.eclareon.com/sites/default/files/res_policy_monitoring_database_final_report_01_0.pdf

²⁰ Del Rio, P. and L. Janeiro. 2016. Overcapacity as a Barrier to Renewable Energy Deployment: The Spanish Case. *Journal of Energy*, Vol. 2016. <https://doi.org/10.1155/2016/8510527>

²¹ IRENA. 2022b. Op. cit.

²² IRENA. 2022b. Op. cit.

²³ Hevia-Koch, P. and H. K. Jacobsen. 2019. Comparing offshore and onshore wind development considering acceptance costs. *Energy Policy*, Vol. 125. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.019>

²⁴ IRENA. 2022c. Renewable Capacity Statistics 2022. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2022.pdf

Ja salīdzina faktiski saražotās elektroenerģijas apjomus, tieši vēja enerģija veido lielāko daļu (37%) ES no atjaunojamiem energoresursiem un biodeģvielām saražotās elektroenerģijas daudzuma.²⁵ Dalībvalstu vidū lidere vēja enerģijas izmantošanā ir Dānija. 2020. gadā vēja enerģija Dānijā ne tikai veidoja 70% no AER avotiem, ko izmantoja elektroenerģijas ražošanai, bet ļāva saražot arī 57% no visas valstī saražotās elektroenerģijas.

Tas ir apzinātas politikas rezultāts, kas Dānijai prasījis gandrīz 30 gadus. Skatoties pagātnē, 1993. gadā Dānijā AER īpatsvars elektroenerģijas ražošanā bija neliels un sastādīja tikai 3%.²⁶ Vienlaicīgi Dānija attīstījusi arī ar vēja enerģijas projektu realizāciju saistīto ražošanu un pētniecību. Dānijas uzņēmums *Vestas* ir viens no lielākajiem vēja turbīnu ražotājiem pasaulē ar 17,7% tirgus daļu 2021. gadā.²⁷ Tāpat Dānija bieži tiek slavēta par labās prakses standartu izstrādi vai ieviešanu administratīvā un tirgus regulējuma jomā. Piemēram, Dānijas Enerģētikas aģentūra (DEA) darbojas kā vienas pieturas aģentūra jūras vēja parku attīstītājiem, kalpojot kā saikne starp attīstītājiem un dažādām iestādēm, kas iesaistītas jūras vēja parku projektu licencēšanā. DEA arī bijusi viena no pirmajām, kas organizējusi tehnoloģiski neitrālus AER ražošanas konkursus, kur saules un vēja projektu attīstītāji ir spiesti konkurēt savā starpā, piedāvājot lētākos risinājumus.²⁸

HIDROENERĢIJA

Hidroenerģija ir salīdzinoši vienkārša tehnoloģija, ko jau ilgstoši un plaši izmanto visā pasaulē. 2021. gadā hidroenerģijas projektu LCOE bija 0,048 USD/kWh. Laika periodā no 2010. līdz 2021. gadam LCOE hidroenerģijai ir palielinājušās par 23%. Vēsturiski gan hidroenerģijas LCOE pastāvīgi ir bijušas zem fosilā kurināmā elektroenerģijas ražošanas izmaksu diapazona vai tā robežās. Arī 2021. gadā 97% no ekspluatācijā nodotajiem hidroenerģijas projektiem LCOE bija iepriekš minētajā izmaksu diapazonā vai zemākas par to. Taču hidroenerģijas projektiem LCOE atšķiras vairāk nekā saules un vēja projek-

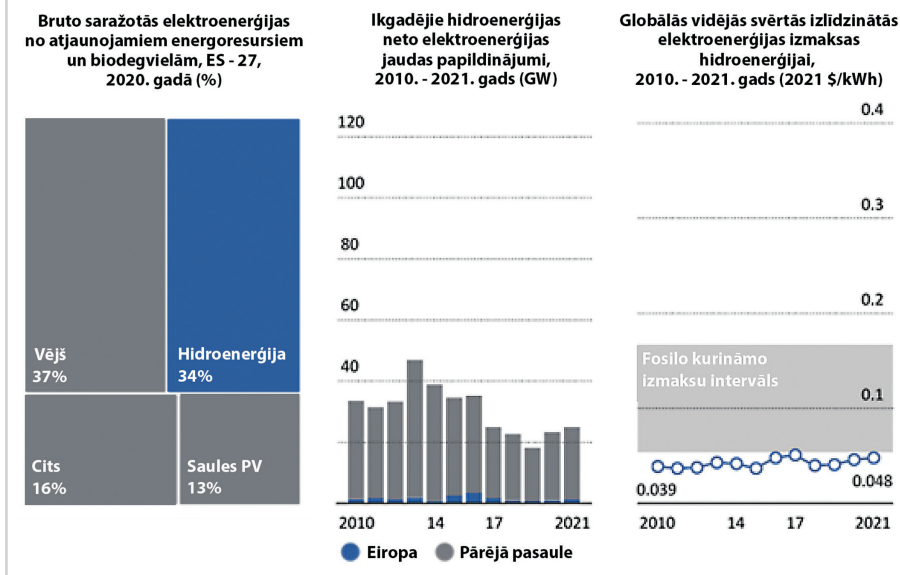
²⁵ Eurostat. 2022. Op. cit.

²⁶ DEA. 2021. Energy Statistics 2019. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energystatistics2019_webtilg.pdf

²⁷ GWEC. 2022. Wind Turbine Suppliers see record year for deliveries despite supply chain and market pressures. <https://gvec.net/wind-turbine-suppliers-see-record-year-for-deliveries-despite-supply-chain-and-market-pressures/>

²⁸ Eclareon. 2022. Op. cit.

Elektroenerģijas ražošana, jaudas papildinājumi un izmaksas hidroenerģētikā, 18. attēls



Avots: Eurostat, IRENA

tiem. Hidroenerģija ir kapitālietilpīga tehnoloģija, kurai raksturīgs ilgs projekta izstrādes un realizācijas periods. Standartizācijas iespējas ir ierobežotas, jo atšķiras hidroenerģijas projektu parametri, kā arī to loma valstu energosistēmās. Arī jaunu ekonomiski izdevīgu hidroenerģijas projektu realizācijas iespējas, īpaši nobriedušos tirgos kā Eiropa, ir ierobežotas. Līdz ar to, attīstot hidroenerģijas projektus vietās ar sarežģītākiem apstākļiem, palielinās šo projektu LCOE. Globāli kopējā hidroenerģijas uzstādītā jauda ievērojami pārsniedz saules un vēja enerģijas jaudas apjomus. 2021. gadā kopējais hidroenerģijas jaudas apjoms sasniedza 1360 GW. No otras puses raugoties, pēdējos piecos gados uzstādītās jaudas pieaugums ir bijis mazāks - 2021. gadā realizēto hidroenerģijas projektu kopējā jauda bija 25 GW, no kuriem tikai 1,5 GW bija Eiropā.²⁹

Hidroenerģijas īpatsvars bruto elektroenerģijas ražošanā no atjaunojamiem energoresursiem un bio- kurināmā ES ir 34%, taču pēdējo desmit gadu laikā tas ir samazinājies.³⁰ Tomēr hidroenerģija varētu būt ļoti svarīga energosistēmām, kas galvenokārt vai vienīgi balstās uz atjaunojamiem resursiem. Ja hidroelektrostacijās ir rezervuārs vai hidroakumulācijas iespēja, tām var būt izšķiroša nozīme elektrotīkla elastības pakalpojumu nodrošināšanā, piemēram, frekvences regulēšanā, pīķa slodzes segšanā un rotējošās rezerves nodrošināšanā.³¹ Piemēram, pagājušajā gadā Norvēģija – Eiropas lidere uzstādītās hidroenerģijas jaudas jomā ar 35 GW – ne tikai palielināja savu hidrostaciju jaudu par 1 GW, bet arī pabeidza *North Sea Link*, zemūdens elektroenerģijas starpsavienojumu starp Norvēģiju un Lielbritāniju.

²⁹ IRENA. 2022b. Op. cit.

³⁰ Eurostat. 2022. Op. cit.

³¹ IEA. 2021. Hydropower Special Market Report: Analysis and Forecast to 2030. <https://www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report>

Jaunais starsavienojums uzlabo sistēmas drošību visā Ziemeļjūras reģionā, kā arī ļauj Norvēģijai eksportēt hidroenerģijas rezervuāros uzkrāto elektroenerģiju. Savukārt Lielbritānijai radusies iespēja eksportēt pāri palikušo elektroenerģiju no saviem vēja parkiem.³²

CITI ATJAUNOJAMĀS ENERĢIJAS AVOTU VEIDI

Pasaules mērogā citi AER avoti elektroenerģijas ražošanai pašlaik tiek izmantoti mazāk. Papildus saules, vēja un hidroenerģijai IRENA seko līdzī LCOE dinamikai ģeotermālajiem un biokurināmā projektiem. Katru gadu ekspluatācijā tiek nodoti samērā maz šādu projektu, un to izmaksu struktūras, kā arī jaudas faktori ir ļoti specifiski katram konkrētam projektam un vietai. Tāpēc globālās vidējās svērtās vērtības gadu no gada ievērojami atšķiras un tās ir jāinterpretē piesardzīgi. LCOE ģeotermālajiem projektiem, kas tika nodoti ekspluatācijā 2021. gadā, bija 0,068 USD/kWh, savukārt bioenerģijas projektiem – 0,067 USD/kWh. Šie skaitļi nedaudz pārsniedz elektroenerģijas izmaksas, ko piedāvā lētākie jaunie ar fosilo kurināmo darbināmie elektroenerģijas ražošanas projekti.³³ Kopējā uzstādītā elektroenerģijas jauda no citiem atjaunojamiem enerģijas avotiem (ģeotermālā, bioenerģija, viļņu un plūdmaiņu enerģija) 2021. gadā bija 160 GW (44 GW no tiem Eiropā).³⁴ Neto uzstādītās jaudas pieaugums atbilda 12 GW, no kuriem Eiropas ieguldījums bija tikai 0,4 GW.

Citi AER avoti (galvenokārt primārā cietā biodegviela un biogāze) ES veido 16% no AER un biodegvielas saražotās elektroenerģijas apjoma. Bioenerģiju lieto arī apkurē un citās jomās. Daļu no tās joprojām izmanto arī tradicionālos neefektīvos apkures un ēdiena gatavošanas veidos, kas negatīvi ietekmē gan cilvēku veselību, gan arī veicina mežu degradāciju. Nākotnē varētu sagaidīt tradicionālās biomasas – īpaši cietā kurināmā – turpmāku aizstāšanu ar modernām alternatīvām, kas iegūta no kokapstrādes, mežsaimniecības un lauksaimniecības atkritumiem un cietajiem atkritumiem, kā arī ar citu tehnoloģisku

risinājumu (piemēram, siltumsūkņu) plašāku pielietojumu.³⁵

Skatoties uz biomasu kopumā, vairāk nekā divas trešdaļas enerģijas ieguvei izmantotās biomasas Eiropā nāk no mežsaimniecības, atlikušo daļu veidojot lauksaimniecības un atkritumu pārstrādes sektoriem.³⁶ Aprēķini rāda, ka pašreizējās arvien pieaugošās biomasas izmantošanas tendences Eiropā nav ilgtspējīgas, un ierobežotos biomasas resursus nāksies izmantot jomās, kur to pievienotā vērtība ir visaugstākā. Šobrīd Eiropā enerģijas ieguvei gadā tiek novirzīti aptuveni 6 eksadžouli (EJ) biomasas, bet vēl aptuveni 4 EJ biomasas tiek izmantoti kā materiāli citās nozarēs (piemēram, kokrūpniecībā, celulozes, papīra un citā ražošanā).³⁷

Dažādu enerģētikas industriju asociācijas un domnīcas piedāvā būtiskus biomasas izmantošanas apjomu palielinājumus enerģijas ieguvei – 4-5 EJ autotransportam, 5-6 EJ biogāzes ražošanai, 7 EJ elektrības ražošanai, vairāk kā 4 EJ ķīmiskajai rūpniecībai. Taču līdz ar aprites ekonomikas principu plašāku pielietojumu biomasai tiek rastas arvien jaunas izmantošanas iespējas kā ražošanas materiālām, un paredzams ka biomasas materiālu patēriņš varētu palielināties par apjomu, kas līdzvērtīgs 2-5 EJ. Līdz ar to kopējais pieprasījums pēc biomasas ir ievērojami lielāks nekā 11-13 EJ, ko Eiropā iespējams saražot, neapdraudot izvirzītos klimata pārmaiņu un SEG emisiju samazināšanas mērķus. Tādēļ politikas veidotājiem nāksies izvērtēt, kā ierobežotos biomasas resursus izmantot. Augstākā biomasas pievienotā vērtība šobrīd saistās ar tās izmantošanu kā ražošanas materiālu. Savukārt tradicionālie pielietojumi bioenerģētikā līdz ar gala patēriņa elektrifikāciju un zaļā ūdeņraža ieguves tehnoloģiju pilnveidošanos, visticamāk, kļūs salīdzinoši neizdevīgāki.

Tā vietā enerģētikas sektorā biomasu visoptimālāk varētu būt izmantot nišas pielietojumos, kur elektrifikācijas iespējas ir ierobežotas un ūdeņraža utilizācija apgrūtināta, bet kur ražošanas procesa nodrošināšanai nepieciešama gandrīz vai nepārtraukta augstas temperatūras siltumenerģija. Tāpat biomasai kā enerģijas avotam saglabāsies izmantošanas iespējas aviācijā un elektroenerģijas ražošanā sistēmas elastības nodrošināšanai.³⁸

³² BBC. 2021. Full power ahead for UK to Norway under-sea power cable. <https://www.bbc.com/news/uk-england-tyne-58772572>

³³ IRENA. 2022b. Op. cit.

³⁴ IRENA. 2022b. Op. cit.

³⁵ IRENA. 2022b. Op. cit.

³⁶ Bioenergy Europe. 2021. Policy Brief: Biomass Supply. <https://bioenergyeurope.org/article/330-biomass-supply-2021.html>

³⁷ Salīdzinājumam 1 EJ biomasas atbilst aptuveni 55 miljoniem t koksnes vai 5-7 miljoniem ha zemes, kas nepieciešama, lai izaudzētu kādas enerģijas kultūras ražu.

³⁸ Material Economics. 2021. EU Biomass Use in a Net-Zero Economy – A Course Correction for EU Biomass. <https://materialeconomics.com/latest-updates/eu-biomass-use>

ŪDEŅRAŽA IZMANTOŠANAS POTENCIĀLS

ŪDEŅRAŽA SISTĒMA

Ūdeņradis ir viens no plašāk sastopamajiem elementiem visumā, bet tā potenciālu enerģijas ražošanai ievērojamos apjomos sāk tikai tagad pielietot. Tiek prognozēts, ka ūdeņraža tehnoloģijas spēš risināt enerģētikas sektora kritiskas problēmas enerģijas uzkrāšanā un pārveidē. Ūdeņradi var izmantot kā kurināmo vai alternatīvas degvielas veidu. Mūsdienu tehnoloģijas piedāvā veidus, kā dekarbonizēt virkni nozaru, tostarp tālsatiksmes transporta, ķīmisko vielu ražošanu, kā arī dzelzs un tērauda nozares, kuras ir energointensīvas un kurās ir grūti samazināt emisijas³⁹. Papildus, ūdeņradis var arī palīdzēt uzlabot gaisa kvalitāti un stiprināt energoapgādes drošību.

Ūdeņraža ražošanai pielieto vairākas tehnoloģijas un resursus, tādējādi ūdeņraža palete ir daudzkrāsaina, kas arī ievērojami maina tehnoloģijas ietekmi uz dabu. Zaļais ūdeņradis ir viens no rīkiem, ar kura palīdzību plānots sasniegt ES izvirzītos dekarbonizācijas mērķus. To atspoguļo arī Eiropas komisijas priekšlikumi par zaļā ūdeņraža izmantošanu paketē "Gatavi mērķrādītājam 55%"⁴⁰, kur ir plānots ka Zaļais ūdeņradis sastāvēs 50% no kopējā ūdeņraža patēriņš rūpniecībā un 2,6% no patērētās degvielas līdz 2030.gadam.

Eiropas Komisijas 2022. gada maijā ar REPowerEU⁴¹ plāna publicēšanu ievieš Eiropas ūdeņraža stratēģiju, kas vienlaikus parāda Eiropas ambīcijas attiecībā uz atjaunojamo ūdeņradi kā svarīgu enerģijas nesēju, lai novērstu fosilā kurināmā importu no Krievijas.

Zaļā ūdeņraža pielietošana sniedz iespēju vairāku sektoru dekarbonizācijai, kā arī palielina enerģijas sistēmas elastību. Zaļais ūdeņradis nodrošina atbalstu sistēmām ar lielu manīgo ģenerāciju. Tas tiek ražots elektrolīzes procesā, patērējot pārpalikumā esošo elektroenerģiju no, piemēram, vēja, saules un hidro elektrostacijām, tādējādi nodrošinot mainīgas ģenerācijas integrāciju enerģijas ražošanas procesā un balansēšanas pakalpojumu.

Zaļā ūdeņraža uzglabāšana ir buferis starp elektroenerģijas pieprasījumu un piegādi. Ūdeņradim ir augsts enerģijas blīvums, tādējādi to var viegli uzglabāt un transportēt. Zaļā ūdeņraža transportēšana veicina AER izplatību starp reģioniem un valstīm. Zaļā ūdeņraža ražošana palīdzēs arī integrēt AER ne tikai enerģētikā, bet arī citās neelasīgās nozarēs kur ir nepieciešams kurināmās gāzes vai degvielas procesu nodrošināšanai, kā, piemēram, rūpniecībā un transportā. Zaļā ūdeņraža tehnoloģijas spēš nodrošināt

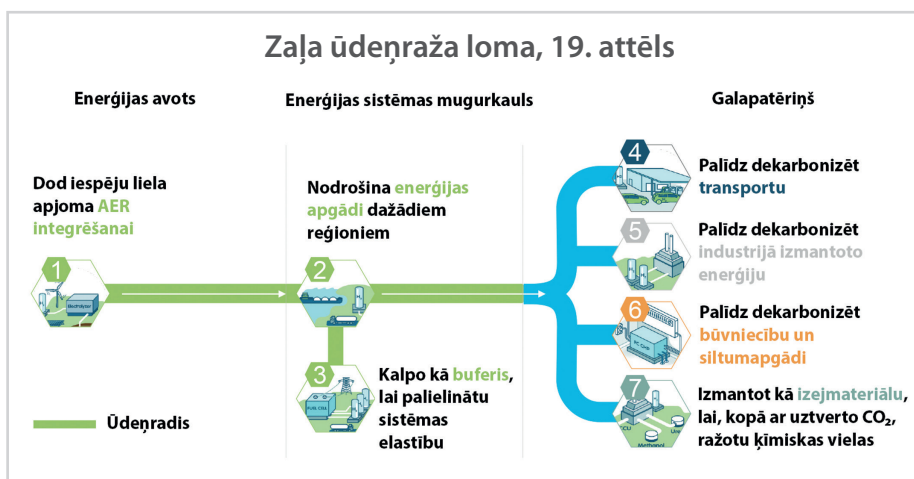
Galvenie ūdeņraža ražošanas veidi, 2. tabula

Veids	Tehnoloģija	Izmantotie resursi un CO ₂ ietekme
Zaļš	Elektrolīze	Enerģija no atjaunojamiem dabas resursiem. Neveidojas CO ₂
Zils	Oglekļa uztveršana, uzglabāšana un izmantošana (CCSU)	Enerģija no fosilā kurināmā. Tomēr CO ₂ uztver un uzglabā (oglekļa sekvestrācija).
Pelēkais	Metāna tvaika konversijas procesā (SMR) metod	Enerģija no fosilā kurināmā. CO ₂ tiek izlaists atmosfērā.

ilgstspējīgu sinerģiju starp nozarēm un samazināt to ietekmi uz klimantu.⁴²

Enerģētikas nozarē zaļais ūdeņradis attīstas strauji un 2021. gadā tika ziņots ka 2030. gadā aptuvenās ražošanas jaudas sasniegs 50 GW⁴³, kas ir 25% vairāk nekā ES izvirzītajos mērķos. Pat pirms Krievijas iebrukuma Ukrainā daudzās Eiropā valstīs, kā Nīderlande, Spānija, Dānija, Grieķija un Vācija enerģētikas sektori plānoja elektrolīzes iekārtu jaudas, kas pārsniegu 5 GW līdz 2030.gadam. Tendences rāda, ka zaļais ūdeņradis veidos stabilu nākotnes enerģijas portfeļa daļu, kas palīdzēs samazināt neelasīgo nozaru ietekmi uz klimatu.

Zaļā ūdeņraža loma, 19. attēls



Avots: Hydrogen Council, Hydrogen scaling up, A sustainable pathway for the global energy transition, 2017, https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-Scaling-up_Hydrogen-Council_2017.compressed.pdf

³⁹ IEA, The Future of Hydrogen, 2019, https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

⁴⁰ Eiropas Komisija, Eiropas zaļais kurss un pakete "Gatavi mērķrādītājam 55%", 2021, <https://www.consilium.europa.eu/wp/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

⁴¹ Eiropas Komisija, 2, REPower EU, 022, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TX/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

⁴² A Gas for Climate report, Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe, 2021, <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2021/12/Gas-for-Climate-Market-State-and-Trends-report-2021.pdf>

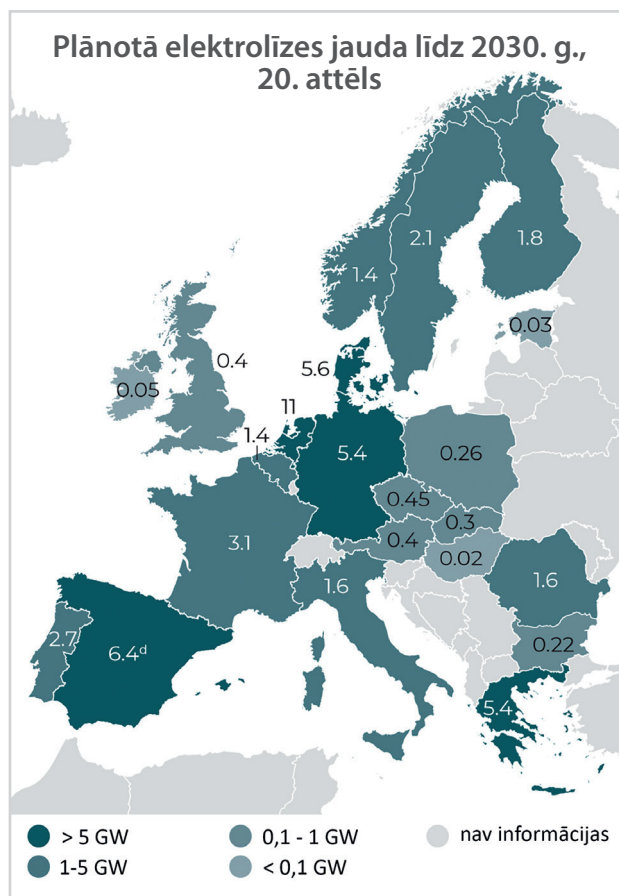
⁴³ A Gas for Climate report, Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe, 2021, <https://www.europeanbiogas.eu/wp-content/uploads/2021/12/Gas-for-Climate-Market-State-and-Trends-report-2021.pdf>

ŪDEŅRAŽA GĀZE

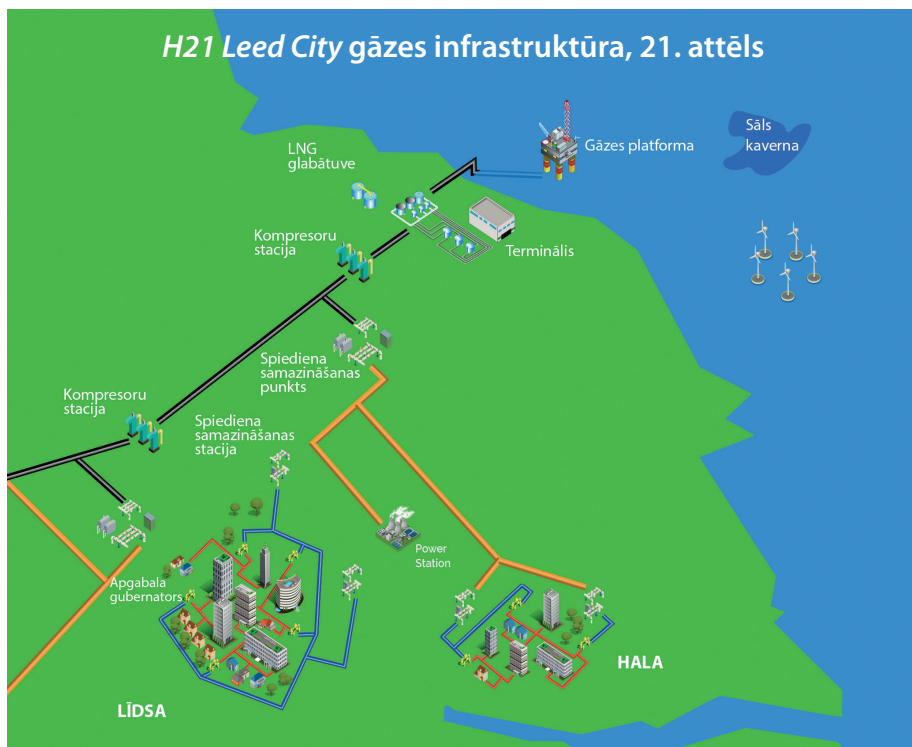
Zaļā ūdeņraža ražošana nodrošina ekonomiku ar ilgtspējīgu kurināmā energoresursu iegūvi, kura ražošanai netiek izmantoti fosilie kurināmie. Dabāsgāzes aizvietošana ar zaļo ūdeņradi nodrošina CO₂ emisiju samazinājumu, diversifikācijas veicināšanu un dabāsgāzes ietaupījumu. Ūdeņraža gāzi ir iespējams piemaisīt dabāsgāzes cauruļvadā, bet pirms gāzu maisījuma iesmidzināšanas iekārtām ir neieciešams tehnisks izvērtējums, jo abām gāzēm ir atšķirīgas fizikālas un ķīmiskas īpašības. Ūdeņradim ir raksturīga liela ķīmiskā aktivitāte, tādējādi tas negatīvi ietekmē materiālus, pakļaujot tos trauslumam. Ūdeņradi šķidrīnātā veidā var pārvietot arī ar specializētiem transportlīdzekļiem vai cisternām. Gadījumā, ja sajaukšana tiek nodrošināta uz vietas tad ir nepieciešama papildus ūdeņraža uzglabāšanas vai ražošanas iekārta.

Pieļaujamais ūdeņraža īpatsvars gāzes maisījumā un iesūkņēšanas apjomi pārvades tīklā ir atšķirīgi dažādās Eiropas Savienības valstīs. Piemēram, Zviedrijā ir pieļaujams tikai 0,5%, Austrijā un Šveicē – 4%, Vācijā no 5% līdz 10% (atkarībā no gāzes infrastruktūras pieejamības). Nīderlandes gāzes tīklā ir pieļaujams ievadīt gāzes maisījumu ar ūdeņraža īpatsvaru līdz 12%.

Pilnīgai pārejai uz ūdeņraža gāzi ir iespējama, bet tam ir nepieciešama pilnīgi jauna infrastruktūra. H21 Leeds City Gate projekts plāno pārveidot Līdsas pilsētu Lielbritānijā pilnībā uz 100% H₂ gāzes tīklu, gan apkurei, gan enerģijai, gan H₂ izmantošanai mājsaimniecībās - no ēst gatavošanas līdz apkures katliem līdz 2028. gadam.



Avots: A Gas for Climate report, Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe, 2021



Avots: Leeds City Gate, H21 report, 2016

tīklu, bija veiksmīgi⁴⁴.

Zaļajam ūdeņradim Zaļā kursa ietekmē ir kritiska loma rūpniecības un citu neelastīgo nozaru dekarbonizācijā. Tas īpaši attiecas uz dzelzs un tērauda, amonjaka un degvielas (tostarp augstas vērtības ķīmisko vielu HVC) ražošanu, kur ūdeņradi galvenokārt izmanto kā izejvielu⁴⁵. Piemēram attēlā atspoguļota “zaļā” un “tradicionālā” tērauda ražošana. Pie “tradicionālā” tērauda ražošanas dabāsgāze izmantota sintgāzes iegūšanai. Pie “zaļā” ražošanas procesa sintgāzes vietā uzreiz tiek izmantots zaļais ūdeņradis. Rezultātā netiek pielietota dabāsgāze.

Eiropas tērauda nozares pāreja uz ūdeņraža izmantošanu ražošanu strauji paātrinās: līdz 2030. gadam ūdeņraža bāzes

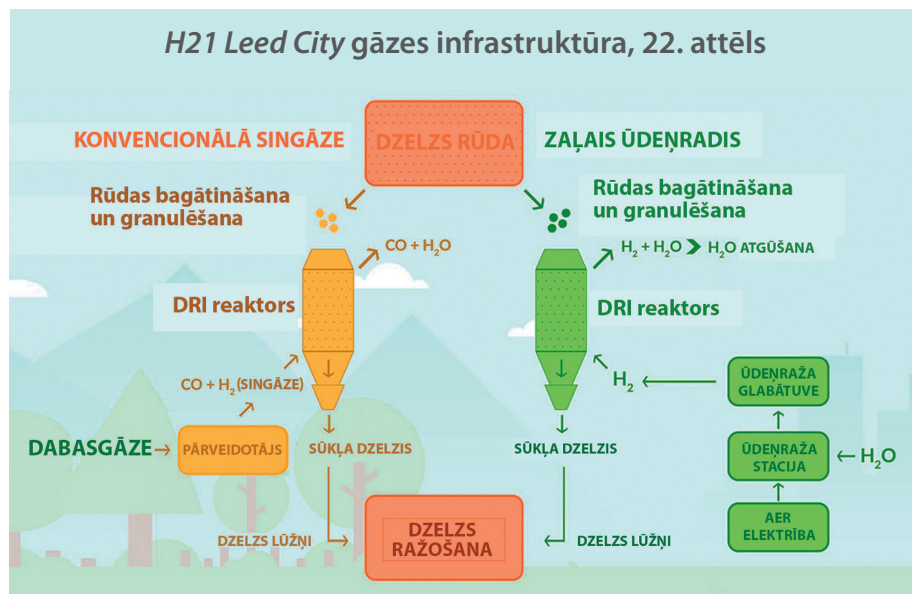
tērauda ražošanas jauda darbosies aptuveni 41 Mt/gadā, kas sastāda aptuveni 35% no pašreizējā nozares jaudas.

Projekta pirmais posms koncentrējas uz apsildes nodrošināšanu pilsētā. Pirmie tehnokonomiskie rezultāti projektā dabāsgāzes tīklu pārveidošanai par ūdeņraža

⁴⁴ H21 Leeds City Gate, projekta mājas lapa, 2022, <https://h21.green/projects/h21-leeds-city-gate/>

⁴⁵ Anthony Wang and others, 'Analysing Future Demand, Supply, and Transport of Hydrogen', European Hydrogen Backbone, 2021, <https://transparency.entsog.eu/>

Ūdeņradim tas varētu nozīmēt aptuveni 80 TWh/gadā ūdeņraža pieprasījumu. Baltijas reģionā vadošās liela apjoma ūdeņradi patērējošas nozares (amonjaka un metanola ražotnes, metalurģijas uzņēmumi) nav pārstāvētas. Tomēr ir pārstāvētas daudzveidīgas nozares un aktīvi uzņēmumi, kuri ļoti iespējams, varētu kļūt par saražotā ūdeņraža patērētājiem. Aktīva ūdeņraža pielietošana Eiropā sniedz iespēju reģioniem ar plaši pieejamiem atjaunojamiem resursiem, bet mazu nozaru patēriņu veicināt viņu zaļā ūdeņraža eksportu un samazināt ietekmi uz dabu.



Avots: Green Hydrogen as a Clean Process Alternative in the Iron and Steel Industry

ŪDEŅRAŽA DEGVIELA

Eiropas Savienībā transports rada apmēram trešo daļu CO₂ emisiju, tas izskaidro nozares dekarbonizācijas augsto prioritāti. Ūdeņraža lielā enerģijas ietilpība svara vienībās padara to par vienu no perspektīvākajām nākotnes degvielām transportam. Ūdeņradis satur 33,33 kWh enerģijas uz kilogramu, salīdzinot ar 12 kWh benzīnam vai dīzeļdegvielai. Ūdeņraža izmantošanas piemēri transportā:

Ūdeņraža kurināmā elementi prasa mazāk izejmateriālu, kā akumulatori un iekšdedzes dzinēji. Tieši tāpat, ūdeņraža uzpildes staciju izbūvei nepieciešama apmēram desmitā daļa no platības, salīdzinot ar elektroauto uzlādēšanas; ūdeņraža loģistikas procesi neprasa elektrības sadales tīklu pārbūvi, kas nepieciešams īpaši elektrisko auto ātrās uzlādes vajadzībām. Eiropas komisijas "Gatavi mērķrādītāji 55%"⁴⁶ priekšlikumi par zaļā ūdeņraža izmantošanu transportā iekļauj šādus mērķus:

- vismaz 2,6 % nebioloģiskās izcelsmes atjaunojamās degvielas (zaļais ūdeņradis un uz zaļa ūdeņraža bāzes saražota degviela) īpatsvars 2030.gadā, 0,7% sintētisko degvielu īpatsvars aviācijā 2030.gadā, 5% - 2035.gadā; 8% - 2040.gadā; 11% - 2045.gadā un 28% - 2050.gadā;
- vienas ūdeņraža pildnes (ar kapacitāti >2tH₂/dienā un 700 bar) izvietošana ik pēc 150 km TEN-T (*Trans-European Transport Network*) pamattīklā un katrā pilsētas mezglā galvenajos maršrutos un ik pēc 450 km viena uzpildes stacija ar sašķidrīnāto ūdeņradi.

Sabiedriskais autobuss kurš izmanto dīzeļdegvielu savas dzīves ciklā atstāj aiz sevis 848 tonnas ar CO₂ un tas ir tajā pašā sabiedriskajā vietā kur mēs elpojam un dzīvojam nevis kādā spēkstacijā.⁴⁷ Transports, kas strādā uz zaļā ūdeņraža visu tā darbības laiku neražos CO₂ atšķirībā no elektroauto kuriem vairums gadījumu elektroenerģija nav ražota no AER. Nākotnes enerģijas portfeli būs automašīnas ar elektrodzinējiem, kā arī ūdeņraža dzinējiem, jo katram no viņiem ir savas stiprās puses, kā arī vājās puses salīdzinot vienu tehnoloģiju pret otru. Zaļā ūdeņraža izmantošana transporta nozarē ievērojami palīdzēs samazināt kopējās nozares atkarību no fosilajiem resursiem, kā arī ievērojami samazinās tās ietekmi uz dabu un klimata pārmaiņām.

	Iekšdedzes dzinēju, dīzeļdegvielas, dīzeļvilcena ģenerators aizstāšana ar ūdeņraža elektriskajiem dzinējiem (FCEV) dažādos transportlīdzekļos
	Dīzeļdegvielas aizstāšana kuģniecībā ar sintētiskām degvielām, kuru izgatavošanā izmanto ūdeņradi;
	Aviācijas degvielu aizstāšana ar sintētiskām degvielām, kuru izgatavošanā izmanto ūdeņradi.

⁴⁶ Eiropas Komisija, Eiropas zaļais kurss un pakete "Gatavi mērķrādītājiem 55%", 2021, <https://www.consilium.europa.eu/lv/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>

⁴⁷ Hydrogen Europe, Run on water report gab,2021, <https://hydrogeneurope.eu/reports/>

KODOLENERĢIJAS POTENCIĀLS

EIROPAS KODOLENERĢIJAS SISTĒMA

ES 13 dalībvalstis ražo kodolenerģiju un pēc *Eurostat* datiem, 2020. gadā kopumā saražojot 683 512 gigavattstundas (GWh elektroenerģijas, kas veidoja 25% no kopējās Eiropas elektroenerģijas ražošanas apjoma un nodrošinot bāzes jaudu daudzās dalībvalstīs. Kodolenerģija, tāpat kā hidroelektrostacijas, vēja un saules enerģija tehnoloģijas tiešā veidā nerada CO₂. Eiropā 2019. gadā kodolenerģija saražoja pusi no zema oglekļa elektrības, tāpēc Zaļā kursa un ilgtspējīgas attīstības ietvaros tas ir jāņem vērā.

Kodolenerģētika mūsdienās ir viena no visvairāk nobriedušākajām konvencionālajām tehnoloģijām pēc tehnoloģiskā brieduma pakāpes skalas tā kopumā atbilst augstākajam līmenim (ir sekmīga sistēmas ekspluatācija, tehnoloģiskie risinājumi ir konkurētspējīgi). 2021. gada beigās pasaulē elektrības ražošanai tika izmantoti 437 kodolreaktori 32 valstīs.⁴⁸ To kopējā uzstādītā jauda bija 389,5 GW. 2021. gadā tie piegādāja vairāk kā 2600 TWh elektrības jeb apmēram 10% no kopējā elektrības patēriņa pasaulē.

Pirmās atomelektrostacijas tika uzbūvētas 1950. gados. Sākotnēji reaktoru jauda bija tikai daži desmiti megavatu, tad pakāpeniski, attīstoties zinātnei un tehnoloģiskajām iespējām, to jauda sasniedza vairākus simtus. Kopš 2019. gada lielākais kodolreaktors ir Ķīnā (Taishan-2 ar bruto elektrisko jaudu 1750 MW, siltuma jaudu 4590 MW). Eiropā lielākais reaktors ir Somijā (Olkiluoto-3 ar bruto elektrisko jaudu 1720 MW). Jaudas palielināšanas tendence bija, lai pilnveidotu ražotņu mēroga efektu un samazinātu elektroenerģijas ražošanas mainīgās izmaksas.

Visvairāk AES jauda ir ASV – gandrīz 100 GW. Otrajā vietā ir Francija (apmēram 60 GW), tomēr Francijai AES ir daudz nozīmīgākas, jo ar kodolenerģiju valstī saražo apmēram 70% nepieciešamās elektrības (tas ir lielākais pasaulē, 2021. gadā šis īpatsvars Francijā bija 68,98% jeb 360,7 TWh). Trešajā vietā ir Ķīna (apmēram 52 MW), tomēr šajā valstī AES būvniecība notiek ļoti strauji un pēc dažiem gadiem tā apsteigs Franciju. Ķīna 2021. gadā paziņoja par 425 bilionu eur⁴⁹ plānu, kas paredz aptuveni 150 jaunu AES būvniecību nākamajos 15 gados, lai nodrošinātu pieaugošo enerģijas pateriņu un samazinātu savu enerģētikas sektora ietekmi uz klimatu.

ES urāna piegādes ir ģeogrāfiski diversificētas. Lielākie piegādātāji ir Nigēra, Krievija, Kazahstāna, Kanāda un Austrālija. 2020. gadā nevienas valsts īpatsvars nepārsniedza 20% no kopējā ES patēriņa.

Līdz ar to ES būtu mazāks risks, ka urāna piegādes varētu

⁴⁸ The International Atomic Energy Agency, Amid Global Crises, Nuclear Power Provides Energy Security with Increased Electricity Generation in 2021, <https://www.iaea.org/newscenter/news/amid-global-crises-nuclear-power-provides-energy-security-with-increased-electricity-generation-in-2021>

⁴⁹ Bloomberg GreenEnergy & Science, China's Climate Goals Hinge on a \$440 Billion Nuclear Buildout, 2021 <https://www.bloomberg.com/news/features/2021-11-02/china-climate-goals-hinge-on-440-billion-nuclear-power-plan-to-rival-u-s>



Avots: fortum.com

Skats uz Lovīsas AES kompleksu, Somija



Avots: depositphotos.com

Temelinas AES, Čehija

tikt traucētas vai izmantotas kā ģeopolitisks ierocis, kā to praktizē Krievija ar dabasgāzes piegādēm.

Eiropā pašlaik darbojas 173 kodolreaktori⁵¹ no tiem ES - 109. Pēc *Eurostat* datiem 2020. gadā lielākie kodolenerģijas ražotāji ES bija Francija, Vācija, Spānija un Zviedrija. Šīs četras valstis kopā veidoja vairāk nekā trīs ceturtdaļas no kopējā ES kodoliekārtās saražotās elek-

⁵⁰ Eurostat dati 2020, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220111-1>

un World Nuclear Association, informācija, 2022

<https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx#:~:text=ln%202019%20in%20the%20EU,more%20than%20half%20of%20that>

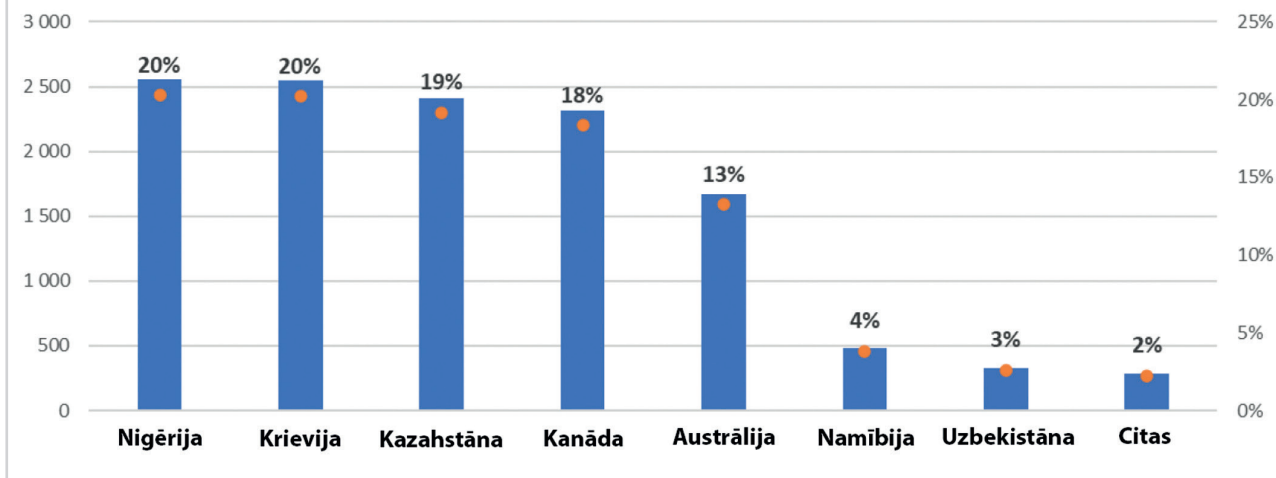
⁵¹ The European Nuclear Society, 2022,

<https://www.euronuclear.org/glossary/nuclear-power-plants-in-europe/>

un World Nuclear Association, 2022,

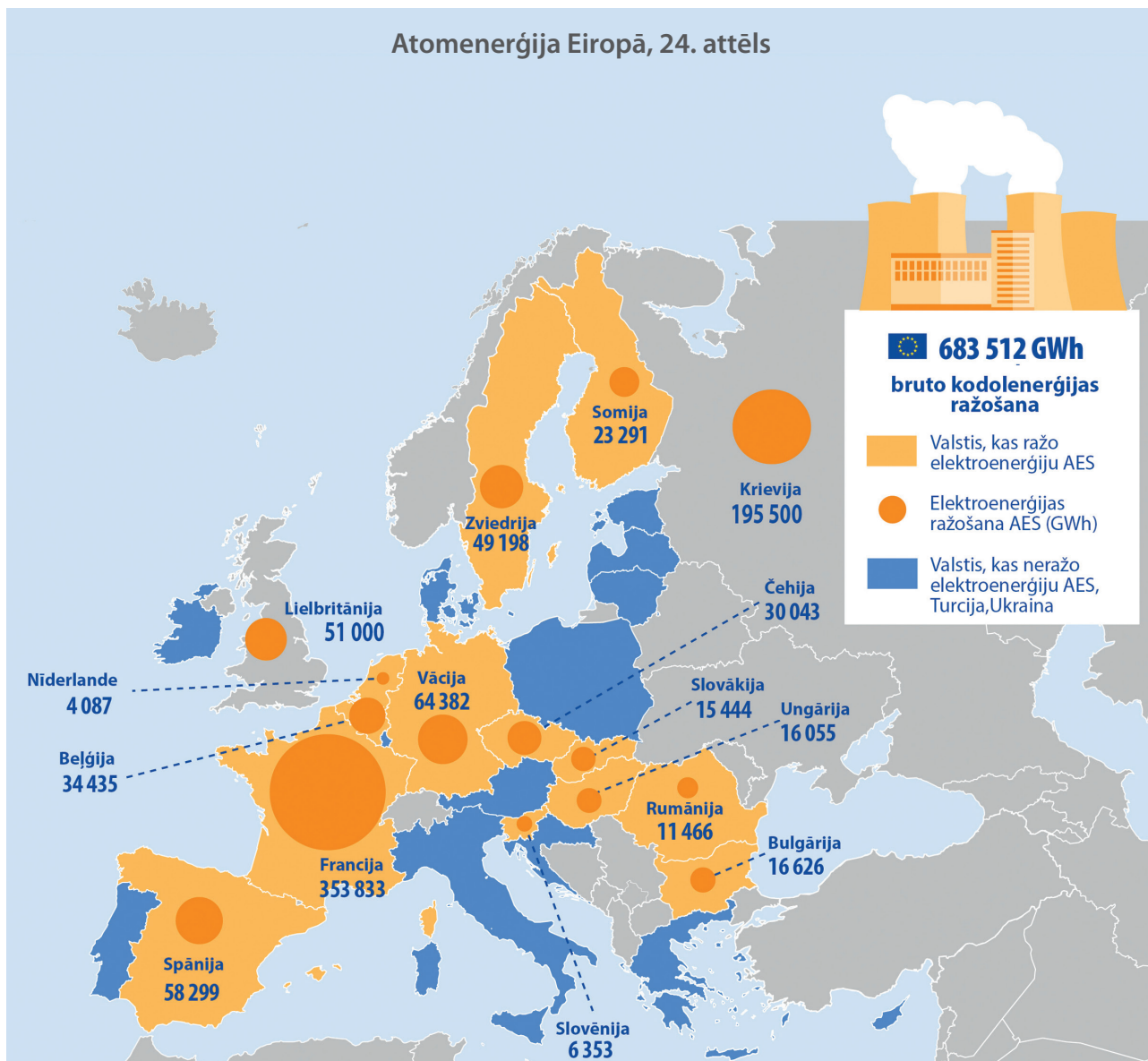
<https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx#:~:text=ln%202019%20in%20the%20EU,more%20than%20half%20of%20that>

ES piegādātā urāna izcelsmes valstis (5 gadu vidējie rādītāji), 23. attēls



Avots: Supply Agency of the European Atomic Energy Community, Annual Report 2020, 2021,
https://euratom-supply.ec.europa.eu/publications/esa-annual-reports_en

Atomenerģija Eiropā, 24. attēls



Eurostat dati 2020, <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/ddn-20220111-1> un World Nuclear Association, informācija, 2022
<https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/others/european-union.aspx#:~:text=In%202019%20in%20the%20EU,more%20than%20half%20of%20that.>

troenerģijas apjoma no pārējām ES valstis, kurā vairāk nekā puse elektroenerģijas tika saražota atomelektrostacijās, bija Slovākija (54%). Ungārijā šis rādītājs bija 46%, Bulgārijā – 41%, Beļģijā – 39%, Slovēnijā – 38%, Čehijā – 37%, Somijā – 34%, Zviedrijā – 30%, Spānijā – 22%, Rumānijā – 21%, Vācijā – 11% un Nīderlandē – 3%.

ES jaunas AES būvē Francijā (Flamanville-3), Somijā (Olkiluoto-3) un Slovākijā (Mochovce-4). Būvniecība notiek arī Ukrainā (Khmelnitski-3 un Khmelnitski-4) un Lielbritānijā (*Hinkley Point C-1* un *Hinkley Point C-2*). Par savu mērķi uzbūvēt AES ir paziņojusi Igaunijas kompānija "Fermi Energia". Nīderlandes valdība 2021. gadā paziņoja par plāniem uzbūvēt divus jaunus reaktorus (iepriekš bija lēmums pilnībā atteikties no kodolenerģijas). Polijai ir nopietni plāni attīstīt AES un šogad tika iesniegti pirmie plāno spēkstacijas būvniecībai⁵². i. Tajā pašā laikā vairākas valstis plāno slēgt esošās AES – piemēram, Vācija un Beļģija. Iespējams, ka Beļģijas AES⁵³ darba mūžs tomēr tiks pagarināts. AES attīstību valstīs ietekmē, veido vai kavē dažādi faktori. Būtiskākie no tiem ir alternatīvo elektroenerģijas avotu pieejamība, nacionālo urāna atradņu esamība, vēlme stiprināt enerģētisko neatkarību, sabiedrības attieksme (izteikta referendumā vai citādi), spiediens samazināt CO₂ emisijas, dispečerizējamu jaudu deficīts, ekonomiskie un finansiālie jautājumi u.c.

Eiropā pēdējos gados AES būvēšanas process ir bijis sarežģīts ar daudzkārtīgu termiņu pārceļšanu un finansējuma pārsniegšanu. Piemēram, Somijā sākotnēji bija plānots, ka Olkiluoto-3, kura būvniecību sāka 2005. gadā, nodos ekspluatācijā 2009. gadā un izmaksas būs 3 miljardi eiro. Tomēr dažādu iemeslu dēļ objektu iedarbināja tikai 2021.gadā, nodot ekspluatācijā plāno 2022. gada decembrī, un būvniecības izmaksas ir sasniegušas 11 miljardus EUR. Daļu no tām sedz pasūtītājs, daļu būvnieks. Pie radītajām izmaksām varētu vēl attiecināt ienākumus no nesaražotās elektrības (ikgadēji apmēram 12 TWh). Lielo AES būvniecība ir apjomīga un sarežģīts process, tāpēc daudzas valstis skatās uz mazo modulāro AES projektiem, kas ir vieglāk īstenojami un vieglāk integrējami vietējā enerģētikas sektorā.

KODOLENERĢIJAS TEHNOLOĢIJŪ POTENCIĀLS

Vēsturiski dažādās valstīs un periodos ir attīstītas dažādas tehnoloģijas. To noteica vietējā urāna esamība, vēlme reaktorus izmantot arī militārā plutonija ražošanai, valsts tehnoloģiskās attīstības līmenis un citi faktori.

⁵² EIA submitted for Poland's first nuclear power plant, World Nuclear News, 2022, [https://www.world-nuclear-news.org/Articles/EIA-submitted-for-Poland's-first-nuclear-power-plant#:~:text=Polskie%20Elektrownie%20Jadrowe%20\(PEJ\)%2C,report%20for%20the%20first%20plant](https://www.world-nuclear-news.org/Articles/EIA-submitted-for-Poland's-first-nuclear-power-plant#:~:text=Polskie%20Elektrownie%20Jadrowe%20(PEJ)%2C,report%20for%20the%20first%20plant).

⁵³ World Nuclear News, Extended operation of two Belgian reactors approved, 2022, <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Extended-operation-of-two-Belgian-reactors-approve>

Rezultātā Padomju Savienībā kļuva izplatīti RBMK tipa reaktori, kuri ļāva iegūt plutoniju; Kanāda, lai izmantotu vietējo urānu bez bagātināšanas, izveidoja smagā ūdens CANDU tehnoloģiju; ASV un PSRS atomzemūdenņu PWR/VVR tehnoloģiju pārnesa no kodolzemūdenēm uz komerciālajām AES, utt. Katrai no izveidotajām un attīstītajām tehnoloģijām ir kādas pozitīvas un negatīvas īpašības. Kopumā to attīstība bija vērsta uz to, lai samazinātu kapitāla izmaksas tāpēc, mēroga efekta dēļ, tika veidoti aizvien lielākas jaudas reaktori.

AES ir raksturīgi gari investīciju un inovāciju cikli, kā arī darbības ilgums. Ir nepieciešami aptuveni seši gadi, lai uzbūvētu atomelektrostaciju, kas var darboties vairāk nekā 60 gadus. Paredzams, ka SMR būs vairāki papildu pielietojumi kā tikai enerģijas ražošana ar zemu oglekļa emisiju līmeni, bet arī, piemēram, jūras ūdens atsāļošana, ūdeņraža un sintētiskā kurināmā ražošana un siltumapgāde dzīvojamām un rūpnieciskām iekārtām. Papildus šiem reaktoru tehnoloģiju uzlabojumiem ir ceturtās paaudzes sistēmas, kas sola ātrāku uztādīšanas laiku, lielāku drošību, kā arī slēgts degvielas cikls. Vairākas esošās kodolenerģijas valstis, piemēram, Kanāda, Koreja, ASV un Apvienotā Karaliste, aktīvi strādā pie modernām reaktoru tehnoloģijām un it īpaši pie SMR projektu izstrādes un ieviešanas.

Kodolenerģiju saražotās elektrības pašizmaksas novērtējums ir pieejams plašā diapazonā. Aprēķinu sarežģī fakts, ka AES ir ievērojamas kapitāla izmaksas un samērā mazākas degvielas izmaksas un tās utilizācijas veids (mainīgās izmaksas). Tāpēc, rēķinot normalizēto elektrības pašizmaksu (levelized cost of electricity), rezultāts lielā mērā ir atkarīgs no dažādiem pieņēmumiem visā elektrostācijas darba mūža periodā (kurš var sasniegt 60 gadus).

Īpatnējās investīcijas realitātē ir ļoti atkarīgas no projekta sekmīgas realizācijas. Piemēram, Olkiluoto-3 gadījumā sākotnēji tās bija novērtētas 1875 EUR/MW, bet pēc 17 gadu būvniecības (plānoto piecu gadu vietā) tās ir sasniegušas 6900 EUR/MW. Mazo modulāro reaktoru būve ļauj samazināt investīciju risku. Fermi Energia vērtē, ka 300 MW pirmā reaktora būve maksātu vienu miljardu EUR (3300 EUR/MW), un nākošo reaktoru būve būtu lētāka. Šajā gadījumā mēroga efektu sasniegtu nevis palielinot jaudu, bet palielinot reaktoru skaitu.

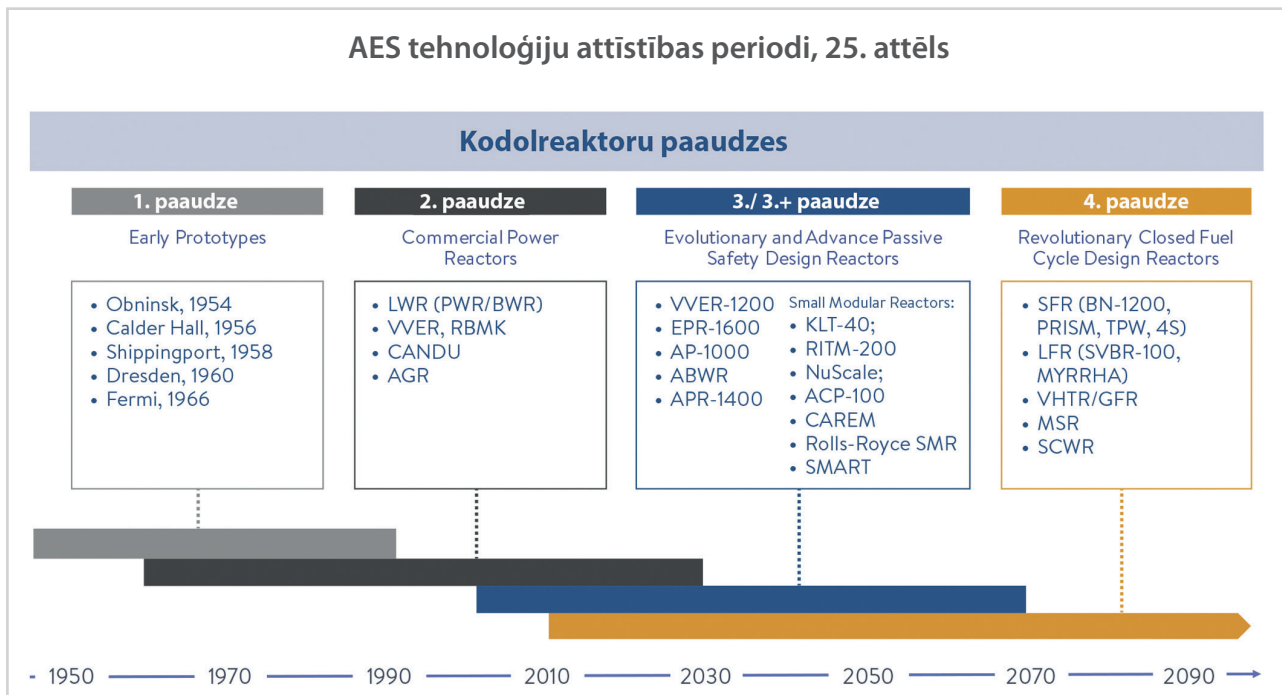
Saskaņā ar publiski pieejamiem datiem, Olkiluoto-3 ģenerētās elektrības pašizmaksas varētu būt 42 EUR/MWh.⁵⁴

Lielbritānijā būvējamā AES *Hinkley Point C* paredzētā *contract for difference* elektrības cena ir £75/MWh 35 gadu periodam. Igaunijas *Fermi Energia* aprēķinātās LCOA izmaksas ir no 45 līdz 100 EUR/MWh atkarībā no uzstādītās jaudas izmantošanas un citiem faktoriem. OECD starpvaldību aģentūra NEA (*Nuclear Energy Agency*) uzrāda vēl mazāku iespējamo LCOE – sākot no apmēram 30 USD/MWh.⁵⁵

⁵⁴ Olkiluoto-3 ģenerētās elektrības pašizmaksas, Informācija, 2022, <https://klimatupplynsnigen.se/nej-vindkraft-ar-inte-losningen/>

⁵⁵ OECD, Levelised Cost of Electricity Calculator, 2020 <https://www.oecd-neo.org/lcoe/>

AES tehnoloģiju attīstības periodi, 25. attēls



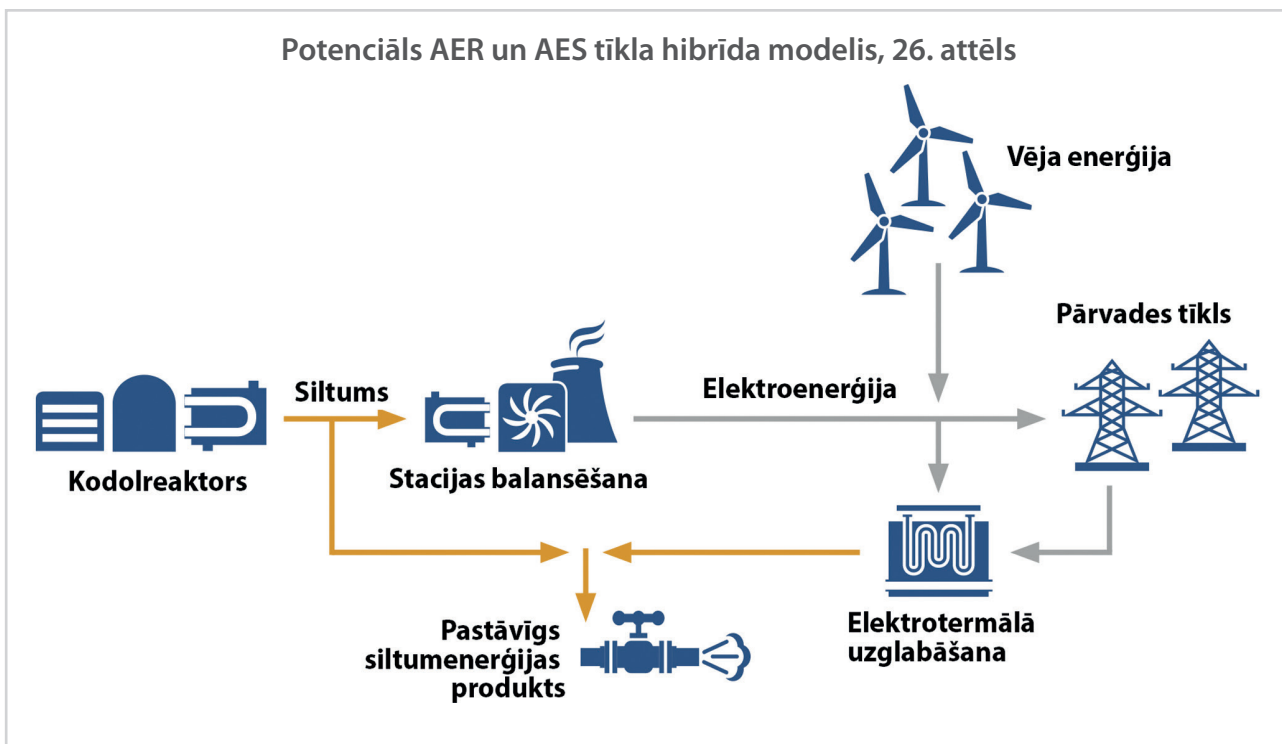
Avots: World Energy Council, World Energy Scenarios 2019, 2020

ES deklarētais Zaļais kurs ievērojami ir stimulējis AER izmantošanu. Tomēr AER tehnoloģijām ir trūkums, ka tās pašlaik nespēj nodrošināt elektroenerģijas ražošanu bāzes režīmā. AES tehnoloģijas sniedz papildus iespēju izstrādāt vienotu zema oglekļa hibrīda sistēmu. AES ražo stabilu bāzes elektroenerģiju, kā arī ar reaktora dzesēšanas atlikuma siltumu var nodrošināt ļoti liela apjoma siltumenerģiju, kas ir īpaši nepieciešama Ziemeļeiropas pilsētu apkurei. Hibrīdsistēma, kuras sastāvā būtu gan vēja, saules un citi AER veidi, kopā ar AES spētu nodrošināt jauno zemu oglekļa emisiju jauk-

tās enerģētikas pamatu, kā arī stiprinātu Eiropas enerģētikas neatkarību. Kodeolspēkstacijas ir konkurētspējīgas ilgtermiņā ar citām ražošanas tehnoloģijām.

2022.gadā pasaule cieš no globāliem satricinājumiem, ko izraisījusi vairāku krīžu konverģence: klimata pārmaiņas, Covid-19 pandēmija un 2022.gada 24.februārī Krievijas uzsāktais karš Ukrainā. ES enerģētikas sektors piedzīvo būtiskas izmaiņas, kas tiek veicinātas gan virzoties uz plašāku klimata neitrālo tehnoloģiju izmantošanu, gan energo atkarības mazināšanu, gan vēsturisko enerģiju ģenerējošo tehnoloģiju aizstāšanu, noslēdzoties to kalpošanas laikam.

Potenciāls AER un AES tīkla hibrīda modelis, 26. attēls



Avots: World Energy Council, World Energy Scenarios 2019, 2020

AER plašāka izmantošana ir viena no galvenajām ES enerģētikas politikas prioritātēm. Nākamajos gados ir prognozēts straujš vēja un saules spēkstaciju pieaugums ES, turpinot pašreizējo tendenci. Vienlaikus 2021./2022. gadā materiālu izmaksas, kurām līdz šim bija tendence samazināties, piedzīvoja būtisku kāpumu – līdz 2022. gada martam saules PV moduļu ražošanā plaši izmantotā polisilīcija cena pieauga vairāk nekā četras reizes. Arī vara, tērauda un alumīnija cenas palielinājās, un tas pats attiecās uz kravas pārvadājumu izmaksām. Savukārt HES tehnoloģiju potenciāls šobrīd ir sasniedzis savu briedumu un nav paredzēta tā strauja turpmāka attīstība. Nākotnē ES varētu sagaidīt tradicionālās biomasas – īpaši cietā kurināmā – turpmāku aizstāšanu ar modernām alternatīvām, kas iegūta no kokapstrādes, mežsaimniecības un lauksaimniecības atkritumiem un cietajiem atkritumiem, kā arī ar citu tehnoloģisku risinājumu (piemēram, siltumsūkņu) plašāku pielietojumu. Kopējais pieprasījums pēc biomasas ir ievērojami lielāks nekā Eiropā iespējams saražot, neapdraudot izvirzītos klimata pārmaiņu un SEG emisiju samazināšanas mērķus. Augstākā biomasas pievienotā vērtība šobrīd saistās ar tās izmantošanu kā ražošanas materiālu.

Vislielākā viedokļu atšķirība ir vērojama attiecībā tā saucamo bāzes jaudu nodrošināšanas tehnoloģijām. Līdz šim galvenās tehnoloģijas, kas nodrošināja bāzes jaudas enerģijas ģenerācijā bija ogļu, dabasgāzes un kodolenerģijas spēkstacijas. Ogļu spēkstaciju skaits ātri samazinās, ko veicina gan CO₂ emisiju kvotu strauji augošās cenas, gan attiecīgo staciju vecums, gan kopējā valstu politiskā nostāja. Ar dažiem izņēmumiem (piemēram, Polijā ir ļoti spēcīga ogļu industrija, līdz ar to arī lielāka interese turpināt izmantot ogles enerģijas ģenerēšanai, vienlaikus padarot šo procesu klimatam draudzīgāku, minimizējot izmešu daudzumu) ES valstis plāno pilnībā atteikties no ogļu izmantošanas elektroenerģijas ražošanā. Vienlaikus, 2022. gada enerģētiskā krīze un būtisks energoresursu deficīts ir piespiedis ES gan atlikt vairākas aizvēršanai paredzētas ogļu termoelektrostacijas, gan pat atgriezt darbībā jau apstādīnātas TEC. Vairākas valstis (Vācija, Nīderlande, Austrija, Francija), gatavo savas ar oglēm darbināmas elektrostacijas ārkārtas enerģētikas krīzes gadījumā. Šī tendence ir vērojama kā īstermiņa krīzes situācijas vadības pasākums. Pasaulē analītikas institūtu scenārijos izvērtētās fosilo energoresursu elektrostaciju pakāpeniskas likvidācijas iespējas un šo jaudu aizstāšana (papildus AER tehnoloģijām) lielākoties tiek balstītas uz dabasgāzes, kodolenerģijas un ūdeņraža tehnoloģiju kombināciju.

Dabasgāze TEC un kodolenerģija stacijas ir vērtējamas kā pārejas tehnoloģijas ar minimālo ietekmi uz

klimatu. Saskaņā ar ES “Gatavs mērķrādītājam 55” iniciatīvu, šo tehnoloģiju spēkstacijas ir atļauts ieviest ekspluatācijā līdz 2035. gadam. Dabasgāzi un kodolenerģiju izmantojošās spēkstacijas spēlē būtisku lomu bāzes jaudu nodrošināšanā. Atbilstoši analītikas institūtu prognozēm, pieprasījums pēc dabasgāzes tuvākajā desmitgadē augs (aizvietojot pieprasījumu pēc oglēm), un vēlāk pētīna apjoms sāks lēni samazināties, bet arī līdz 2050. gadam pilnīga atteikšanās no dabasgāzes, ekspertu prāt, nav iespējama. Piedzīvojot dabasgāzes piegāžu dramatiskus pārrāvumus no Krievijas 2022. gada vasarā, ES valstis pieņem steidzamus lēmumus attiecībā uz dabasgāzes piegāžu ceļu un avotu diversifikāciju, t.sk. lielāku uzmanību pievēršot SDG termināļu infrastruktūrai, tādejādi mazinot iespēju dabasgāzi izmantot kā politiskā spiediena instrumentu. 2021. gadā 70% no SDG piegādēm ES tika iegūti ASV, Katārā un Krievijā. ASV kļuva par Eiropas lielāko SDG avotu 2021. gadā, veidojot 26% no visas ES dalībvalstu un Apvienotās Karalistes importētās SDG, kam seko Katara ar 24% un Krievija ar 20%. Pie augstām dabasgāzes cenām ES ir iespēja pārvilināt daļu no dabasgāzes piegādēm no Āzijas tirgiem.

ES dalībvalstīm ir dažāda attieksme pret kodolenerģiju, bet ES kopējās AES jaudas plānojas samazināties. Piedzīvojot dabasgāzes pieejamības un ģenerējošo jaudu deficīta krīzi 2022. gadā, kodolenerģijas nākotnei parādījās jaunās perspektīvas. Francija, kas ir ES valsts ar vislielāko AES uzstādīto jaudu, vēsturiski ir eksportējusi ap 100 TWh elektroenerģijas gadā uz kaimiņvalstīm, bet šobrīd dēļ AES vecuma tā ir pārvērsusies par elektroenerģijas importētājvalsti. Tas rada būtiskas izmaiņas gan Centrāleiropas elektroenerģijas tirgū, gan nosaka nepieciešamību pēc turpmākās ģenerācijas attīstības lēmumiem. Kā perspektīvas tiek uzskatītas mazas jaudas AES dēļ to ātrāka un vieglāka izbūves procesa (salīdzinot ar lielas jaudas spēkstacijām) un lielākas elastības.

Par vienu no perspektīvākajām tehnoloģijām ES tiek uzskatīts zaļš ūdeņradis. Ūdeņradim ir iespējams izmantot jau esošo dabasgāzes infrastruktūru, to piejaucot dabasgāzei vai pilnībā aizstājot (pie pilnīgas dabasgāzes aizstāšanas ir nepieciešami ievērojami infrastruktūras un iekārtu pielāgojumi). Ūdeņradi ir viegli glabāt un pārvietot, tam ir augsta enerģijas intensitāte, kas ir īpaši būtisks energoietilpīgajām nozarēm. Ūdeņraža ražošana ir pievilcīga enerģijas pārpalikumu brīžos, kad AER izmantojamās tehnoloģijas vai AES ģenerē vairāk enerģijas, nekā tirgus konkrētajā brīdī pieprasa. Un tā izmantošana ir komerciāli izdevīga, kad AER nav pieejami vai mazāk elastīgās nozarēs, kurās ir nepieciešama stabila enerģijas ģenerācija.

LATVIJAS ENERĢĒTIKAS SEKTORA NĀKOTNE

LATVIJAS ENERĢĒTIKAS SEKTORA RAKSTUROJUMS

Latvijā enerģijas patēriņa portfelis galvenokārt sastāv no AER (42%), naftas produktiem (32%) un dabasgāzes (21%). Desmit gadu laikā nav novērotas būtiskas izmaiņas energoresursu galapatēriņā. Lielākie energoresursu patērētāji pērn bija māsaimniecības, kas patērēja 48,2 petadžoulus (PJ) (28,9 % no galapatēriņa), transports (47,1 PJ jeb 28,2 %) un rūpniecība (39,4 PJ jeb 23,6 %). Salīdzinot ar 2019. gadu, pērn energoresursu galapatēriņa pieaugums ir vērojams koksnes, koka izstrādājumu ražošanā (par 2,8 %), savukārt energoresursu patēriņa samazinājums par 2,5 % novērots pārējiem patērētājiem. Covid-19 noteikto ierobežojumu dēļ pasažieru un arī kravas pārvadājumos ievērojamāks energoresursu galapatēriņa samazinājums bija transportā – par 6,9 PJ jeb 12,8 %.

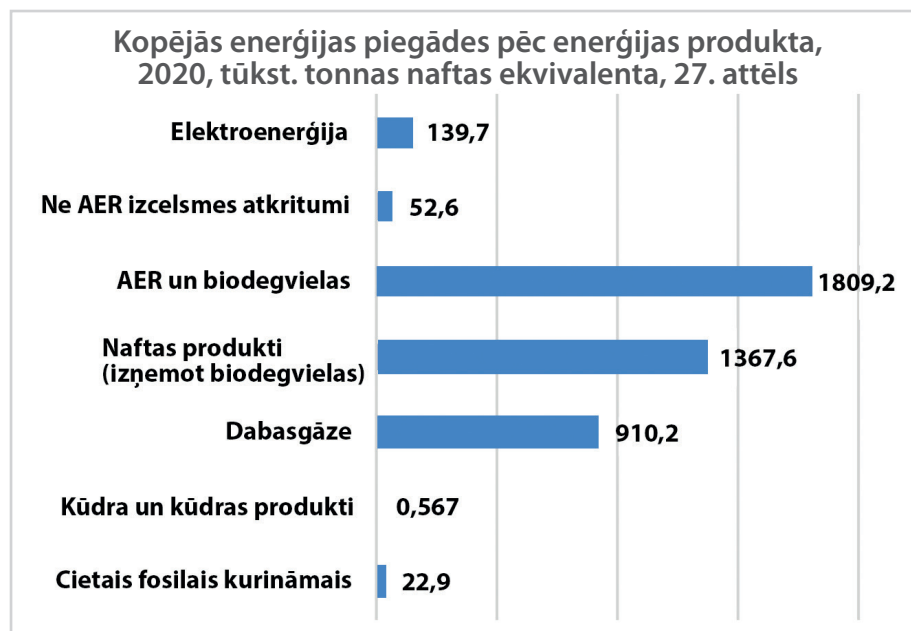
Latvijā elektroenerģijas ražošanas portfelis (2021.gads) galvenokārt sastāv no Daugavas HES (46,7%) un TEC (34,3%), kā arī mazākos apjomos biomasas (6,5%), biogāzes (4,7%), mazās koģenerācijas (4%), vēja enerģijas (2,5%), mazajiem HES (1,2%) un saules enerģijas (0,04%).

Gada griezumā ģenerācijas iespējas nav vienmērīgas. Pāļu laikā Latvija elektroenerģiju eksportē, vienlaikus sausajos gada mēnešos vietējā ģenerācija spēj nodrošināt mazāk kā 30% no valstī patērētās elektroenerģijas.

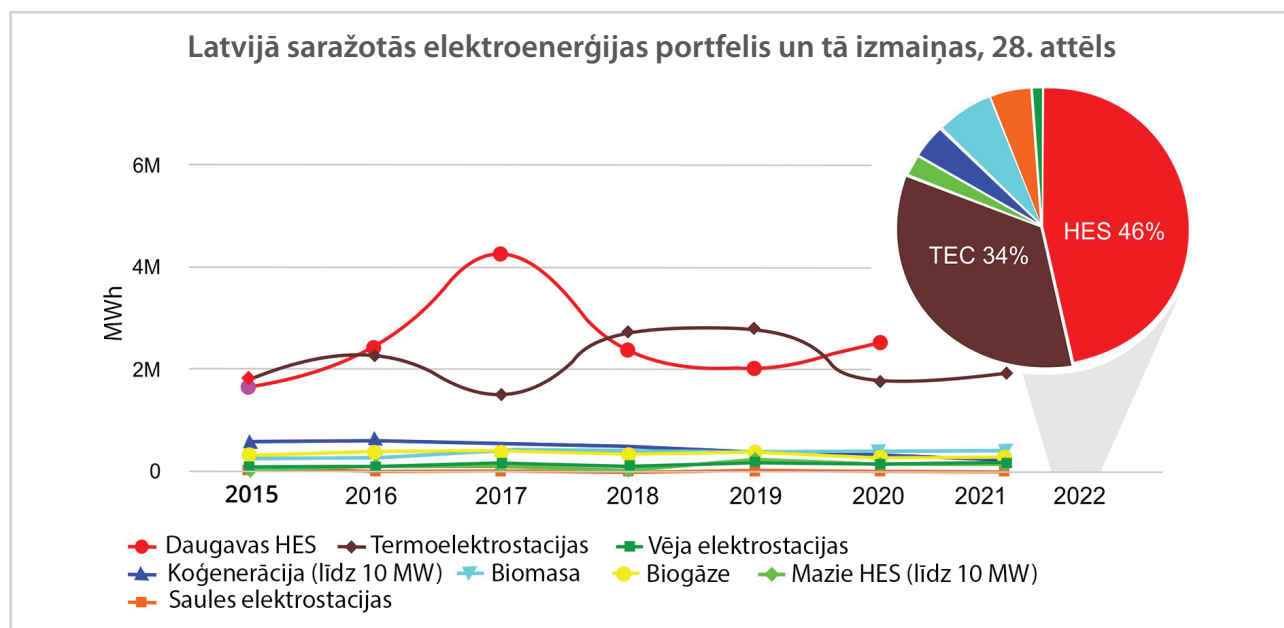
2021. gadā Latvijā saražotas 5 609 592 MWh elektroenerģijas,

savukārt Latvijas elektroenerģijas patēriņš veidoja 7 382 226 MWh gadā. Attiecīgi, patēriņš ar vietējo ģenerāciju tika nosegts 75,9% apmērā, veidojot 1 772 634 MWh iztrūkumu, kas importēts no kaimiņvalstīm. Tikai vienu reizi – 2017.gadā, pateicoties elektroenerģijas ģenerācijai labvēlīgiem meteoroloģiskajiem apstākļiem vēsturiski tika novērota Latvijā saražotās elektroenerģijas pozitīvā neto bilance.

Analizējot 2021.gada tendences, Daugavas hidroelektrostacijās vērojams neliels ražošanas pieaugums par 4,2%, lielajās koģenerācijas stacijās - par 10,7% pret 2020. gadu, savukārt pārējos būtiskajos ražošanas veidos ir kritums: vēja elektrostacijās saražots par 20% mazāk, mazo koģenerācijas staciju devumā turpinās pēdējos piecus gadus vērojamā stabilā lejupslīde ar 26,9% kritu-



Eurostat, 2022 <https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/ten00122/default/table?lang=en>



AS "Augstsprieguma tīkls", 2022. <https://ast.lv/lv/electricity-market-review?year=2021&month=13>

mu 2021. gadā, ar biomasu saražots par 6,6% mazāk, ar biogāzi - par 15,3% mazāk, bet mazajās hidroelektrostacijās saražotā apjoms ir samazinājies par 1,6%.

2021. gadā par 18,3% pieaudzis elektroenerģijas imports no trešajām valstīm uz Baltiju - importētas 4 671 229 MWh elektroenerģijas, pērn imports no trešajām valstīm bijis iespējams vienīgi caur Latvijas - Krievijas starpsavienojumu. Kopš 2022. gada 22. maija saistībā ar Krievijas iebrukuma Ukrainā noteikto sankciju dēļ vairs nav iespējams elektroenerģijas imports no Krievijas, tādējādi par 21% ir pieaudzis imports no Eiropas Savienības valstīm, sasniedzot 1 064 511 MWh - Polija uz Baltiju eksportējusi 97 655 MWh jeb par 27% vairāk nekā maijā, savukārt imports no Zviedrijas un Somijas pieaudzis par 21%, sasniedzot attiecīgi 419 491 un 547 365 MWh elektroenerģijas.

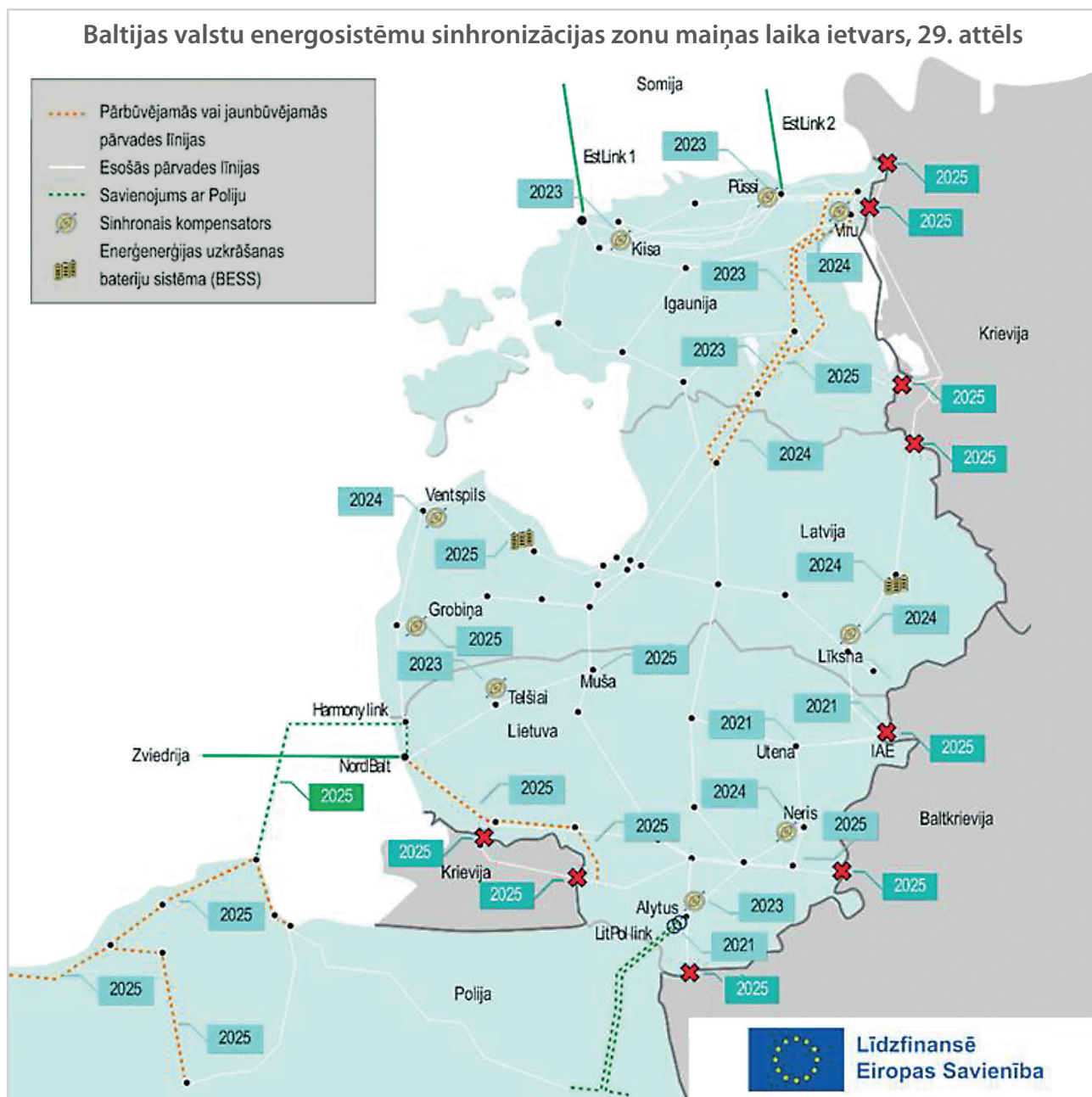
Attiecībā uz elektroenerģijas patēriņa tendencēm, piecu

gadu laikā energoresursu patēriņš rūpniecībā pieauga par 5,6 PJ jeb 16,3 %, un salīdzinājumā ar 2019. gadu palielinājies par 1,3 PJ jeb 3,3 %, 2020. gadā veidojot 39,6 PJ. Lielākais energoresursu patēriņš 2020. gadā bija koksnes, koka, korķu izstrādājumu ražošanas nozarē – 21,2 PJ jeb 53,7 % no energoresursu galapatēriņa rūpniecībā. Pēdējo piecu gadu laikā naftas produktu patēriņš rūpniecībā palielinājies par 9,3 %. Energoresursu gala patēriņš ieguves rūpniecībā un karjeru izstrādē 2020. gadā bija 0,7 PJ, kas ir par 75 % vairāk nekā 2019. gadā (0,4 PJ).⁵⁶

ELEKTROENERĢIJAS INFRASTRUKTŪRA

Latvija ir savienota ar četriem maņstrāvas pārvades starpsavienojumiem ar Lietuvu, diviem ar Igauniju un

Baltijas valstu energosistēmu sinhronizācijas zonu maiņas laika ietvars, 29. attēls



⁵⁶ Oficiālās statistikas portāls, 2022. <https://stat.gov.lv/lv/statistikas-temas/noz/energetika/preses-relizes/7129-energoresursu-paterins-latvija-2020-gada>

vienu ar Krieviju. Igaunijai un Lietuvai arī ir vairāki maiņstrāvas starpsavienojumi ar Krieviju un Baltkrieviju. Baltijas valstis (Igaunija) ir savienotas ar diviem līdzstrāvas starpsavienojumiem ar Somiju, vienu (Lietuva) ar Zviedrijas dienvidiem un vienu (Lietuva) ar Poliju, kas ļauj notikt elektroenerģijas tirdzniecībai. Visa reģionā saražotās elektroenerģijas tirdzniecība notiek NordPool biržā. Attiecīgo starpsavienojumu pārrobežu kapacitāte ietekmē cenu atšķirības reģionos.

Baltijas valstis vēsturiski ir strādājušas un arī patlaban strādā sinhroni ar Krievijas un Baltkrievijas elektroenerģijas sistēmām. Šobrīd notiek darbs pie desinhronizācijas projekta no Krievijas pārvaldītā IPS/UPS tīkla, paredzot sinhronu darbu ar kontinentālo Eiropu uzsākt 2025. gadā. Sinhronizācijas projekta mērķis ir uzsākt Baltijas elektroenerģijas sistēmas sinhronu darbu ar Eiropu un mazināt atkarību no ārpus ES pieņemtajiem lēmumiem. Tas palielinās Baltijas spēju pastāvīgi pārvaldīt savu elektroenerģijas sistēmu, nodrošinot balansu starp ražošanu un patēriņu, pārvaldīt nepieciešamās drošuma rezerves, kā arī regulēt elektroenerģijas plūsmas un frekvenci bez ārpus Eiropas Savienības esošo valstu iesaistes. Būtiskākais ieguvums ir drošība, jo sinhronizācijas rezultātā Baltijas elektroenerģijas pārvades sistēma kļūs par daļu no Eiropas sistēmas, kas nozīmē būtisku neatkarību no Krievijas. Projekti, kurus nepieciešams realizēt līdz Baltijas elektrotīklu sinhronizācijai ar Eiropu ir atspoguļoti 29. attēlā.⁵⁷

Vienlaikus sinhronizācijas projekts palielina vajadzību pēc vietējās ģenerācijas, jo Baltijas valstīm būs jāspēj nodrošināt gan nebalansa kompensēšanu, gan stabilu tīkla darbību. 2025.gads ir ļoti ambiciozs termiņš, līdz tam laikam Latvijai ir jāveic šādi priekšdarbi: Valmier-Taru un Valmiera-Tsirguliina elektropārvades līniju rekonstrukcijas projekti, 3 sinhrono kompensatoru uzstādīšana Latvijā un divu uzkrājošo enerģijas sistēmu bateriju uzstādīšana u.c.

Viens no svarīgiem uzdevumiem sinhronizācijas sagatavošanas procesā ir Latvijas elektroenerģijas sistēmas primārā frekvences regulēšana un frekvences regulēšanas sistēmas sakārtošana atbilstoši kontinentālās Eiropas elektroenerģijas sistēmas prasībām, jo šobrīd frekvences regulēšanu nodrošina Krievijas apvienotā elektroenerģijas sistēma. Šo funkciju AS "Augstsprieguma tīkls" (AST) plāno nodrošināt ar jauno uzkrājošo bateriju uzstādīšanu (BESS – Battery Energy Storage System) 80MW/160MWh apmērā, jo ar esošām elektrostacijām (AS "Latvenergo" HES un TEC) to nevar nodrošināt dēļ elektrostaciju sezonālās rakstura, kā arī ar esošām elektrostacijām, tas

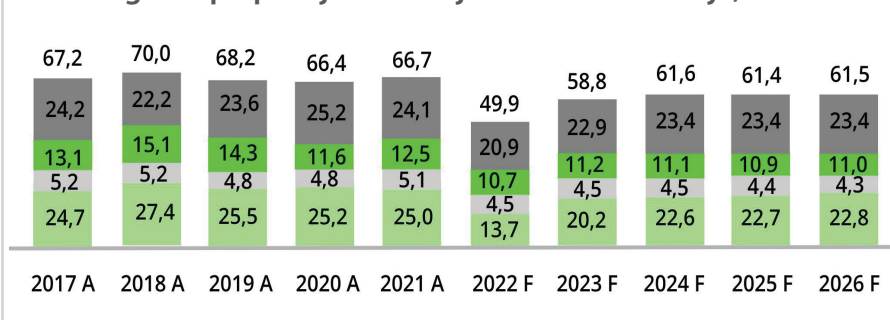
atstātu ievērojāmu ietekmi uz elektropārvades tarifu un elektroenerģijas cenu. Papildus tam, ir nepieciešams izveidot un modernizēt elektroenerģijas sistēmas vadības un kontroles sistēmu un elektropārvades tīkla televadības sistēmu, uzstādot visos svarīgajos objektos jaudas kontroles un vadības iekārtas, īstenojot tālvadības operēšanas iekārtas svarīgās apakšstacijās un elektrostacijās, kā arī jāmodernizē, atbilstoši kontinentālās Eiropas prasībām jāpildinveido pārvades sistēmas operatoru (PSO) SCADA sistēmu (*Supervisory control and data acquisition*) ar sistēmas frekvences vadības rīkiem.

Runājot par inerces pakalpojumu, tas nepieciešams lai nodrošināt stabilu elektroenerģijas sistēmas darbu sinhronizācijas režīmā, un Baltijas valstu PSO kopumā jānodrošina 17 100 MWs inerces apjoms 24 stundas diennaktī, attiecīgi Latvijai proporcionāli jānodrošina 5700 MWs inerces. Šo pakalpojumu nodrošināšanai, Latvijā ir paredzēts uzstādīt trīs stacionāros sinhronos kompensatorus. Savukārt frekvences regulēšanai nepieciešams uzstādīt 80MW/160MWh BESS, sadalot to divās daļās 60MW/120MWh un 20MW/40MWh drošuma kritēriju nodrošināšanai.

DABASGĀZES JOMAS APSKATS

Dabaszgāzes tirgus atvēršana Latvijā notika 2017.gadā, nodalot dabaszgāzes pārvades un uzglabāšanas infrastruktūru no tirdzniecības un ieguves. 2020.gada 1.janvārī darbību uzsāka vienotais dabaszgāzes tirgus, kurā apvienojas gāzes pārvades sistēmu operatori Somijā, Latvijā un Igaunijā. Šāds reģionālais modelis uzlabo tirgus likviditāti un paaugstina tā pievilcīgumu tirgus dalībniekiem, jo katras atsevišķa Baltijas valsts nevar nodrošināt pietiekamu piegādātāju interesi par tirgu. Dabaszgāzes patēriņam reģionā ir vērojama neliela lejupslidošā tendence, ko ir ietekmējuši galvenokārt metroloģiskie apstākļi, elektro-

Dabaszgāzes pieprasījums Baltijas valstīs un Somijā, 30. attēls



Avots: AS "Conexus Baltic Grid", 2022. <http://www.conexus.lv>

Dabaszgāzes Dutch TTF Gas Futures cenām prognozē, 3. tabula

Periods	Ziema 2022	Vasara 2023	Ziema 2023	Vasara 2024	Ziema 2024	Vasara 2025
Cena (EUR/MWh)	190,500	142,540	127,800	83,550	79,805	50,500

Avots: The ICE, 2022.

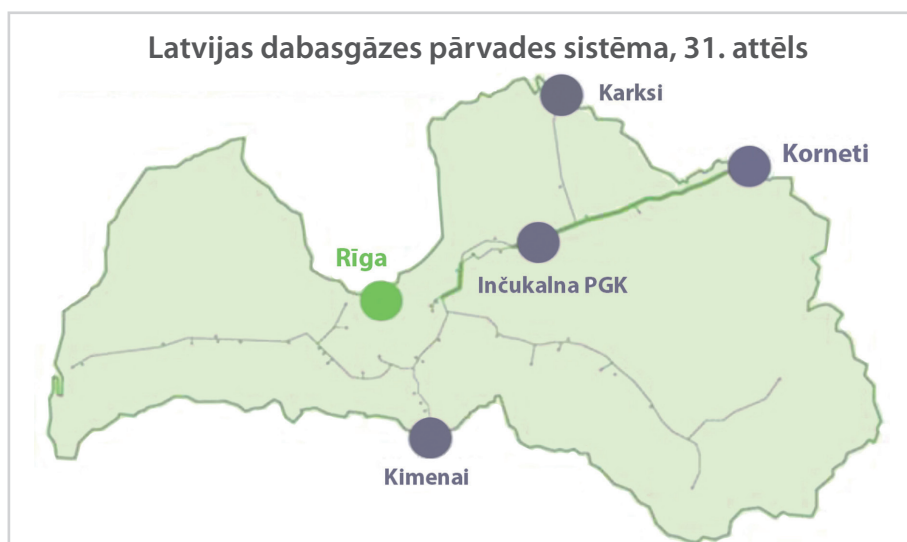
<https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5460494&span=3>

⁵⁷ AS Augstsprieguma tīkls, 2022. <https://ast.lv/lv/projects/sinhronizacija-ar-eiropu>

enerģijas cena NordPool biržā un kopējā virzība uz CO₂ izmešu samazinājumu.

Enerģētikas nozares analītiķi ir ļoti piesardzīgi attiecībā uz prognožu sniegšanu dabasgāzes cenās tendencēm pasaules enerģijas tirgus nestabilitātes dēļ. The ICE pasaules biržu cenu un analītikas portāla prognozes dabasgāzes Dutch TTF Gas Futures cenām prognozē augstāku cenu 2022./2023.ziemas sezonai un tālāk pakāpenisku cenu lejupslīdi.

Fitch Solutions paredz, ka Henry Hub piedāvātās cenas 2030. un 2031.gadā nostiprināsies pie \$4.5/mcf atzīmes. Analītiķi prognozē, ka sākot ar 2025.gadu un uz ilgāku termiņu Henry Hub cena varētu būt 2,50 USD/mcf, bet Nīderlandes TTF — USD 5/ mcf, atspoguļojot gan pieprasījuma izmaiņas, gan ražošanas robežizmaksas.



Avots: AS "Conexus Baltic Grid", 2022. <https://www.conexus.lv/latvijas-gazes-parvades-sistema>

ASV Enerģētikas Informācijas Administrācija (Energy Information Administration) prognozē, ka ASV dabasgāzes cena 2040. gadā varētu būt USD 5,72/MMBtu, pieaugot līdz 6,91 ASV dolāri par miljoniem britu termis-

Baltijas valstu dabasgāzes reģionālā tirgus infrastruktūra, 32. attēls



Avots: ENTSO-G, 2022, https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf

⁵⁸ AS Conexus Baltic Grid, 2022. www.conexus.lv

⁵⁹ The ICE, 2022. <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Gas-Futures/data?marketId=5460494&span=3>

Tehniski iespējamās tranzīta plūsmas 4. tabula

Somija	No Krievijas uz Igauniju (<i>Balticconnector</i>)
Igaunija	No Krievijas caur Igauniju uz Somiju (<i>Balticconnector</i>) vai Latviju
Latvija	No Krievijas caur Latviju uz Igauniju vai Lietuvu; no Lietuvas uz Igauniju un no Igaunijas uz Lietuvu
Lietuva	No Baltkrievijas caur Lietuvu uz Latviju un no Baltkrievijas uz Krieviju (Kaļiņingradu), no Polijas caur Lietuvu uz Latviju

Avots: ENT50-G, 2022, https://www.entsog.eu/sites/default/files/2021-11/ENTSOG_CAP_2021_A0_1189x841_FULL_066_FLAT.pdf

kajām vienībām (USD/MMBtu) 2050. gadā. Prognožu vietne *Wallet Investor* paziņoja paredzamo dabasgāzes mērķa cenu 9,320 USD/MMBtu nākamajiem 12 mēnešiem, uzskatot, ka piecu gadu laikā šis rādītājs pieaugs līdz USD 13,026/MMBtu.

Elektrotīklu starpsavienojumi ar Skandināvijas reģionu ir palielinājuši konkurenci elektroenerģijas ģenerācijas tirgū, kas no elektroenerģijas ražotājiem prasa lielāku elastīgumu, ko spēj un var piedāvāt termoelektrostacijas, kurās par kurināmo tiek izmantota dabasgāze. Skandināvijas elektroenerģijas tirgus netieši, bet būtiski ietekmēs dabasgāzes tirgu Baltijā, kā rezultātā palielināsies pieprasījums pēc dabasgāzes elastīguma un uzglabāšanas iespējām.

Latvijas dabasgāzes pārvades sistēmā ieejas fiziskās plūsmas tiek nodrošinātas no Krievijas (ieejas punkts Korneti), Lietuvas (ieejas punkts Kiemenai) un no Inčukalna PGK dabasgāzes izņemšanas (ziemas) sezonas laikā (ieejas punkts Inčukalna PGK).

Reģionālā tirgus vienotie pārvades tarifi un iekšējo komerciālo robežu atcelšana tirgotājiem būtiski atvieglo administratīvo slogu, kā arī nodrošina caurskatāmu un vienkāršu tarifu sistēmu, kas ilgtermiņā pozitīvi atsauksies uz dabasgāzes infrastruktūras izmantošanu. Ienākumi, kas uģūti uz ārējām vienotā tirgus zonas ārējām robežām, tiek sadalīti starp trīs valstīm, kas apliecina visu vienotā tirgus dalībvalstu kopīgo mērķi stiprināt enerģētisko drošību reģionā.

Baltijas valstu dabasgāzes apgādei pieejami: gāzesvadi no Krievijas, Klaipēdas SDG terminālis, GIPL starpsavienojums un IPGK, kas kalpo kā ieejas punkts iepriekš iesūknētajai gāzei.

Caur trīs ieejas un izejas punktiem — Korneti, Kiemenai un Karksi — AS „Conexus Baltic Grid” dabasgāzes tirgotājiem sniedz iespēju tranzītā šķērsot Latvijas teritoriju, lai tirgotu dabasgāzi gāzes tirgos Baltijas jūras reģionā vai uzglabātu to IPGK.⁶⁰

2021. gadā kopējais Latvijā pārvadītās gāzes apjoms sasniedza 39,3 TWh, kas salīdzinājumā ar gadu iepriekš ir palielinājies par 5%. 2020. gada sākumā atklātais Igaunijas un Somijas starpsavienojums *Balticconnector* ir pozitīvi ietekmējis kopējo pārvadīto plūsmu apjomus, 2021.gadā dodot iespēju piegādāt dabasgāzi Somijas

lietotājiem, izmantojot arī IPGK sniegtos pakalpojumus. Pārva-
dītās gāzes apjoms starpsavie-
nojumā *Balticconnector* Somijas
virzienā ir 6,3 TWh apmērā un
sastāda aptuveni vienu trešdaļu
no Somijas kopējā dabasgāzes
patēriņa.

Tomēr, salīdzinot ar 2020.
gadu, šis apjoms ir samazi-
nājies, kas saistīts ar Somijas
iekšzemes patēriņa samazinā-
šanos augsto dabasgāzes cenu
dēļ. 2021. gadā tika novērots
saņemtā dabasgāzes daudzuma

no Lietuvas samazinājums par 78%, sasniedzot vien 1,7 TWh. Savukārt pārvadīto plūsmu apjoms Lietu-
vas virzienā pārskata periodā palielinājās 1,8 reizes
un sasniedza 3 TWh. Šis apjoma palielinājums bija
vērojams gada pirmajā ceturksnī, kad, saskaņā ar Klai-
pēdas SDG termināļa publicēto kuģu piegāžu grafiku,
janvāra beigās tika atcelta viena gāzes piegāde un ne-
pieciešamais gāzes apjoms tika nodrošināts, izmanto-
jot IPGK noglabāto dabasgāzi.

IPGK var uzskatīt par maģistrālo gāzes vadu krusto-
jumu starp Ziemeļeiropu, Krieviju, Poliju un Rietumei-
ropu, kas savieno dabasgāzes tirgotājus ar klientiem Bal-
tijas jūras reģionā.

Pēc gāzes tirgus atvēršanas IPGK piepildījums sāka
reaģēt uz tirgus vēlmēm. 34.attēlā var redzēt, ka maksi-
mālais krātuves piepildījums samazinājās salīdzinājumā
pret vēsturiskajiem apjomiem. Tas ir saistīts ar alterna-
tīvā dabasgāzes ceļa pieejamību (Klaipēdas LNG termi-
nālis) un mazāku cenas starpību starp vasaras un ziemas
sezonu vairākos gados, kas mazina tirgotāju motivāciju
izmantot dabasgāzes glabāšanas pakalpojumus, tādejādi
ietaupot šo glabāšanas izmaksu pozīciju.

Uz 2022.gada 1.augustu IPGK piepildījums ir 53,3% jeb
11,62 TWh, kas atbilst 94,2% no Latvijas gada dabasgāzes
patēriņa.⁶¹ Saskaņā ar Pārvades sistēmas operatora ziņoju-
mā ietvertā 2022./2023. gada scenārija aprēķiniem prog-
nozētais IPGK piepildījums ir prognozēts 59% apmērā.⁶²
Vienlaikus jāpiebilst, ka IPGK pakalpojumus aktīvi izman-
to citu valstu dabasgāzes tirgotāji, un informācija par to,
cik no šī gāzes apjoma ir paredzēts tieši Latvijas lietotājiem,
ir konfidenciāla un nav publiski pieejama. Tāpat, daļa no
Latvijas vajadzībām iegādātās dabasgāzes ir nepieciešama
drošības risku mazināšanai un nav pieejama tirgus vaju-
dzībām. 2022.gada vasaras sākumā AS “Latvenergo” valsts
uzdevumā ir iegādājusies 2 TWh gāzes, lai gadījumā iestā-
sies ārkārtas desinhronizācija no Krievijas elektrosistēmas,
Latvija spētu nodrošināt elektrosistēmas stabilitāti, darbi-
not TEC.

Runājot par dabasgāzes krātuvēm Eiropā kopumā, uz
2022.gada 1.augustu ES krātuves ir piepildītas uz 69%,
kas atbilst aptuveni 18,4% no dabasgāzes patēriņa. Lī-
dzīgs dabasgāzes apjoms krātuvēs bija arī iepriekšējā gadā.

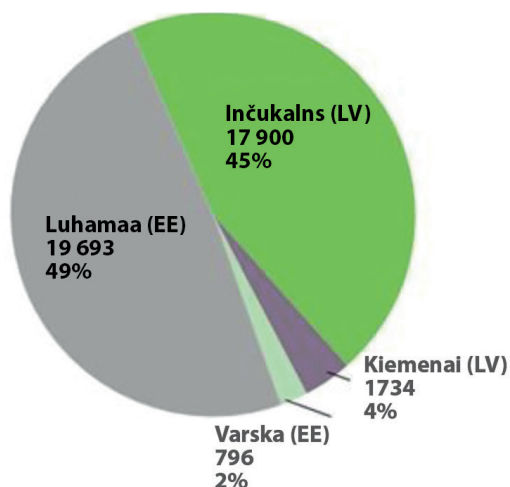
⁶¹ AGSI, 2022. <https://agsi.gje.eu/graphs/LV>

⁶² AS “Conexus Baltic Grid”, 2022. https://www.conexus.lv/uploads/filedir/Zinojumi/PSO_zinojums_2022_LV.pdf

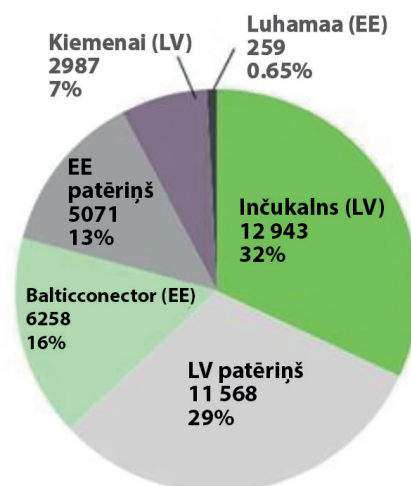
⁶⁰ AS Conexus Baltic Grid, 2022. https://www.conexus.lv/uploads/filedir/Zinojumi/PSO_zinojums_2022_LV.pdf

Baltijas valstu dabasgāzes sistēmas ieejas un izejas punkti, 33. attēls

Ieejas punkti



Izejas punkti



Avots: AS "Conexus Baltic Grid", 2022. https://www.conexus.lv/uploads/filedir/Zinojumi/PSO_zinojums_2022_LV.pdf

Vienlaikus jāpiebilst, ka 2022./2023.gada apkures sezona ir īpatnēja ar augstiem dabasgāzes apgādes neiespējamības riskiem, izmantojot cauruļvadus no Krievijas, līdz ar to krātuvēs iesūknētās gāzes apjomam ir lielāka nozīme.

Reģionālā tirgus darbību un attīstību tuvākajā nākotnē ietekmēs šādi notikumi:

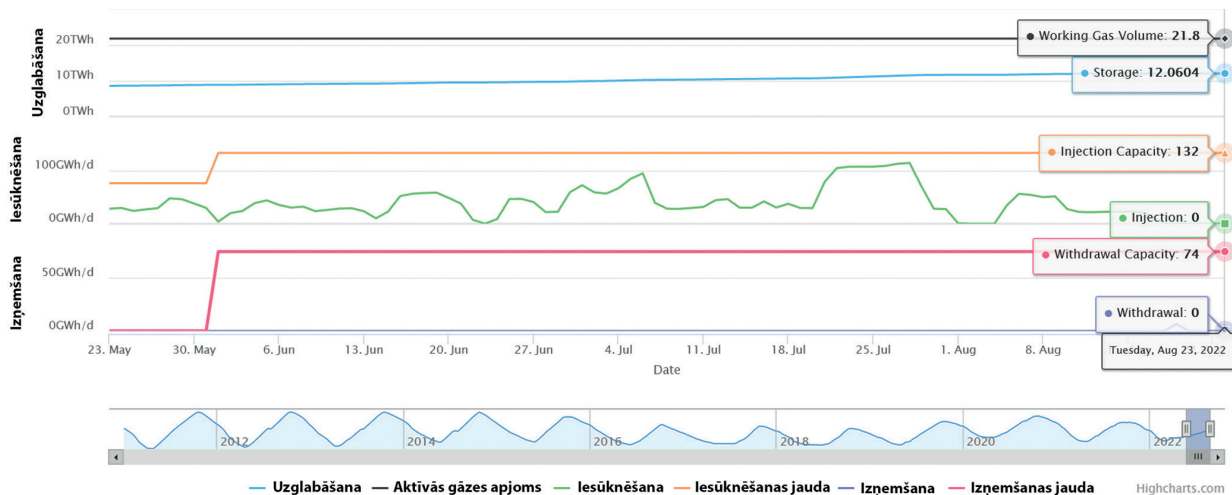
- Igaunijas un Latvijas starpsavienojuma uzlabošana ļauj palielināt dabasgāzes plūsmas apjomu, kā arī organizēt dabasgāzes piegādes virzienā no Igaunijas uz Latviju, kas ir svarīgi, lai nodrošinātu dabasgāzes plūsmas vienotajā Baltijas dabasgāzes tirgū un ļautu Igaunijas un Somijas tirgus dalībniekiem veikt dabasgāzes uzglabāšanu IPGK. Starpsavienojuma plānoto tehnisko ieejas un izejas jaudu – 105 GWh/dienā - būtiski ietekmēs Latvijas un Lietuvas starpsavienojuma uzlabošanas projekta realizēšana, kuru plānots pabeigt līdz 12.2023. Starpsavienojuma uzlabošanas darbi Igaunijas pusē ir pabeigti 2021. gadā, bet Latvijas pusē, ņemot vērā Latvi-

jas un Lietuvas starpsavienojuma uzlabošanas projekta gala datumu, plāno pabeigt 2024. gadā;

- Polijas un Lietuvas starpsavienojums (GIPL). 2021. gada beigās tika pabeigta GIPL gāzesvada būvniecība un starpsavienojums uzsāka darbību 2022. gada 1. maijā. GIPL savieno Lietuvas un Polijas dabasgāzes pārvades sistēmas, tādējādi nodrošinot Austrumbaltijas dabasgāzes pārvades sistēmu savienošānu ar Centrāleiropas dabasgāzes pārvades tīklu. GIPL funkcionē kā alternatīvs dabasgāzes piegādes avots Austrumbaltijas reģionam, kas palielina dabasgāzes apgādes drošumu reģionā un ļauj reģionu integrēt Eiropas Savienības dabasgāzes pārvades tīklā. Projekta ietvaros izbūvēto infrastruktūru pilnā apmērā plānots nodot ekspluatācijā 2022. gada oktobrī. Plānotā jauda virzienā uz Lietuvu – 74 GWh dienā, savukārt virzienā uz Poliju – 58 GWh dienā;

- Inčukalna pazemes gāzes krātuves uzlabošana. Inčukalna PGK ir vienīgā Baltijas valstu reģionā pazemes dabasgāzes

IPGK piepildījums, 34. attēls



Avots: AGSI, 2022. <https://agsi.gie.eu/graphs/LV>

krātuve, kas nodrošina reģionu ar stabilām dabasgāzes piegādēm ziemas periodā. Projekts paredz trīs galveno aktivitāšu īstenošanu: virszemes iekārtu uzlabošana, gāzes urbumu atjaunošana un gāzes pārsūknešanas iekārtu darbības uzlabošana. Projekta rezultātā tiks ievērojami samazināta atkarība starp izņemšanai pieejamo jaudu un dabasgāzes krājumiem krātuvē, kas būtiski uzlabos dabasgāzes apgādes drošumu, kā arī krātuves darbības efektivitāti, kas ir jo īpaši svarīgi vienotā Baltijas - Somijas dabasgāzes tirgus optimālas un maksimāli efektīvas darbības nodrošināšanai. Papildus iepriekš minētajam projekta realizācija īsteno papildu vides aizsardzības pasākumus, samazinot CO₂, NO_x un citu emisiju apjomu. Projekta realizācijas termiņš ir 12. 2025.;

- Latvijas un Lietuvas starpsavienojuma uzlabošana. Starpsavienojuma jaudas palielināšana ļaus nodrošināt lielāku dabasgāzes apjomu apmaiņu ne vien starp Latviju un Lietuvu, bet arī nodrošinās pietiekamu jaudu Latvijas pārvades sistēmā papildu dabasgāzes plūsmām līdz ar reģionālā dabasgāzes tirgus izveidošanu. Projekta mērķis ir veikt gāzes pārvades atsevišķu objektu pārbūves darbus, cauruļvadu diagnosticēšanas darbus un remontdarbus, lai sagatavotu sistēmu spiediena paaugstināšanai, kas vienlaicīgi ļaus palielināt minētā starpsavienojuma jaudu virzienā no Latvijas uz Lietuvu līdz 119,5 GWh dienā, bet virzienā no Lietuvas uz Latviju līdz 130,47 GWh dienā. Projektu ir plānots pabeigt 2023. gada decembrī;

- Igaunijas/ Somijas SDG termināļa būvniecība;
- Latvijas SDG termināļa būvniecība;
- Lietuvas SDG termināļa operators "Klaipedos Nafta" iegādāsies FSRU *Independence* no *Hoegh LNG* un kļūs par īpašnieku vēlākais līdz 2024. gada decembra beigām. 2022. gada 11. maijā lēmumu, ka kuģis no 2025. gada būs zem Lietuvas karoga pieņēma Lietuvas valdība;
- Paredzēts, ka gāzesvads *Baltic Pipe* no Norvēģijas uz Poliju sāks darboties 2022. gada oktobrī. Vienlaikus Polijas valstij piederošais monopolists Polijas naftas un gāzes uzņēmums (PGNiG) uz 2022. gada jūniju vēl nav spējis noslēgt līgumus par pietiekamu daudzumu gāzes no Norvēģijas vai Dānijas partneriem. Savukārt PGNiG piederošās gāzes atradnes šobrīd vēl nevar nodrošināt pietiekoši gāzes;⁶³
- Baltijas valstu energosistēmas desinhronizācija no Krievijas integrētās energosistēmas un sinhronā darbība ar Kontinentālās Eiropas elektroenerģijas sistēmu plānota līdz 2025. gada beigām;
- Krievijas dabasgāzes importa aizliegums sākot ar 2023. gada 1. janvāri.⁶⁴

KARALAIKA IETEKME UZ ENERĢĒTIKAS SEKTORU UN PĀREJA NO KRIEVIJAS GĀZES

Kā jau tika iepriekš minēts, pēc Krievijas uzsākta kara Ukrainā dabasgāzes cenas Eiropā ievērojami pieauga, sasniedzot vēsturisko rekordu 2022. gada 26. augustā 349,9 EUR/MWh apmērā.

Eiropa vēlas novērsties no Krievijas kā dabasgāzes piegādātāja un meklē citus ceļus dabasgāzes iegūšanai.

Pēdējo divu gadu laikā ASV ir būtiski pieaudzis pieprasījums pēc gāzes no Eiropas, attiecīgi palielinoties eksportam no ASV.⁶⁵

Papildus jau tā ļoti saspringtai situācijai, 2022. gada jūnijā ir noticis sprādziens SDG eksporta objektā Teksasā, kas nodrošināja ap 20% no ASV eksporta. *Freeport LNG* uzņēmums, kuram pieder *the Texas Gulf Coast facility*, paziņojis, ka remonts varētu ilgst līdz pat gada beigām. ASV ir palielinājies pieprasījums no Eiropas un situācija, kad ASV piedāvājums ir mazāks nekā parasti, ir arī veicinājis cenas pieaugumu. *Freeport LNG* sprādzienam bija ietekme arī uz ASV gāzes tirgiem, bet pretējā virzienā – tirgotāji paredzēja, ka eksporta iespēju samazināšana palielinās iekšzemes piedāvājumu Ziemeļamerikas tirgū uz termināļa remonta laiku.

Analītiķi ir paziņojuši, ka Āzijas pircēji ir gatavi saskarties ar sīvāku konkurenci no Eiropas par SDG kravām, ja tiks īstenoti Krievijas gāzes piegādes traucējumi. Tā piemēram, konkurences ciņā 2021. gada nogalē ir bijuši vairāki gadījumi (SDG tankkuģi *Hellas Diana*, *Maran Gas Sparta*), kad SDG kuģi ir pusceļā uz sākotnēji plānoto galamērķi bija mainījuši maršrutu, jo Eiropas tirgotāji bija nosolījuši augstāku cenu nekā Ķīna.

Cenas pieaugumu ir veicinājis Krievijas uzstādījums par ārvalstu pircēju norēķināšanos par gāzi Krievijas rubļos (RUB). Krievijas gāzes pircējiem jāatver konts Krievijas "Gazprombank" un jāiemaksā EUR un ASV dolāri, teikts Krievijas prezidenta 2022. gada 31. martā parakstītajā rīkojumā. Lai samaksātu par gāzi, "Gazprombank" konvertēs valūtas rubļos. Šim paziņojumam sekoja kārtējais gāzes cenas lēcienis tirgos. Šis Krievijas nosacījums mazāk ietekmē pircējus, kuri izmanto esošos ilgtermiņa līgumus, atverot kontus "Gazprombank" gan RUB, gan eiro, konvertāciju veicot "Gazprombank". Tomēr, ja nākotnē tiek izstrādāti jauni līgumi vai tiek veikti tūlītēji pirkumi, jaunie noteikumi var pieprasīt tiešu maksājumu rubļos no Eiropas pircējiem, kuriem rubļi būtu jāiegādājas no Krievijas centrālās bankas, kas ir sankcionēts.

Tāpat, drīz pēc *gāze-pret-rubļiem* paziņojuma Krievija apturēja gāzes piegādes Polijai un Bulgārijai, kur klienti atteicās maksāt rubļos.

Tāpat secīgi cenas lēcienus izraisīja Krievijas paziņojums, par *Nord Stream 1* cauruļvada jaudas samazināšanu uz Vāciju par gandrīz 40% - no 167 miljoniem kubikmetru līdz 100 miljoniem sakarā ar aizkavētu *Siemens Energy* iekārtu piegādi. Turpinot, arī AAS "Gazprom" paziņojums, ka turpinās samazināt gāzes piegādes jaudu pa to pašu cauruļvadu līdz 67 miljoniem kubikmetru (2366 miljoniem kubikpēdu) dienā, ņemot vērā "tehniskā stāvokļa dēļ".

ES 3. jūnijā nāca klajā ar sesto sankciju paketi par pilnīgu importa aizliegumu visai Krievijas jūrā iegūtai jēlnaftai un naftas produktiem, ievērojot 6-8 mēnešu "pārejas periodu". Plānots, ka aizliegums skars 90% no pašreizējā naftas importa no Krievijas. Derogācijas ir iespējamās valstīm, kurām ir "īpaša cauruļvadu atkarība no Krievijas", ar nosacījumu, ka tās nepārdod savu importu tālāk uz citām valstīm. 2022. gada laikā fjūčerū

⁶³ DW, *Baltic Pipe: How Poland is speeding up its exit from Russian gas*, 2022, <https://www.dw.com/en/baltic-pipe-how-poland-is-speeding-up-its-exit-from-russian-gas/a-62194327>

⁶⁴ LR, *Enerģētikas likums*, <https://likumi.lv/ta/id/334350-grozijumi-enerģētikas-likuma>

⁶⁵ Capital, *Natural gas price forecast 2030-2050: Supply disruptions to elevate market?*, 2022, <https://capital.com/natural-gas-prices-forecast-2030-2050>

cena ir vairāk nekā dubultojusies, gada sākumā tirgojoties ap 4 dolāru atzīmi.

Capital.com analītiķis Piero Cingari uzskata, ka Nīderlandes TTF cenu riska prēmija saglabāsies arī turpmākajos gados, ja Ukrainas krīze netiks atrisināta, saglabājot spiedienu uz Eiropas gāzes tirgu. Ir grūti paredzēt, ka tirgus cena saspringtā tirgus apstākļos pazemināsies zem 75 EUR/MMBtu līmeņa.⁶⁶

Jāuzsver, ka situācija dabasgāzes tirgū būtiski ietekmē siltumpakalpojuma sniegšanu iedzīvotājiem. Šobrīd arī Latvijas siltumapgādes uzņēmumi atdzīst, ka tiem ir liels izaicinājums nopirkt gāzi. Ir vērojamas arī problēmas piegāžu ķēdes nodrošināšanā daudziem sabiedrībai un rūpniecībai svarīgajiem produktiem, t.sk. virzībai uz klimatneitrālu enerģijas sektoru. Tā piemēram, ir vērojams arī izotopu piegādes ķēžu trauslums, ko izmanto dažādos medicīniskos un rūpnieciskos lietojumos, un kurus ražo Krievijā vai no retiem metāliem, ko iegūst Krievijā.⁶⁷

Vidējā un ilgtermiņā Eiropa ir izstrādājusi *REPowerEU* plānu, lai samazinātu atkarību no Krievijas dabasgāzes importa, paātrinātu pāreju uz atjaunojamo enerģiju un paplašinātu piegādātāju loku. Tas ir būtisks instruments kas ilgtermiņā var strukturāli pazemināt importa atkarību no dabasgāzes un līdz ar to pazemināt arī enerģijas cenas, neskatoties uz to, ka zaļā pāreja joprojām saskaras ar ievērojamām problēmām kritiski svarīgu materiālu piegādes trūkuma dēļ.

ALTERNATĪVĀS DABASGĀZES PIEGĀDES LATVIJAI

Džozefs Gatdula, *Fitch Solutions* naftas un gāzes virziena vadītājs uzskata, ka pašreizējais globālais piedāvājums, visticamāk, nespēs aizstāt visu Krievijas importa apjomu Eiropā gandrīz 150 BCM apmērā. Pašreizējās SDG jaudas ASV ir samērīgas, taču nepietiekams, lai apmierinātu visu Eiropas pieprasījumu.

“Tomēr līdz desmitgades vidum, palielinoties sašķidrināšanas jaudai ASV un Katarā, eksporta apjoms ievērojami palielināsies. Šie jaunie apjomi varētu likt Eiropai neatgriezeniski attālināties no Krievijas gāzes importa, ja atjaunojamo energoresursu pieaugums un dabasgāzes patēriņa samazināšanās stāsies spēkā, pamatojoties uz ES plāniem dažādot Krievijas enerģijas importu,” sacīja Džozefs Gatdula.

Savā Ikgadējā enerģētikas pārskatā 2022. gada 3. martā ASV EIA paredzēja, ka ASV sašķidrinātās dabasgāzes eksports līdz 2033. gadam pieaugs līdz 5,86 triljoniem kubikpēdu (tcf) no 3,58 tcf 2021. gadā sakarā ar lielo pieprasījumu ārvalstīs un SDG paplašināšanos. Jaudu.

ING 31. martā prognozēja, ka Eiropa šogad pēc labākā scenārija spēs aizstāt tikai aptuveni 55% no Krievijas cauruļvadu plūsmas 155 BCM gāzes apjomā. Atlikušos apmēram 68 BCM būtu jānodrošina,

palielinot SDG importu un Nīderlandes/Norvēģijas piegādes.

Latvijā ir pieņemti grozījumi Enerģētikas likumā, kas paredz atteikties no Krievijas dabasgāzes importa no 01.01.2023. Vienlaikus 30.07.2022. “Gazprom” ir paziņojis dabasgāzes piegādes pārtraukšanu Latvijai sakarā ar norēķinu kārtības neievērošanu.

Uz 2022.gada vasaras beigām vienīgais ieejas punkts, kur ir iespējams saņemt gāzi Latvijā, ir caur termināli Klaipēdā, Lietuvā. Toties praktiski Klaipēdas SDG termināļa jaudu pieejamībai ir sīva konkurence, un Lietuva mēģina nodrošināt piekļuvi terminālim prioritārā kārtā saviem tirgotājiem.⁶⁸

SDG termināli Latvijā varētu attīstīt AS “Skulte LNG Terminal” vai SIA “Kundziņsalas dienvidu projekts”, tā iepriekš norādīja Indriksone. “Skulte LNG Terminal” vēlas termināļa projektu attīstīt Saulkrastos, bet “Kundziņsalas dienvidu projekts” – Rīgā.⁶⁹

Skulte ir SDG termināļa izbūvei ir salīdzinoši pievilcīga vieta pateicoties ģeogrāfiskam tuvumam IPGK. Attiecīgi, saņemtā gāze var būt iesuknēta krātuvē, nodrošinot izmaksu ekonomiju un iespēju glabāt lielākus gāzes apjomus, salīdzinot ar virszemes krātuvēm pie klasiskajiem SDG termināļiem. Viens no iespējamiem SDG termināļa realizētājiem ir SIA “Skulte LNG Terminal”. Šis attīstītājs paredz izbūvēt termināli ar jaudu līdz 6 BCM un regažifikācijas jaudu 17 milj. m³ dienā. Viens no nosacījumiem šī projekta realizēšanai būtu ilgtermiņa līguma slēgšana ar dabasgāzes tirgotājiem un lietotājiem par infrastruktūras izmantošanu uz aptuveni 10 gadiem. Vienlaikus, ņemot vērā, ka Latvijas lielākais dabasgāzes lietotājs ir valsts īpašumā esošā kapitālsabiedrība AS “Latvenergo”, šāda līguma slēgšana pastarpināti nozīmētu saistības valstij.

Kundziņsalas SDG terminālis Rīgas ostā paredz izbūvēt SDG termināli, kurā būs regažifikācijas sistēma, kas ļaus gāzi transportēt pa cauruļvadiem, kā arī no kura gāzi tālāk nogādāt ar autocisternām. Sākotnēji projekts bija plānots nelielā apjomā - 300 tūkst.t SDG gadā, un paredzēja piegādes tikai ar autocisternām Latvijā un citās Baltijas valstīs. Šobrīd projektam ir iecere apgādāt ar dabasgāzi Rīgu un tās apkārtni, kā arī piegādāt gāzi IPGK. Tā plānotā kapacitāte ir 0,75 līdz 2,2 milj.m³ gāzes gadā ar iespējām to palielināt.

Projektam plānots izmantot esošo dabasgāzes sadales sistēmu, papildus izbūvējot ~12 km jaunu zemspiediena gāzesvadu, lai pieslēgtos augstspiediena gāzes sistēmai un varētu piegādāt gāzi tieši no Rīgas ostas uz Inčukalna dabasgāzes krātuvi. Šāda paaugstinātas bīstamības cauruļvada izbūvēšana galvaspilsētā varētu būt saistīta ar lieliem izaicinājumiem. Arī dabasgāzes spiediena paaugstināšana un novadīšana pārvades sistēma radīs papildu izmaksas, kas ietekmēs šī projekta

⁶⁸ AB „Klaipēdas nafta” informācija, <https://www.kn.lt/en/news/news/five-customers-to-use-klaipeda-lng-terminal-in-the-last-quarter-/5491>

⁶⁹ LSM, Ekonomikas ministre: Latvijā varētu attīstīt arī divus sašķidrinātās dabasgāzes termināļus, 2022 https://www.lsm.lv/raksts/zinas/ekonomika/ekonomikas-ministre-latvija-varētu-attisit-ari-divus-saskidrinatas-dabasgazes-terminalus.a466705/?utm_source=ism&utm_medium=theme&utm_campaign=theme

⁶⁶ Capital, Natural gas price forecast 2030-2050: Supply disruptions to elevate market?, 2022 <https://capital.com/natural-gas-prices-forecast-2030-2050>

⁶⁷ The American Institute of Physics Isotope Supply Chain at Risk from War in Ukraine, 2022 <https://www.aip.org/fyi/2022/isotope-supply-chain-risk-war-ukraine>

konkurētspēju salīdzinājumā ar projektiem, kuros dabasgāzes ievade notiek uzreiz pārvades sistēmā.

Atbilstoši attīstītāju sniegtajai informācijai, projekta realizācijai, izbūvējot SDG uzglabāšanas tvertnes, ir nepieciešami 2-2,5 gadi. Tomēr, ja ir nepieciešamas daudz ātrākas piegādes, gada laikā var izbūvēt gāzes cauruļvadu. Projektu attīsta ASV kompānijai "Millennium Energy Partners LLC" piederošais uzņēmums SIA "Kundziņas salas dienvidu projekts".⁷⁰

Igaunija un Somija vienojušās kopīgi nofraktēt vienu FSRU un būvēt molus abās Somu līča pusēs. Paldisku terminālis ir uzbūvējams ātrāk – līdz 2022. gada novembrim, nekā citi reģiona termināļu projekti, jo pirmā posma darbināšanai tas prasa minimālus infrastruktūras pielāgojumus. Pēc otrā posma īstenošanas 2-3 gadu laikā, termināla kapacitāte ir plānota 2.5 BCM/gadā.⁷¹ Atbilstoši projekta attīstītāja "Alexela" paziņojumam, papildus Igaunijas gāzes pieprasījumam, Paldiski SDG terminālis segtu vismaz 80% no Somijas gāzes vajadzībām. Pirmās kārtas termināļa infrastruktūras izmaksas sasniegtu 40 miljonus eiro, bet visa projekta kopumā ~400 milj. EUR.⁷²

Bez Paldisku termināļa Alexela Somijā attīsta Hamina SDG importa termināli, kura darbību plānots uzsākt arī 2022. gada rudenī. Projekta iesūkšanās kapacitāte ir 4,800 MWh/dienā, krātuves apjoms – 30,000 m³, kā arī projekta ietvaros paredzēts nodrošināt 3,600 m³/dienā autotransporta uzlādes kapacitāti.

Haminas LNG terminālis tiks savienots ar Somijas nacionālo gāzes tīklu, kā arī ar Haminas vietējo gāzes tīklu. Šie savienojumi nodrošinās jaunu fizisku ieejas punktu Somijas un Baltijas savstarpēji savienotajām gāzes sistēmām.⁷³

Jauno SDG termināļu izbūve un pieejamība reģionā ir kritiski būtiska 2022./2023. apkures sezonas energoapgādes drošumam Latvijā.

EIROPAS ZAĻAIS KURSS UN CITU ENERĢIJAS VEIDU POTENCIĀLS

Nosacījumi, kas attiecas uz atjaunojamo energoresursu izmantošanu un attīstību ES, galvenokārt ir definēti Atjaunojamās enerģijas direktīvā 2018/2001/ES. Sākotnēji tā noteica, ka līdz 2020. gadam dalībvalstīm kopīgi jāpalielina no atjaunojamiem enerģijas avotiem saražotās enerģijas īpatsvars ES enerģijas bruto galapatēriņā vismaz līdz 20%. Šis uzdevums tika paveikts, un 2018. gadā direktīva

tika pārstrādāta. Atjaunojamo energoresursu īpatsvara mērķis tika palielināts līdz 32%, ko paredzēts sasniegt līdz 2030. gadam.⁷⁴ Jau 2021. gada vasarā Eiropas Komisija (EK) ierosināja vairākus direktīvas grozījumus, kas ietvēra mērķa paaugstināšanu līdz 40%.⁷⁵ Pēc Krievijas iebrukuma Ukrainā un EK meklējot veidus, kā samazināt ES atkarību no fosilā kurināmā importa no Krievijas, vēlmais atjaunojamo energoresursu īpatsvars tika vēl vairāk palielināts līdz 45%.⁷⁶ Šobrīd dalībvalstis ir vienojušās par nostāju attiecībā uz ierosinātajiem grozījumiem, kas ietver 40% mērķa vērtību, kā arī vairākus ambiciozākus apakšmērķus nozarēm (piemēram, transportam, apkurei un dzesēšanai, rūpniecībai un ēkām), kurās atjaunojamo enerģijas avotu izmantošanas temps ir bijis lēnāks.

Kad vispārējie mērķi ir nosprausti, ES dalībvalstīm savos enerģētikas un klimata plānos ir jāparedz darbības to sasniegšanai. Pašreizējie plāni galvenokārt tika apstiprināti 2019. un 2020. gadā, bet tie būs jāatjaunina 2023. un 2024. gadā. Šobrīd Latvija ir apņēmusies līdz 2030. gadam vismaz 50% no sava bruto enerģijas galapatēriņa iegūt no AER. EK šādu apņemšanos ir novērtējusi kā adekvātu, bet, paaugstinoties kopējam ES AER mērķim, varētu sagaidīt to pārskatīšanu arī dalībvalstu līmenī. Raugoties uz kaimiņvalstīm, Latvijas pašreizējie sasniegumi pārejā uz AER un šīs pārejas nākotnes ambīciju līmenis ir nedaudz zemāki nekā Zviedrijā un Dānijā, bet augstāki nekā citās Baltijas valstīs un īpaši Polijā. Tomēr jāņem vērā, ka valstu energosistēmām ir zināma inerce un Latvija vēl arvien gūst labumu no agrāk uzstādītajām hidroenerģijas jaudām, kas ir modernizētas, bet kam ir ierobežotas paplašināšanas iespējas.

Salīdzinot Latvijas un tās kaimiņvalstu uzstādītās elektroenerģijas jaudas un elektroenerģijas ražošanu no AER, var izcelt atsevišķas kopsakarības. Pirmkārt, lai gan dažu valstu uzstādīto jaudu portfeli ir palielinājusies saules enerģijas daļa, elektroenerģijas ražošanas līmenis, vismaz līdz 2020. gadam, no šiem resursiem ir bijis samērā zems. Otrkārt, dažām valstīm, piemēram, Dānijai, vēja enerģija ir svarīgs elektroenerģijas avots gan uzstādītās jaudas, gan faktiskās ražošanas ziņā. Salīdzinot ar kaimiņvalstīm, Latvijā saules un vēja enerģētika ir maz attīstīta – 2020. gadā tikai 0,1% no visas saražotās elektroenerģijas nāca no saules un 2% – no vēja enerģijas avotiem.

⁷⁰ NRA, Zināms, kad aptuveni darbību varētu sākt Kundziņas salas saskādinātās dabasgāzes terminālis, 2022

<https://nra.lv/latvija/liga/379482-zinams-kad-aptuveni-darbibu-varētu-sakt-kundzinsalas-saskadinas-dabasgazes-terminalis.htm>

⁷¹ LNGprime.Infortar joins Alexela's Paldiski LNG import project in Estonia, 2022 <https://lngprime.com/europe/infortar-joins-alexela-s-paldiski-lng-import-project-in-estonia/48815/>

⁷² 3rd Three Seas Initiative Summit, Commissioning of the regional LNG terminal in Paldiski, Estonia, 2022

<https://projects.3seas.eu/projects/commissioning-of-the-regional-lng-terminal-in-paldiski-estonia>

⁷³ Hamina LNG Oy, <https://www.haminalng.fi/>

⁷⁴ European Union. 2018. Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (recast). <http://data.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj>

⁷⁵ European Commission. 2021a. Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council amending Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council, Regulation (EU) 2018/1999 of the European Parliament and of the Council and Directive 98/70/EC of the European Parliament and of the Council as regards the promotion of energy from renewable sources, and repealing Council Directive (EU) 2015/652. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52021PC0557>

⁷⁶ European Commission. 2021b. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions REPowerEU Plan. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2022:230:FIN>

AER izmantošanā citās nozarēs (apkure, dzesēšana un transports) šobrīd dominē biodegviela, īpaši cietais biokurināmais apkures un dzesēšanas sektorā un no biomasas ražotā šķidrā un gāzveida degviela transportā. Tas varētu mainīties, arvien vairāk piemērojot aprites ekonomikas principus, kur, piemēram, koksnes biomasu tiek izmantota atbilstoši tās augstākajai ekonomiskajai un vides pievienotajai vērtībai. Tāpat transporta sektorā varēs novērot elektrifikācijas un ūdeņraža izmantošanas pieaugumu, kas pozitīvi ietekmēs direktīvā iekļauto AER izmantošanas indikatoru transporta sektoram.

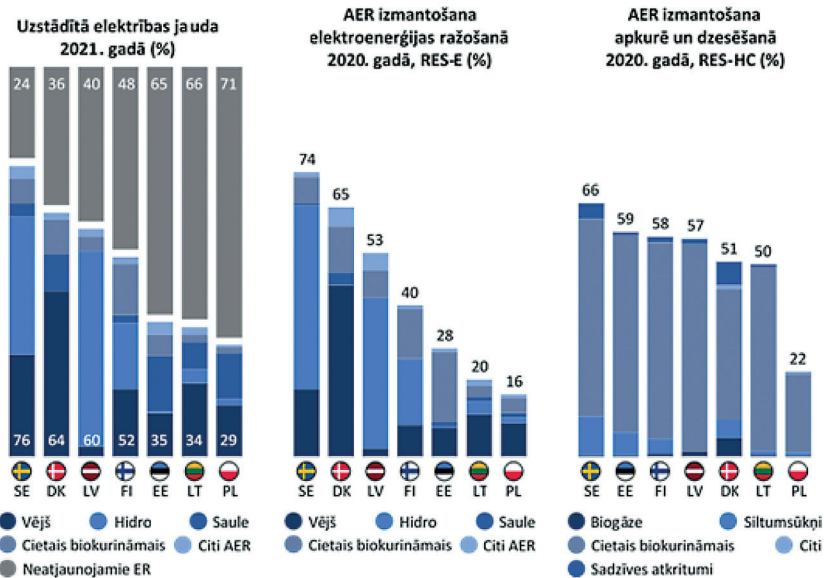
objektīviem, gan emocionāliem vietējo kopienu pārstāvju iebildumiem, kas saistīti ar attālumiem no vēja parkiem izraudzītajām teritorijām līdz tuvumā esošam apdzīvotām vietām (vēja parki nedrīkst atrasties tuvāk par 800 m), radīto trokšņu līmeni, ietekmi uz putnu un sīkspārņu populāciju, kā arī ietekmi uz biotopiem un apkārtni. Lai vietējo iedzīvotāju negatīvo attieksmi mazinātu, AER projektiem vajadzētu dot labumu ne tikai to attīstītājiem, bet arī vietējam kopienām, kas līdz šim bijuši minimāli.⁸⁰ Gala rezultātā vēja parku projektu izstrāde ievēlās un daļa no tiem noteikti netiks realizēta. 2022. gada sākumā veikti novērtējumi rāda, ka dažā-

ATJAUNOJAMĀS ENERĢIJAS POTENCIĀLS

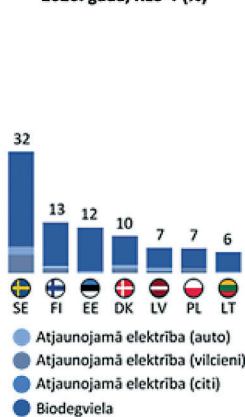
ES līmenī EK savā *REPowerEU* plānā ir ierosinājusi paātrināt un paplašināt AER projektu realizāciju, lai vairotu tās izmantošanu elektroenerģijas ražošanā, rūpniecībā, būvniecības sektorā un transportā. EK ir ieteikusi paātrināt atļauju izsniegšanu atjaunojamās enerģijas projektiem un noteikt izdevīgās teritorijas AER projektu realizācijai.⁷⁷ Tas galvenokārt attiecas uz vēja un saules enerģijas projektiem, kuri Latvijā ir samērā maz attīstīti. Tomēr tiem var būt svarīga loma valsts enerģijas portfelī, jo citas valstis ar līdzīgiem saules radiācijas intensitātes un vēja ātruma apstākļiem ir veiksmīgi izmantojušas šīs tehnoloģijas.⁷⁸

Līdzšēnējais progress pārejai uz AER daļēji kavējies dēļ vēsturiski neveiksmīgi izveidotajiem atbalsta mehānismiem, kas bijuši pārāk dāsnīgi un necaurspīdīgi, kā arī veicinājuši dabasgāzes izmantošanu.⁷⁹ Pretrunīgās atbalsta shēmas, visticamāk, nav arī vairojušas kopējo sabiedrības atbalstu AER projektiem, kas tik nepieciešams, lai projektus realizētu samērīgā laika periodā. Piemēram, vēja parku attīstītāji, veicot ietekmes uz vidi novērtējuma procesu (IVN), saskaras gan ar dažādiem

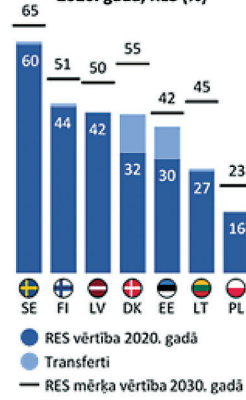
Atjaunojamo energoresursu (AER) īpatsvars: elektroenerģijas jauda*, Atjaunojamās enerģijas direktīvas rādītāji** ekonomikas nozarēm (elektrība, apkure un dzesēšana, transports) un enerģijas bruto galapatēriņam, 35. attēls



AER izmantošana transportā 2020. gadā, RES-T (%)



AER īpatsvars enerģijas bruto galapatēriņā 2020. gadā, RES (%)



* Uzstādītās elektroenerģijas jaudas daļas ir aprēķinātas balstoties uz IRENA publicētajiem jaudas datiem. ** AER izmantošanas rādītāji un AER īpatsvars enerģijas bruto galapatēriņā ir no Eurostat aprēķiniem un balstās uz formulām, kas norādītas Atjaunojamās enerģijas direktīvā. Mērķa vērtības iegūtas no Dānijas, Igaunijas, Somijas, Latvijas, Lietuvas, Polijas un Zviedrijas nacionālajiem enerģētikas un klimata plāniem.

⁷⁷ European Commission. 2021b. Op. Cit.

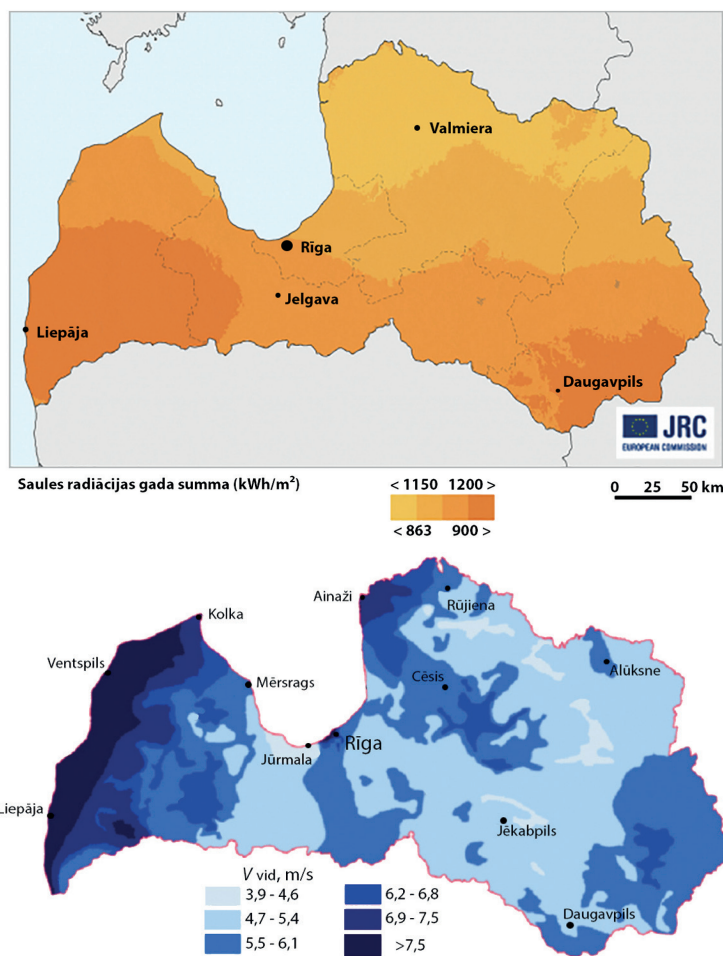
⁷⁸ Lindross, T. et al. 2018. Baltic Energy Technology Scenarios 2018. <https://doi.org/10.6027/TN2018-515>

TN2018-515

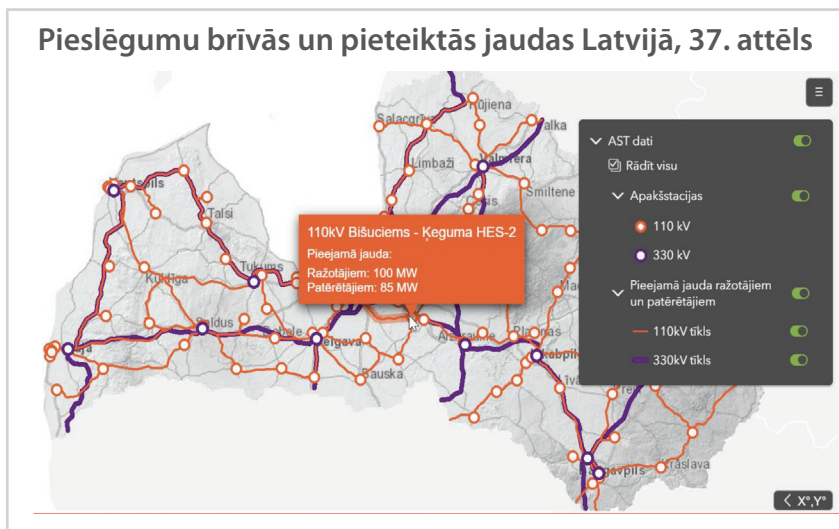
⁷⁹ OECD. 2019. OECD Environmental Performance Reviews: Latvia 2019. <https://doi.org/10.1787/2cb03cdd-en>

org/10.1787/2cb03cdd-en

Saules un vēja enerģijas potenciāls Latvijā, 36. attēls



Pieslēgumu brīvās un pieteiktās jaudas Latvijā, 37. attēls



dās attīstības stadijās atrodas 15 vēja parku projekti, kuru paredzamā kopējā jauda sasniegtu 2300 MW un kurus pārsvārā paredzēts izbūvēt tam ekonomiski izdevīgākajās teritorijās ar lielāko vidējo vēja ātrumu Kurzemē. Šādus teritoriāli koncentrētus jaudas apjomus elektrotīklam šobrīd nebūtu iespējams pieslēgt. Lai situāciju risinātu būtu nepieciešama gan pārdomātāka jaudu plānošana, gan ieguldījumi elektrotīklu stiprināšanā, kur tas ir nepieciešams, gan projektu izvietojuma pielāgošana jau šobrīd pieejamām elektrotīkla jaudām, tādejādi paaugstinot

kopējās sistēmas izmantošanas lietderīgumu.⁸¹

Kopā pārvades tīklam sauszemē pieslēguma atļaujas ir pieteikuši AER projekti ar kopējo jaudu aptuveni 3500 MW (neskaitot SIA Latvijas vēja parki projektu un jūras vējaparku projektus), kā arī 1000 MW pieslēguma jaudas pieteiktas sadales tīklam.⁸² Pie Latvijas piķa slodzes ziemas maksimumā ap 1.2-1.3 GW šāds realizējamo projektu daudzums ir ļoti maz ticams. Vērtējot ieguldījumus tīklā būtu realistiski jāvērtē pieteikto projektu īstenošanas varbūtība, jo nākotnē neizmantotās izbūvētas tīkla jaudas būtiski paaugstina elektroenerģijas tarifu visiem Latvijas elektroenerģijas lietotājiem, kas ir kritiski vērtējams. Pieslēgumu brīvās jaudas un pieteiktās jaudas ir redzamas 37. attēlā.

Latvija Nacionālajā enerģētikas un klimata plānā (NEKP) norādījusi, ka plāno palielināt no atjaunojamiem enerģijas avotiem saražotās elektroenerģijas īpatsvaru, galvenokārt uzstādot jaunas vēja un saules enerģijas jaudas.⁸³ Latvija vēlas sadarboties ar citām Baltijas valstīm, lai pētītu jūras vēja parku attīstības iespējas Baltijas jūrā. 2020. gadā Latvija un Igaunija parakstīja sadarbības memorandu, kas paredz īstenot kopīgu vēja parka projektu ar uzstādīto jaudu 700–1000 MW. Projekta realizācija joprojām atrodas sākuma stadijā, un jaunais vēja parks varētu sākt darboties ne agrāk par 2030. gadu.⁸⁴ NEKP arī atzīmēts, ka pastāv administratīvi šķēršļi un teritorijas plānošanas nosacījumi, kas ierobežo sauszemes vēja parku attīstību. Plāns paredz tos risināt, kā arī izvērtēt

Latvijas valsts mežu teritorijas kā iespējamās atjaunojamās enerģijas elektrostaciju būvniecības vietas. Šajos virzienos novērojams progress, īpaši pēc Krievijas iebrukuma Ukrainā.

⁸¹ ECR. 2022. Green deal implementation - wind energy development, what are the challenges?, 2022, https://ecrparty.eu/wp-content/uploads/2022/05/Wind_Energy_Study_Final_2022_02_23-1.pdf

⁸² LA.LV. 2022. Sadales tīkls: vēlme ar elektrostacijām ražot elektrību pārsniedz valsts faktisko patēriņu. <https://www.la.lv/sadales-tikls-nespes-sobrid-uznemt-sistema-visu-saules-panelu-sarazoto-elektribu>

⁸³ MK. 2020. MK rīkojums Nr. 46 "Par Latvijas Nacionālo enerģētikas un klimata plānu 2021.–2030. gadam". <https://likumi.lv/ta/id/312423>

⁸⁴ LSM. 2020. Estonian-Latvian wind farm project moves forward one step. <https://eng.lsm.lv/article/society/environment/estonian-latvian-wind-farm-project-moves-forward-one-step.a421053/>

Ministru kabinets 2022. gada februārī deva atļauju AS “Latvenergo” un AS “Latvijas valsts meži” dibināt kopuzņēmumu vēja parku attīstībai. 2022. gada 22. jūlijā tika reģistrēta SIA “Latvijas vēja parki” ar pamatkapitālu divi miljoni EUR, kurā 80% kapitāldaļu pieder AS “Latvenergo”, bet 20% - AS “Latvijas valsts meži”. Uzņēmums paredz jaunu vēja parku (ar vairāk kā desmit vēja turbīnām katrā) attīstību dažādās Latvijas vietās. To kopējā jauda būs vismaz 800 MW. Paredzams, ka pirmie uzņēmuma vēja parki varētu tik veidoti pēc 3-5 gadiem.⁸⁵

Mājsaimniecību līmenī plāns paredzēja finansiālu atbalstu mājsaimniecībām, kuras apsver saules paneļu uzstādīšanu. Šis ierosinājums īstenojās 2022. gadā, jo mājsaimniecības, kas plāno uzlabot savu energoefektivitāti, tagad var pretendēt uz finansiālu atbalstu saules paneļu

⁸⁵ LSM. 2022. Reģistrēts «Latvenergo» un «Latvijas valsts mežu» kopuzņēmums vēja parku attīstībai. <https://www.lsm.lv/raksts/zinas/ekonomika/registrets-latvenergo-un-latvijas-valsts-mezu-kopuznemums-veja-parku-attistibai.a466581/>

un mazas jaudas vēja turbīnu uzstādīšanai.⁸⁶

Pēdējā laikā vērojama arī lielāka aktivitāte privātajā sektorā salīdzinoši lielāku projektu realizācijas jomā. Dānijas atjaunojamās enerģijas attīstītājs *European Energy* paziņojis par plāniem Ventpils novadā būvēt 110 MW saules enerģijas parku,⁸⁷ bet vēja parku attīstītājs *Eolus* pietuvojies atļaujas saņemšanai vismaz 100 MW jaudas vēja enerģijas parka projekta realizācijai Tukuma novadā.⁸⁸ Daļu atjaunojamo energoresursu izmantošanas risinājumu var veiksmīgi realizēt decentralizēti, īpaši, ja lokāli iespējams salāgot patēriņa un ražošanas apjomus (skat. lielikumu par aprites ekonomikas labās prakses piemēru).

⁸⁶ Helmane, I. 2022. Atbalsts arī saules paneļu un nelielu vēja ģeneratoru uzstādīšanai privātmājās. LV portāls, 16.03.2022. <https://lvportals.lv/skaidrojumi/338866-atbalsts-ar-saules-paneļu-un-nelielu-veja-ģeneratoru-uzstādīšanai-privātmājas-2022>

⁸⁷ LSM. 2022. Plans announced for Latvia's largest solar park yet. <https://eng.lsm.lv/article/society/environment/plans-announced-for-latvias-largest-solar-park-yet.a461735/>

⁸⁸ LSM. 2022. Tukuma novada dome atbalsta vēja parka “Pienava wind” būvniecību. https://www.lsm.lv/raksts/zinas/ekonomika/tukuma-novada-dome-atbalsta-veja-parka-pienava-wind-buvniecibu.a458448/?utm_source=lsm&utm_medium=theme&utm_campaign=theme

APRITES EKONOMIKAS LABĀS PRAKSES PIEMĒRS



Ražošanas uzņēmumiem ir liels potenciāls pielāgot to darbību, izmantojot tehnoloģiskajos procesos enerģiju, kas iegūta no atjaunojamiem energoresursiem.

AS “Balticovo” enerģētikas un ilgtspējības stratēģija parāda izcilu aprites ekonomikas piemēru, kā ražošanas uzņēmumi spēj iesaistīties enerģētikas jautājumu risināšanā lokālā līmenī un ar atjaunojamiem energoresursu veidiem decentralizēt savu atkarību tirgū.

AS “Balticovo” esošajā infrastruktūrā atrodas SIA “Egg Energy”, kura izmanto AS “Balticovo” piegādātos putnu mēslus, lai tos transformētu biogāzē un no tās ražotu elektroenerģiju, siltumenerģiju un organisko mēslojumu. Rūpnīcas elektriskā jauda sastāda 2 MW un saražotās elektrības apjoms sasniedz 16 000 MWh gadā, kā arī 2.1 MW siltumenerģijas ļauj izžāvēt un pastērēt 7000 tonnas organiskā mēslojuma, kuru ilgtspējīgā veidā var atkal izmantot lauksaimniecībā.

Papildus uzņēmums plāno uzbūvēt saules enerģijas parku savā teritorijā ar kopējo jaudu 2,2 MW, lai spētu karstajos vasaras mēnešos saražot elektroenerģiju, kas ir nepieciešams putnu ganāmpulka dzesēšanai. Tieši vasaras karstajos mēnešos uzņēmumam ir lielākais elektroenerģijas patēriņš un saules parks spēs nodrošināt ilgtspējīgu energoresursu ieguvu savu procesu nodroši-

nāšanai, kā arī nepieciešamības gadījumā spēs apgādāt vietējo reģionu ar zaļu enerģiju.

AS “Balticovo” parāda kā ražošanas uzņēmumi spēj salāgot savu energoresursu patēriņu ar mūsdienīgām zaļām tehnoloģijām un gudrā veidā decentralizēties no atkarības no kopējā tirgus. Papildus samazinot uzņēmuma ietekmi uz dabu un radot iespēju vietējiem iedzīvotājiem iegūt zaļu un dabai draudzīgu enerģiju.



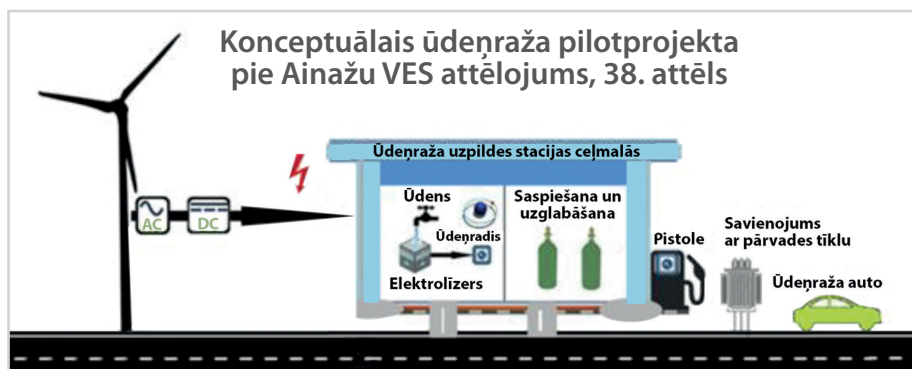
Foto ir ilustratīva nozīme



Foto ir ilustratīva nozīme

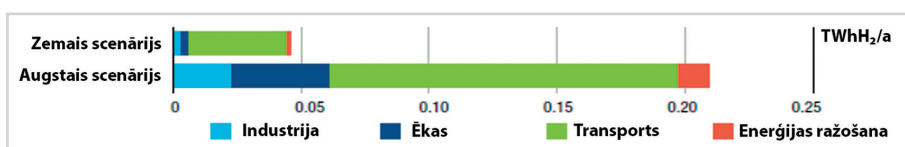
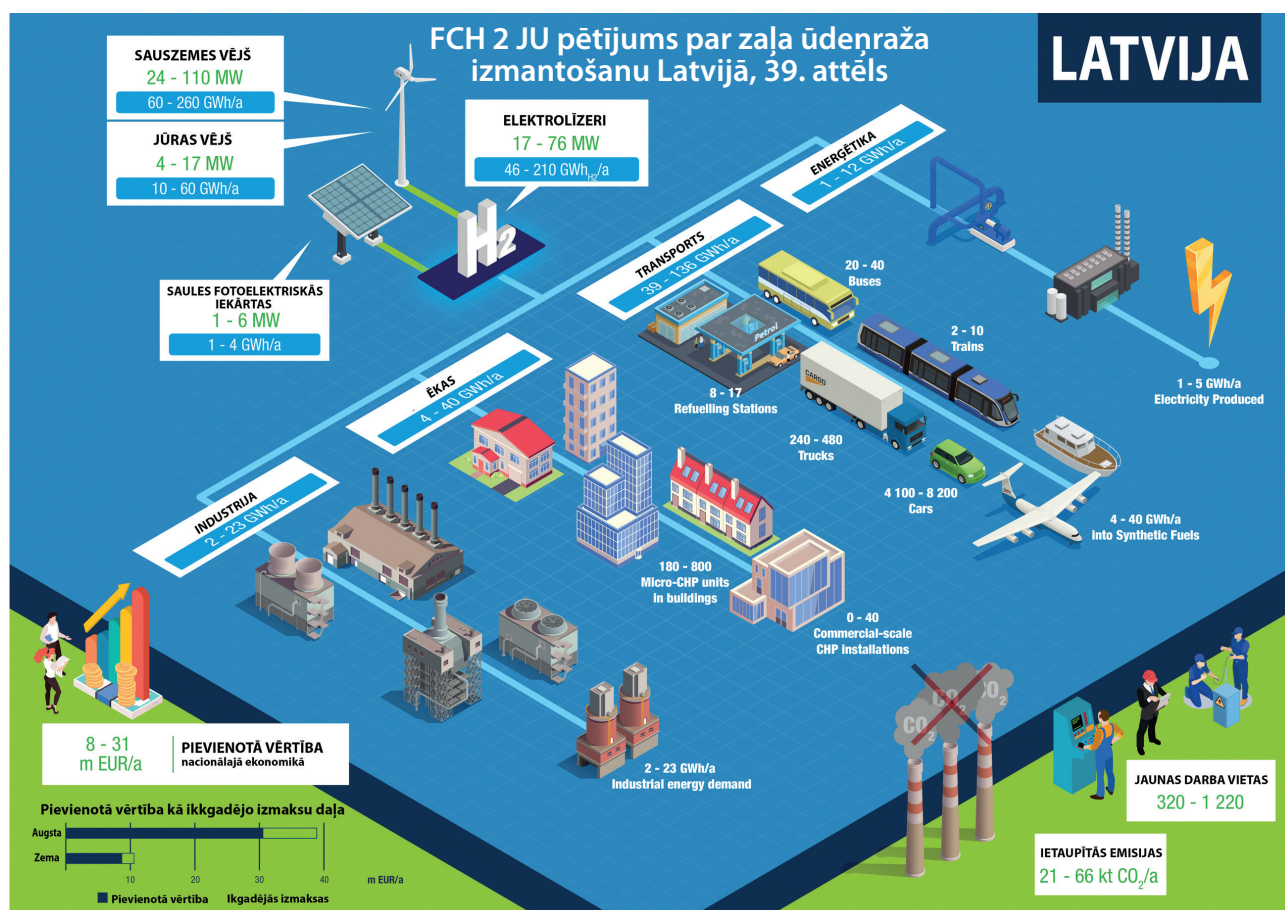
LATVIJAS ŪDEŅRAŽA POTENCIĀLS

Pēc FCH 2 JU (*Fuel Cells and hydrogen 2 Joint Undertaking*) pētījuma *Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the national Energy & Climate Plans*⁸⁹ (2020.g.) uz 2030.gadu Latvijā ir paredzēta zaļa ūdeņraža izmantošana rūpniecībā, transportā, enerģijas ražošanā un saimniecības ēkās. Visplašākā izmantošana ir paredzēta transportā. FCH 2 JU pētījumā izstrādāti divi scenāriji ūdeņraža pieprasījumam: zems un augsts ūdeņraža pieprasījums. Pie zema ūdeņraža pieprasījuma zaļais ūdeņradis sastādīs 0,1% no kopēja enerģija gala pieprasījuma (0,05 TWh/gadā no 44 TWh/gadā). Pie augsta ūdeņraža pieprasījuma zaļais ūdeņradis sastādīs 0,5% no kopēja enerģijas gala pieprasījuma (0,2 TWh/gadā no 44 TWh/gadā) (skat. 39. att.).

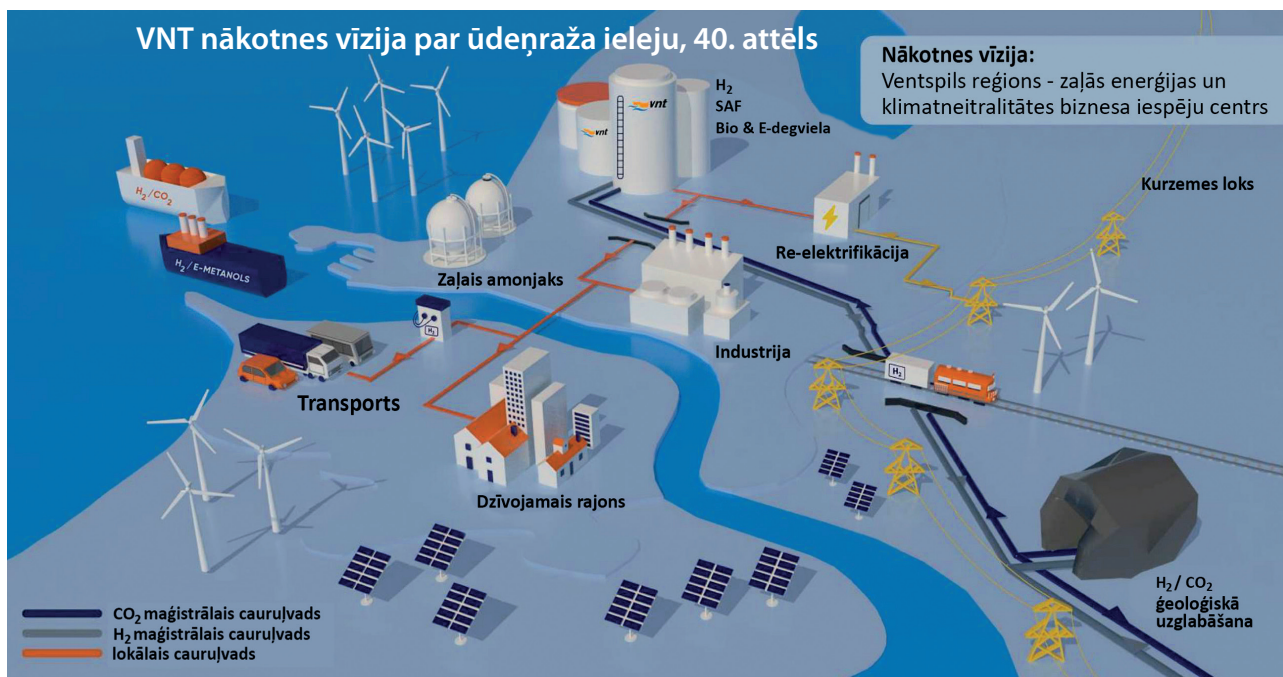


Tuvākajā nākotnē par potenciālajām vietām var minēt vairākus projektus.

Iecere par ūdeņraža uzpildes staciju pie Ainažu VES paredz, ka pie Ainažu VES (1 MW) tiks uzbūvēts zaļa ūdeņraža ražošanas punkts un uzpildes stacija transportam. Plānots, ka elektrolīzes iekārtas jauda būs 100 kW. Ieceres konceptuālai attēlošanai tiek izmantots attēls no N. Chrysochoidis-Antsoš, M. Rodríguez Escudé, Ad J.M. van Wijk pētījuma *Technical potential of on-site wind powered hydrogen producing refueling*



⁸⁹ The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Opportunities for Hydrogen Energy Technologies Considering the National Energy & Climate Plans, 2020, https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/file_attach/Brochure%20FCH%20Latvia%20%28ID%209473352%29.pdf



Avots: BASREHRT pasākuma materiāli, 2022

station in the Netherland (2020.g.).

Nākotnes VNT ir iecerējuši būvēt zaļā ūdeņraža ieleju, kas specializētos arī uz citiem alternatīvās degvielas veidiem. Projekta mērķis ir nodrošināt lokāli integrētu zaļā ūdeņraža ražošanas ekosistēmu, klimata pārmaiņu mazināšanai un reģionālās ekonomikas attīstībai. Ūdeņraža ieleja aptver nozīmīgu ūdeņraža vērtības ķēdes daļu: ražošanu; uzglabāšanu; transportēšanu; gala izmantošanu dažādās nozarēs (rūpniecība, mobilitāte, enerģētika).

AS "Latvenergo" ūdeņraža projekts paredz (skat. 41. att.), ka tiks ražots zaļais ūdeņradis pielietojot polimēru elektrolīta membrānas elektrolīzes iekārtu un elektroenerģiju no mainīgas ģenerācijai vai no Daugavas hidroelektrostacijas, TEC-2 saules baterijām vai no plānotās AS "Latvenergo" vēja elektrostacijas. Saražotais ūdeņradis tiks uzglabāts vai izmantots uzreiz sadedzināšanai gāzes turbīnās TEC-2. Pirms sadedzināšanas iegūtais ūdeņradis tiks sajaukts ar dabasgāzi sajaukšanas blokā. Tā īpatsvars gāzes maisījumā nedrīkst pārsniegt 5% (pēc tilpuma), lai neietekmētu TEC-2 iekārtu darbību. Ūdeņraža uzglabāšana ir paredzēta tā vēlākai izmantošanai TEC-2 elektrisko generatoru dzesēšanai un/vai pārdošanai ārējiem lietotājiem, piemēram transporta uzņēmumiem (piemēram, sabiedriskais transports, dzelzceļš) vai rūpniecībai.

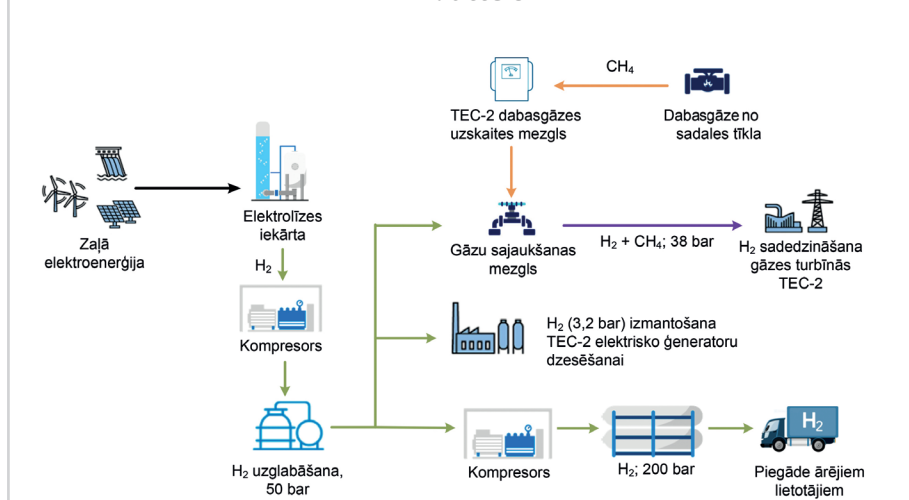
Pamatojoties uz sākotnējiem izpētes rezultātiem tika noteikta elektrolīzes jauda 6,5 MW. Pašlaik notiek sākotnēja vērtējuma precizējums (padziļinātā izpēte), iesaistot ārējos ekspertus. Tā ieskicēja, ka elektrolīzes jauda varētu sasniegt līdz 20 MW un uzglabāšanas kapacitāte

te līdz 40668 kg. Prognozēts, ka transports (vieglas mašīnas, autobusi, smagas mašīnas) būs lielākais saražota ūdeņraža patērētājs. Pēc padziļinātas izpētes tiks veiktas izmaiņas ūdeņraža projekta shematiskajā attēlojumā.

Vēl viens potenciālais risinājums saražota ūdeņraža utilizācijai – iesmidzināt dabas gāzes tīklā. AS "Latvenergo" vērtē jaunā gāzes vada būvniecības iespējas, lai tieši pieslēgtos maģistrālajai gāzes pārvades infrastruktūrai. Potenciālo pārvades dabas gāzes vadu kopā ar esošo sadales gāzes vadu var izmantot ūdeņraža un metāna maisījuma ievadīšanai gāzes tīklā, bet bez izmaiņām lietotāju iekārtās piemaisījums var sasniegt tikai 20%.

Ūdeņraža pilotprojektu plānots realizēt līdz 2025. gadam, bet līdz 2030. – 2035.g. tiek plānots realizēt lielākas jaudas elektrolīzes iekārtu (virs 100 MW). Zaļā ūdeņraža ražošanai AS "Latvenergo" plāno būtiski palielināt vēja un saules elektrostaciju jaudu, kas kopā var pārsniegt 2000 MW. Kopā ar esošajiem hidroelektrostaciju jaudām tas var nodrošināt elektrolīzes iekārtas ar

Sākotnējais ūdeņraža projekta shematiskais attēlojums TEC-2, 41. attēls



zaļo elektroenerģiju par konkurētspējīgām cenām.

Šobrīd sadarbībā ar "Latvijas Ūdeņraža Asociāciju" tiek veikti pētījumi, kurā tiek precizēta ūdeņraža projektu koncepcija un izvērtēti indikatīvi rādītāji par ūdeņraža izmantošanu Latvijā 2030. un 2050.gadā. Tabulā sniegti rādītāji ir indikatīvi un var mainīties. Arī atsevišķi ūdeņraža patēriņi nav kvantificēti, piemēram, aviācijas degvielas aizstāšana ar sintētiskām degvielām, jo trūkst informācijas par ražošanas plāniem.

LATVIJAS KODOLENERĢIJAS POTENCIĀLS

Latvijā līdz 1998. gadam darbojās Salaspils zinātniskais kodolreaktors un Latvija kopš 1997. gada ir Starptautiskajai Atomenerģijas aģentūras biedrs, tomēr valstī pagaidām nav priekšnosacījumi komerciālas AES izveidošanai. Lielie AES projekti, kā Somijas Olkiluoto ir sarežģīti un būvniecības termiņi ir grūti prognozējami, tāpēc Baltijas valstīm piemērotākās ir SMR tehnoloģijas, kuras ir vieglāk uztādāmas un vieglāk integrējamas vietējā enerģētikas infrastruktūrā.

Igaunijas uzņēmumam "Fermi Energia" vairāki gadi ir pagājuši, veicot dažādus sagatavošanas darbus – sākot no sabiedrības kopējās informētības uzlabošanas un beidzot ar konkrētiem soļiem AES projekta ieviešanai. Projektam tika saņemts politiskais atbalsts gan valsts, gan pašvaldības līmenī. Ir piesaistīta investoru un dažādu starptautisku organizāciju uzmanība. Tiek apmācīti vietējie speciālisti un piesaistīti ārzemju eksperti. Igaunijas pirmo mazas jaudas modulāro kodolreaktoru plāno nodot ekspluatācijā 2032. gadā. Visdrīzāk tas būs *GE Hitachi* vāroša ūdens kodolreaktors BWRX-300 (redzams 42. attēlā), kura termiskā jauda ir 870 MW un elektriskā jauda 300 MW. Pašlaik šī tehnoloģija ir licencēšanas procesa stadijā. Šādu reaktoru jau plāno izmantot Kanādas uzņēmums *Ontario Power Generation* sev piederošajā *Darlington* AES.

Latvija savā vizijā faktiski no Igaunijas atpaliek par dažiem gadiem. Var novērtēt, ka par šādu laika nogriezni nobīdīts Latvijas SMR būvniecība salīdzinot ar Igauniju. Kaut arī Latvijā 1980. gados netika realizēta ideja par AES būvniecību Pāvilstā, tomēr nelielas priekšzināšanas šajā jomā ir iegūtas. Valstī no 1961. gada līdz 1998. gadam darbojās Salaspils

zinātniskais kodolreaktors. 2006. gadā Baltijas valstu valdības vienojās par kopīgas AES būvniecību Lietuvā. Tās ietvaros tika veiktas vairākas izpētes.

Latvijas uzņēmums AS "Siltumelektroprojekts" kā apakšuzņēmējs strādā vairākos AES projektos (*Hanhikivi-1* Somijā, *Paks 2* Ungārijā, *Akkuyu* Turcijā, *El Daba* Ēģiptē).⁹¹ AES būvi Latvijā būtiski atvieglos šāda plānota projekta realizācija Igaunijā un Polijā. Latvijai ir vietējais cilvēkkapitāls un zināšanas, lai šādus projektus mēs spētu projektēt un attīstīt.

Saskaņā ar ES Taksanomijas deleģēto aktu, kodoenerģētika ir uzskatāma par metodi, kas ļaus nodrošināt pāreju no fosila kurināmā uz klimatneitrālu enerģētiku. Tāpēc ir paredzēts pārejas periodā atļaut jaunu atomelektrostaciju celtniecību. Jaunas AES gadījumā, celtniecības licenci ir jāsaņem līdz 2045.gadam (tas ir viens no ES taksanomijas ierobežojumiem). Lai realizētu Latvijas AES projektu, būvniecība ir jāuzsāk periodā no 2030. līdz 2045.gadam. Līdz tam laikam ir jāveic visi apjomīgie darbi projekta sagatavošanai.

Pirmais veicamais solis – AES būvēšana ir jāparedz valsts attīstības plānošanas dokumentos. 2022. gadā tika pārskatīts Enerģētikas likums⁹², kur tika izskatīti vairāki ieteikumi saistībā ar atomelektrostācijas būvniecību Latvijas teritorijā un tās pieslēgšanai sistēmas operatora tīklam. Ministru kabinets līdz 2022. gada 30. septembrim iesniegs Saeimai ziņojumu par atomelektrostācijas būvniecības lietderīgumu Latvijā. Veicot izvērtējumu, ņem vērā ģeopolitisko situāciju, energoresursu izmaksu un pieejamības attīstību. Gadījumā, ja Ministru kabi-

Indikatīvie rādītāji par ūdeņraža patēriņu Latvijā 5. tabula

H ₂ izmantošanas sfēra	2030.gads	2050.gads
Transports (iekšdedzes dzinēju un dīzeļdegvielas aizstāšana ar ūdeņraža el. dzinējiem)	14,04 kt (0,46 TWh)	593,56 kt (19,60 TWh)
Stacionārā enerģētika (ūdeņraža piejaukums dabas gāzes tīklā; ūdeņraža izmantošana enerģijas ražošanai)	5,3 kt (0,17 TWh)	65,5 kt (2,16 TWh)
Enerģijas ražošana, balansēšana/uzkrāšana (ūdeņradis kā enerģijas uzkrājējs un pārnesējs; kā izejviela enerģijas ražošanā)	6,9 kt (0,23 TWh)	156 kt (5,15 TWh)
Ūdeņraža kā izejviela ķīmiskā ražošana	Grūti nodefinēt, jo Latvijā ir maz ūdeņradi patērējošu uzņēmumu. Jāapskata eksporta iespējas.	
Ūdeņradis sintētisko degvielu ražošana (ūdeņraža izmantošana oglekļa uztveršanā un izmantošana)	32,4 kt (1,07 TWh)	291,6 kt (9,62 TWh)

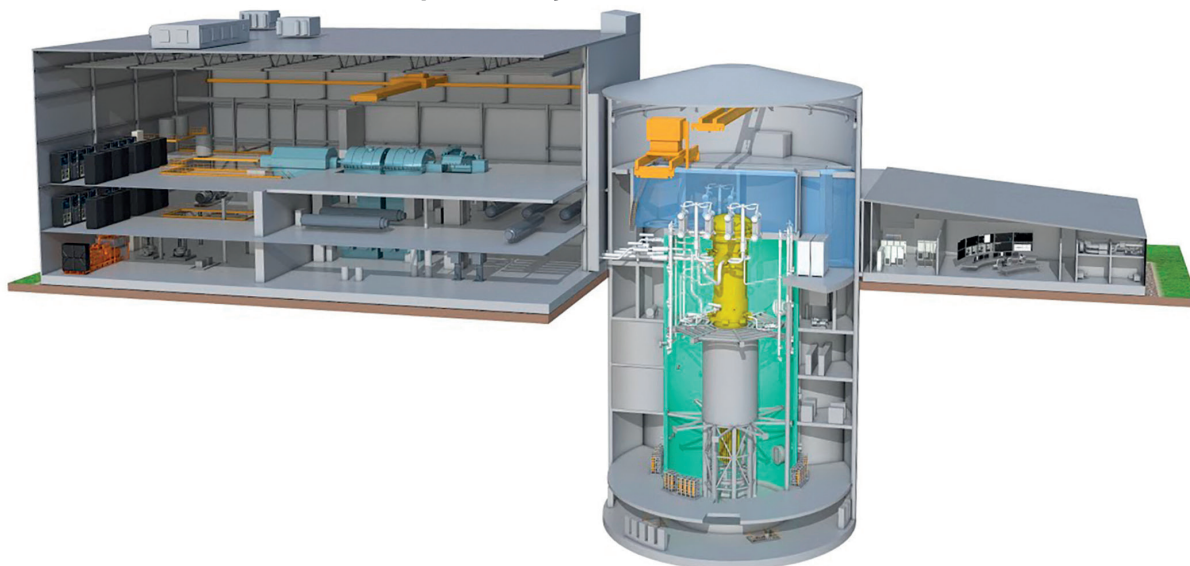
1 TWh = 0,0303 milj. tonnu H₂

⁹⁰ GE Hitachi Nuclear Energy, 2022, The BWRX-300 is SMR modelis, <https://nuclear.gewater.com/build-a-plant/products/nuclear-power-plants-overview/bwrx-300>

⁹¹ AS "Siltumelektroprojekts" <https://sep.lv/>

⁹² LR Saeimas ziņojums, 2022, <https://titania.saeima.lv/LIVS/SaeimasNotikumi.nsf/webSNbyDate?OpenView&count=1000&restrictToCategory=20.04.2022>

BWRX-300 tipa mazas jaudas kodolreaktors, 42. attēls



Avots: GE Hitachi Nuclear Energy, 2022, The BWRX-300 is SMR modelis, <https://nuclear.gewater.com/build-a-plant/products/nuclear-power-plants-overview/bwrx-300>

neta ziņojums būs pozitīvs, tad nākošais solis varētu būt AES būvniecības paredzēšana “Enerģētikas attīstības pamatnostādņēs” vai citā saistošā ilgtermiņa plānošanas dokumentā. Citi nākamie veicamie pasākumi būtu regulatora un kodoldrošības inspekcijas nodibināšana, likuma pieņemšana par AES būvi Latvijā, mācību atbalsta lobēšana, vietas izvēle, AES apkalpojošā personāla gatavošana, projekta saskaņošana ar kaimiņvalstīm, izmantotās kodoldegvielas glabātuves veidošana, utt.

Ja uzbūvētu divus nelielas jaudas reaktorus ar kopējo elektrisko jaudu 600 MW (2×300 MW), un nodrošinot to jaudas izmantošanu apmēram 80%, gadā tie varētu saražot virs 4 TWh elektroenerģijas. Latvijas PSO prognozē⁹³, ka 2032. gadā elektrības patēriņš būs robežās no 7,6 līdz 8,3 TWh, tātad šādi divi SMR

spētu piegādāt pusi no valstij nepieciešamās elektroenerģijas. To varētu izmantot visi elektrības patērētāji Latvijā. Šis apjoms būtiski samazinātu elektrības importu, pilnveidotu elektroapgādes drošumu un uzlabotu valsts ārējo maksājumu bilanci. 2021. gadā Latvijā patēriņš ar vietējo ģenerāciju tika nosegts 75,9% apmērā (iztrūkumu 1,77 TWh importēja).⁹⁴ 2021. gadā preču un pakalpojumu tirdzniecības bilanci bija deficīts 2,1% no iekšzemes kopprodukta jeb 940 milj. eiro.⁹⁵

Divu SMR reaktoru būvniecība palīdzētu Latvijai kļūt energo nearkarīgai, kā arī AES spētu strādāt sinerģijā ar plānotajiem (vēja un saules) parkiem, esošo Daugavas kaskādi, kā arī ar plānotajiem ūdenraža projektiem. Kopīgas infrastruktūras attīstībā, Latvija spētu arī kļūt klimatneitrāla, kā arī par spēcīgu Baltijas reģiona enerģijas eksportētāju.

AES būvniecības projekta realizācijas etapi 6. tabula

	APSVĒRUMU ETAPS PIRMS LĒMUMA UZSĀKT KODLERĢIJAS PROGRAMMU			SAGATAVOŠANĀS ETAPS DARBI LĪGUMA SLĒGŠANAI UN AES CELTNIECĪBAI PĒC GALA LĒMUMA PIENĒMŠANAS			BŪVNICĪBAS ETAPS ĀTOMELEKTROSTACIJAS BŪVNICĪBA					RAŽOŠANAS ETAPS
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Valdība	Darba grupas izveidošana un pētījumu veikšana			Teritorijas plānošana un būvatļaujas izsniegšana			AES licencēšanas process					
	Kodolspēkstacija likumprojekta izstrādes sagatavošana			Kodolspēkstacija regulatora izveide un normatīvo aktu izstrāde			Būvdarbu uzraudzība, nodošana ekspluatācijā un testēšana					Regulatora uzraudzība
Operātors	Priekšizpēte un tehnoloģiju izvēle			Sagatavošanās būvniecības procesam un licencu kārtošana			Teritorijas labiekārtošana, būvdarbu veikšana un iekārtu komplektēšana					Komerčiāla darbība

Valsts noteiktais teritorijas plānojums (National Designated Spatial Plan)

⁹³ Pārvaldes sistēmas operatora ikgadējais novērtējuma ziņojums; Rīga; 2022

⁹⁴ AS “Augstsprieguma tīkls” dati, 2022, <https://ast.lv/lv/electricity-market-review?-year=2021&month=13>

⁹⁵ Latvijas bankas dati, 2021, https://datnes.latvijaskatiba.lv/lmb/LMB_2021.pdf

LATVIJAS ENERĢĒTIKAS SEKTORA NĀKOTNES SCENĀRIJI

Pētījuma ietvaros ir izstrādāti elektroenerģijas ģenerācijas portfeļa scenāriji 2022./2023.gada situācijai un 10 gadu perspektīvai. Scenāriji ir veidoti balstoties uz publiski pieejamiem datiem, neveicot padziļinātu izvērtējumu. Aprakstītie scenāriji ir balstīti uz daudziem pieņēmumiem, kas palielina novirzes iespējamību, un nav zinātniski pamatoti.

Situācijas raksturojums uz 2022./2023.gada apkures sezonu

Vadoties pēc publiski pieejamās informācijas, saskaņā ar dabasgāzes PSO "Conexus Baltic Grid" ziņojumā ietvertā 2022./2023. gada scenārija aprēķiniem prognozētais IPGK pildījums ir 59% apmērā. Gadījumā, ja dabasgāzes piegādes Baltijas - Somijas reģionā sākot ar 2023. gadu no Krievijas nenotiek, gāzes krājumi Inčukalna PGK varētu tikt izsmelti 2023. gada martā, apkures periodā Baltijas - Somijas reģionā veidojot gāzes deficītu vismaz 30 TWh gadā. Latvijas patēriņam ir paredzēta tikai daļa no IPGK esošās gāzes (apjoms, cik tieši – ir konfidencialā informācija). Šī PSO prognoze balstās uz pieņēmuma, ka piegādes no Krievijas 2022.gadā nenotiek tikai maijā un jūnijā, ka izmantojot Klaipēdas SDG termināli tiks nodrošināti 33,29 TWh gāzes, Haminas SDG termināli – 1,46 TWh gāzes, bet dabasgāzes gada patēriņš Latvijā būs 11,34 TWh.⁹⁶

Vienlaikus šis novērtējums tika sagatavots pirms AAS "Gazprom" 2022.gada 30.jūlijā pārtrauca gāzes piegādes uz Latviju, nenoslēdzoties iesūkšanās sezonai, līdz ar to faktiskā situācija 2022./2023. gada apkures sezonai ir saistīta ar vēl lielākiem riskiem. Dabasgāzes pieejamībai kritiski svarīgi nodrošināt alternatīvos tās piegādes ceļus un avotus.

Jaunas infrastruktūras izveidei ir nepieciešams laiks. Prognozētā pieprasījuma apmierināšanai būtu nepieciešams papildus SDG terminālis Latvijā, Igaunijā vai Somijā. Paredzēts, ka 2022. gada rudenī darbību uzsāks SDG termināli Igaunijā un Somijā.

Būtiski panākt, lai Klaipēdas SDG termināļa jaudu pieejamību Latvijas tirgotājiem, nepieļaujot diskrimināciju, liedzot tiem izmantot termināļa jaudas gāzes piegādēm. Jāatzīmē, ka tieši Lietuvas elektroenerģijas negatīvā elektroenerģijas bilance (patēriņš ievērojami pārsniedz ģenerāciju) ir viens no noteicošiem faktoriem augstai elektroenerģijas cenai Latvijas un Lietuvas cenu zonās. Ja dabasgāze nav pieejama TEC darbināšanai tirgus vajadzībām, Latvijā un Lietuvā (pateicoties lielai starpsavienojumu kapacitātei starp abām valstīm) elektroenerģijas cena var sasniegt būtiski augstāku līmeni.

Tāpat ir kritiski svarīgi, lai dabasgāzes tirgotājiem ir ne tikai pieejama infrastruktūras kapacitāte, bet arī pati gāze kā produkts. Gāzes kā produkta pieejamībai ir svarīga arī tankkuģu pieejamība gāzes no-

gādāšanai līdz mērķa ostai. Kā jau tika iepriekš minēts, dabasgāzes deficīts ir vērojams visā Eiropā, kā arī Eiropas dabasgāzes lietotājiem ir sīva konkurence par gāzes pieejamību ar Āzijas lietotājiem. Tas rada būtisku spekulatīvo risku. Turklāt pastāv arī loģistikas problēmas – ES ievērojami pieaugot pieprasījumam pēc SDG gāzes, vērojams arī tankkuģu deficīts.

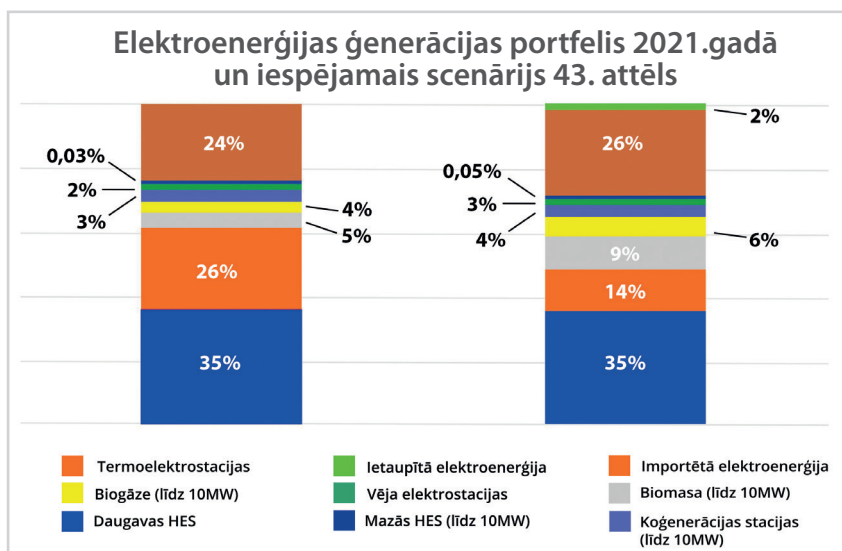
Lai samazinātu dabasgāzes deficītu, nepieciešams maksimāli izmantot iespējas dabasgāzes aizvietošanai ar citiem alternatīviem enerģijas avotiem un tehnoloģijām, kas neizmanto dabasgāzi enerģijas ģenerēšanai. Tajā pašā laikā, jāizvērtē faktiskās iespējas šādas pārmaiņas iedzīvināt, ņemot vērā īso laiku. Aizvietojot dabasgāzi, elektrisko enerģiju un siltumenerģiju var iegūt, palielinot biometāna, biomasas izmantošanu, kā arī uzstādot siltumsūkņus, saules paneļus un vēja ģeneratorus. Tāpat ir iespējams kā kurināmo izmantot mazutu un dīzeļdegvielu. Eiropā tiek palielināta arī ogļu spēkstaciju izmantošana.

Vienlaikus, pat dubultojušies pasākumiem saules ģenerācijas jaudai, ietekme uz kopējo Latvijas enerģijas portfeli būtu minimāla. Nav paredzēts, ka līdz 2022./2023.gada ziemai tiktu realizēti arī lielas jaudas biometāna, biomasas vai siltumsūkņu enerģijas ģenerēšanas projekti. 2022.gada septembrī darbību uzsāka 58,8 MW vēja enerģijas parks Tārgalē pie Ventspils, ne daudz palielinot vēja enerģijas daļu enerģētikas portfeli.

Scenārijs ir veidots, balstoties uz pieņēmuma, ka 2022./2023. apkures sezonā laika apstākļi būs līdzīgi iepriekšējam gadam un HES darbības intensitāte būs līdzīga iepriekšējam gadam. Tāpat scenārijā ir pieņemts, ka:

- saules paneļu izmantošana pieaugs divās reizēs. Vienlaikus ietekmi uz kopējo elektroenerģijas ražošanas portfeli tas radītu zem 1%.
- Vēja, biomasas, biometāna saražotās elektroenerģijas apjoma pieaugums nebūs būtisks (+58,8 MW vējš).
- No citām ES dalībvalstīm importētā elektroenerģija nosegs to elektroenerģijas daudzumu, ko nebūs iespējams nosegt ar patēriņa ietaupījumu.

Atbilstoši Centrālās statistikas pārvaldes datiem, dabasgāzes



Avots: autoru veidots, balstoties uz pieņēmumiem un 2021.gada datiem no www.ast.lv

⁹⁶ Conexus, PSO paziņojums 2022., <https://www.conexus.lv/uploads/filedir/Zinojumi/>

PSO_zinojums_2022_LV.pdf

Dabaszgāzes patēriņš gadā un apkures sezonā, 7. tabula

	2021	2020	2019
Gada patēriņš, MWh	12 707 312	11 750 894	14 506 469
Apkures sezona (oktobris-aprīlis), MWh	8 223 633	9 828 140	8 503 685
Apkures sezona patēriņš, % no gada patēriņa	65%	84%	59%

Avots: Oficiālā statistikas portāla dati, https://data.stat.gov.lv/pxweb/lv/OSP_PUB/START__NOZ__EN__ENB/ENB020m/

patēriņš apkures sezonā pēdējos trīs gados ir veidojis 59-84% no gada dabaszgāzes patēriņa, un ir bijis 8,2-9,8 TWh (skat. 7.tabulu). Jāatzīmē, ka gaisa temperatūras pazemināšana ievērojami palielina kurināmā patēriņu. Dabaszgāzes patēriņu būtiski ietekmē arī dabaszgāzes cena, jo pie augstas gāzes cenas no tās saražota elektroenerģija ir mazāk konkurētspējīga NordPool biržā, attiecīgi šāda elektroenerģija netiek pieprasīta un pārdota tirgū. Tāpat rūpnieciskie dabaszgāzes lietotāji ir spiesti samazināt dabaszgāzes izmantošanas intensitāti, jo produkti, kuru ražošanas izmaksas dabaszgāzes izmaksas spēlē būtisku lomu, zaudē konkurētspēju.⁹⁷

Salīdzinot 2022.gada sešus mēnešus pret 2021.gada sešiem mēnešiem, dabaszgāzes patēriņš Latvijā ir samazinājies par 31,8%. Turklāt, 2022.gada vasaras mēnešos TEC praktiski nav darbinātas (arī pie vēsturiski augstākās elektroenerģijas cenas biržā 2100 EUR/MWh 2022.gada 21.jūlijā un 4000 EUR/MWh 2022.gada 17.augustā). Tas nodrošina relatīvi lielākus dabaszgāzes krājumus apkures sezonas sākumā.

IPGK lietotāji ir gan privāti vietējie uzņēmumi, gan valstij piederoši un starptautiski uzņēmumi, kas pārstāv dažādus uzņēmējdarbības sektorus – dabaszgāzes vairumtirdzniecība un mazumtirdzniecība, enerģijas ražotāji, apkures operatori un ražotāji uzņēmumi. Atbilstoši publiski izskanētai informācijai, IPGK ir 5,6 TWh gāzes, kas pieder Latvijā reģistrētiem uzņēmumiem (ziņa medijos uz 05.08.2022.). Vienlaikus atbilstoši normatīvajiem aktiem, 2 TWh gāzes ir paredzētas kā rezerve elektroenerģijas sistēmas stabilitātes nodrošināšanai ārkārtas desinhronizācijas gadījumā no Krievijas pārvaldītā elektrotīkla. Tas liecina par dabaszgāzes alternatīvo piegāžu kritisko lomu.

Dabaszgāzes deficītu ir iespējams mazināt, samazinot kopējo energoresursu patēriņu, ieviešot taupīšanas pasākumus. EK ir ierosinājusi samazināt dabaszgāzes patēriņu par 15%. Daļēji patēriņa samazinājums notiks dabiski dēļ augstām gāzes cenām. Tā, piemēram, uz 2022.gada vasaru dabaszgāzes patēriņš Latvijā jau samazinājies par 30% pret iepriekšējā gada attiecīgo periodu. Pārsvār tas ir saistīts ar to, ka netika darbinātas TEC, kas ir Latvijas lielākais gāzes lietotājs. Vienlaikus mazāka TEC darbināšana pieļauj lielākus elektroenerģijas cenu piķus.

Latvijā Ministru prezidents Krišjānis Kariņš ar rezolūciju ir uzdevis visiem ministriem un Valsts kancelejai gatavoties enerģijas taupības pasākumu ieviešanai gaidāmajā apkures sezonā. Dažādi taupīšanas pasākumi tiek plaši ieviesti visā ES, t.sk. gaisa temperatūras noteikšana telpās, kuru pārkāpjot ir paredzēts sods. Ir arī citi pasākumi kurus ievieša vai apsver citās valstīs, piemēram, pārkot dzērienus no hipermarketu ledusskapjiem, kas nav atdzesēti līdz 4°C, bet drīzāk 8°C, un pat piemaksājot par vēsāku pudeli pret plauktā esošo; Sporta pasākumu un koncertu organizēšana dienas laikā, tādējādi izvairoties no gaismas sistēmu izmantošanas; Artēzisko strūklu-

ku izmantošanas un sabiedrisko ēku apgaismojuma samazināšana; ir apsvērtas iespējas samazināt Ziemassvētku tirdziņu vai tādu pasākumu kā *Oktoberfest* pompozitāti. Šie ir tikai daži lietderīgi (un saprātīgi) “nākamā līmeņa” pasākumi ģeopolitisko un enerģētisko karu periodiem. Taču tie visi rada sociālas un politiskas izmaksas, kas var vēl vairāk ietekmēt sociālos nemierus reģionā.

Citas tendences

Pēdējā laikā līdz ar būtiski pieaugošām elektroenerģijas cenām vidēji un piķa stundās, ir vērojama tendence enerģijas lietotājiem pāriet no biržas līguma nosacījumiem uz izlīdzināto maksājumu. Neskatoties uz to, ka piemēram mājsaimniecību patēriņš ir salīdzinoši neliels, šī tendence kopumā, it īpaši ilgtermiņā, ir vērtējama negatīvi, jo tas mazina lietotāju motivāciju reaģēt uz tirgus signāliem un izvērtēt iespējas pārvirzīt savu patēriņu uz mazāka enerģijas ģenerācijas deficīta laiku, tādējādi neveicinot turpmāko cenas pieaugumu valstī.

Tāpat, tirgotāji, kuri piedāvā fiksētās cenas nosacījumus uzņem riskus, kas varētu būt nenosegti pie turpmākās enerģētiskās krīzes eskalācijas. Tā, piemēram, Apvienotajā Karalistē krasi pieaugot elektroenerģijas cenām ar ievērojamam finansiālām grūtībām (kur bija nepieciešama valsts iejaukšanās) ir sastapušies 31 elektroenerģijas tirgotāji.

Latvijas nākotnes enerģijas portfelis

Nemot vērā ģeopolitisko situāciju, tās būtisko ietekmi uz dabaszgāzes cenām un faktisko pieejamību, prognozēts, ka tuvākajos gados pieprasījums pēc dabaszgāzes Latvijā samazināsies, taču vidējā termiņā - atjaunosies līdzšinējā apmērā. Savukārt, ilgākajā termiņā, dabaszgāzes patēriņš samazināsies atbilstoši Latvijas zaļā kursa mērķiem.

Veidojot nākotnes enerģētikas portfela scenārijus, būtiski ņemt vērā, ka pieaugot AER ģenerācijai, pieaug arī vajadzība nodrošināt balansēšanas jaudas, kas spēs nodrošināt stabilu sistēmas darbību un apmierināt mazāk elastīgu pieprasījumu, kad mainīgie AER avoti nav pieejami. Pieaugot AER īpatsvaram pret bāzes (kontrolējamām) jaudām, balansēšana kļūst dārgāka, līdz ar to ir būtiski sasniegt ilgtspējīgu proporciju starp mainīgajiem un stabilajiem enerģijas avotiem.

Veidojot nākotnes enerģijas portfeli elektroenerģijas un siltuma jomā, ievēroti šādi principi:

- elektroenerģijas patēriņš pieaugs, neskatoties uz energoefektivitātes pasākumiem. To veicinās plašāka elektrifikācija. Ir pieņemts 7% pieaugums 2035.gadā pret 2021.gada elektroenerģijas patēriņu;
- vietējo energoresursu prioritizēšana, kas gan samazina energoatkarību, gan veicina iekšzemes kopprodukta pieaugumu pie efektīvas resursu izmantošanas;
- enerģijas avotu un ģenerācijas tehnoloģiju diversifikācija. Dažādu enerģijas avotu diversifikācija nodrošinās lielākas elastības iespējas konkrētās stundas pieprasījuma apmierināšanai, pielāgojoties gan laika apstākļiem, gan energoresursu cenām, to faktiskajai pieejamībai un tehnoloģiju konkurētspējai, nodroši-

⁹⁷ https://data.stat.gov.lv/pxweb/lv/OSP_PUB/START__NOZ__EN__ENB/ENB020m/

not stabilu enerģijas piegādi lietotājiem pēc iespējami zemākām cenām;

- iespējami minimāla valsts iejaukšanās, ļaujot tehnoloģijām atrast izmaksu ziņā efektīvāko risinājumu enerģijas piedāvāšanai lietotājiem;
- maksimālā esošās infrastruktūras izmantošana, jaunas infrastruktūras veidošanas kritiska izvērtēšana;
- izvairīšanās no ilgtermiņa līgumu slēgšanas krīzes (ažiotāžas) situācijās.

Gāzes izmantošanas tendences:

- dabasgāzes izmantošana, dažādojot piegādes avotus un veidus;
- biometāna plašāka izmantošana;
- ūdeņraža ražošana un izmantošana, gan ievadot gāzes sistēmā ar koncentrāciju līdz 20%, gan izmantojot atsevišķu decentralizēto tīklu, kur tas ir ekonomiski pamatoti;
- TEC darbināšana samazināsies par 20%.

Vēja un saules enerģijas izmantošanas tendences:

- vēja enerģijas plašāka izmantošana, efektīvi izmantojot gan pārvades un sadales sistēmu pieejamās jaudas, gan vēja potenciālu;
- elektroenerģijas piķa slodze 2021.gadā ir 1,2-1,3 GW. 2035.gadā piķa slodze pieaugs proporcionāli elektroenerģijas patēriņa pieaugumam;
- ņemot vērā šā brīža milzīgo interesi par vēja projektu attīstību, prognozēts, ka realizēto projektu skaits nedaudz pārsniegs Latvijas piķa slodzi (kas ir vēja un saules enerģijas komerciālā izdevīguma robežapjoms). Attiecīgi, vēja un saules spēkstaciju uzstādītā jauda varētu veidot ap 1,6 GW.

Biomases izmantošanas tendences:

- pieaugošās biomasas izmantošanas tendences Eiropā nav ilgtspējīgas, un ierobežotos biomasas resursus būs pievilcīgāk izmantot jomās, kur to pievienotā vērtība ir visaugstākā. Kopējais pieprasījums pēc biomasas ir ievērojami lielāks nekā tas, ko Eiropā iespējams saražot, neapdraudot izvīrītos klimata pārmaiņu un SEG emisiju samazināšanas mērķus;
- tradicionālie pielietojumi bioenerģētikā līdz ar gala patēriņa elektrifikāciju un zaļā ūdeņraža ieguves tehnoloģiju pilnveidošanos, kļūs salīdzinoši neizdevīgāki, turpinot to izmantot, kur elektrifikācijas iespējas ir ierobežotas un ūdeņraža utilizācija apgrūtināta;
- Latvijā biomasas ir tradicionāls enerģijas avots, līdz ar ko būtisks tās izmantošanas kritums tuvākajā laikā ir maz ticams.

Siltumsūkņi:

**Bāzes jaudu
ģenerācija:**
Dabasgāze ↓
Biogāze ↑
Ūdeņradis ↑
Biomasas →

**Mainīgā
ģenerācija:**
Vēja parki ↑
Saules parki ↑
HES →

Enerģijas ražošanas izmaksas pēc tehnoloģiju sadalījuma 8. tabula

Tehnoloģija	Kapitāl-izmaksas (USD/KW), mediāna
Biomasa (koģenerācija)	4 689
Akmeņogles (oglekļa uztveršana un uzglabāšana)	4 572
Kodolenerģija	3 370
Sauszemes vējš (< 1 MW)	2 852
Hidroenerģija (rezervuāri, > = 5 MW)	2 778
Jūras vējš	2 740
Dabasgāze (CCGT un CCUS)	2 619
Akmeņogles (koģenerācija)	2 240
Saules PV (mājsaimniecību)	1 653
Sauszemes vējš (> = 1 MW)	1 439
Biomasa	1 095
Saules PV (komerciālā)	1 085
Dabasgāze (CCGT)	955
Saules PV (liela mēroga)	923
HAES	897
Dabasgāze (OCGT, kombinētā koģenerācija)	684
Litija jonu baterijas	655
Kodolenerģija (ilglaicīga ekspluatācija)	497

Avots: OECD, Levelised Cost of Electricity Calculator, 2020 Nuclear Energy Agency - Projected Costs of Generating Electricity - Levelised Cost of Electricity Calculator

attīstoties tehnoloģijām, siltumsūkņu konkurētspēja turpina uzlaboties, veicinot plašāku siltumsūkņu izmantošanu. Tāpat, veidojot scenārijus ir ņemts vērā, ka pie līdzvērtīgiem nosacījumiem, tehnoloģijas konkurē tirgū, ņemot vērā to izmaksas (sk. 8. tabulu).

Ievērojot augstāk minētos pieņēmumus un principus ir izveidoti elektroenerģijas ģenerācijas scenāriji, kuri redzami 44. un 45. attēlā.

Atbilstoši Latvijas elektroenerģijas portfeļa ilgtermiņa scenārijam (bez AES), lielāku daļu elektroenerģijas Latvijā gada griezumā turpinās nodrošināt HES. Nākamais lielākais elektroenerģijas avots varētu būt vēja elektrostacijas (galvenokārt, sauszemes elektrostacijas, pateicoties to zemākām izmaksām salīdzinot ar jūras vēja parkiem un Latvijā salīdzinoši brīvi pieejamām zemes platībām, ja netiek likti šķēršļi no pašvaldību puses). TEC pārsvarā darbotos kā rezerves ģenerācijas avots brīžos, kad mainīgā ģenerācija nespētu apmierināt elektroenerģijas pieprasījumu. TEC dedzināmais dabasgāzes apjoms varētu samazināties, gan pieaugot biogāzes apjomam gāzes sistēmā (15%), gan parādīties ūdeņradim (5%).

Atbilstoši Latvijas elektroenerģijas portfeļa ilgtermiņa scenārijam (ar AES), lielāku daļu elektroenerģijas Latvijā nodrošinātu AES, ņemot vērā, ka divi reaktori ir nepieciešami, lai spētu nodrošināt rezerves jaudas brīžiem, kad kāds no reaktoriem nes-trādās. Pie šāda scenārija veidotos elektroenerģijas pārpalikums. Scenārijs paredz, ka no daļas AES saražotās elektroenerģijas tiktu ražots ūdeņradis, ko varētu, savukārt, aktīvāk izmantot TEC darbināšanai. Scenārijs paredz, ka elektroenerģijas pārpalikums tiktu eksportēts uz citām valstīm (vienlaikus pētījuma ietvaros netika vērtēta attiecīgās elektroenerģijas konkurētspēja, ņemot

vērā citu valstu plānotās ģenerācijas konkurētspēju). Līdz ar lielāku ūdeņraža ražošanu, ir paredzēta aktīvāka TEC izmantošana, salīdzinot ar pirmo scenāriju. Attiecīgi, paredzēts, ka HES saglabājosies pašreizējiem elektroenerģijas ģenerācijas apjomiem, noslidēs uz trešo vietu elektroenerģijas ģenerācijas portfeli. Scenārijs paredz, ka vēja enerģija veidos salīdzinoši nebūtisku daļu, tikai ap 3%.

Latvijas enerģētikas sektors: nepieciešamie soļi

Plānojot pasākumus Latvijas enerģētikas sektorā, svarīgi ņemt vērā notikumus citās reģiona valstīs, jo enerģētikā darbojas “savienoto trauku” princips.

Kritiski svarīgi 2022./2023. apkures sezonas pasākumi ir:

- Somijas un Igaunijas SDG termināļu pabeigšana;
- Klaipēdas SDG termināļa nekavēta pieejamība Latvijas dabasgāzes tirgotājiem;
- dabasgāzes kā produkta pieejamība (spekulatīvais risks);
- dabasgāzes aizvietošana, kur tas ir iespējams (biogāze, šķelda, siltumsūkņi, saule, vējš);
- taupīšanas pasākumi.

Turklāt, ņemot vērā, ka vairs nedarbojas līdz šim izmantotie dabasgāzes piegādes ceļi, nepieciešams nekavējoties izstrādāt jaunu reģionālā apgādes drošības risku novērtējumu, aptverot ne tikai Latvijas vajadzības un situāciju, bet arī Somijas tirgu, Somijas un Igaunijas starpsavienojumu *Balticconnector* un Lietuvas un Polijas starpsavienojumu *GIPL*.

Svarīgi apzināt elektroenerģijas tirgotāju pieaugošos maksātnespējas riskus. Līdzīgi kā daudzās citās ES valstīs arī Latvijā tirgotāji, kas piedāvā fiksētās elektroenerģijas cenas piedāvājumus, piedzīvo lielus izaicinājumus, jo klientu līgumu maksa var būt nepietiekosa izmaksu segšanai, iegādājoties elektroenerģiju *NordPool* biržā, faktiskajai cenai būtiski pārsniedzot prognozēto.

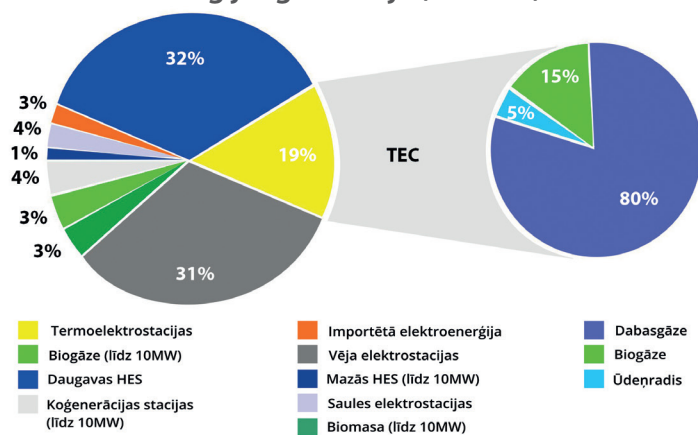
Būtiski apzināt arī enerģētikas jomas krīzes efektu uz citām jomām. Tā, piemēram, vairākas deļ augstām energoresursu cenām ES slēgtās minerālmēslojumu ražotnes atstās ietekmi uz nākamo lauksaimniecības sezonu un pārtikas jomu. Dabasgāze veido apmēram trīs ceturtdaļas no minerālmēslojuma ražošanas izmaksām, tāpēc Eiropas rūpnīcas vienkārši ir slēgtas, palielinot spiedienu uz ASV ražotājiem, kur dabasgāzes cena ir ievērojami zemāka.⁹⁸ Līdzīgi arī citās energoietilpīgajās jomās ir augsti produkcijas deficīta riski. Augstu energoresursu cenu ietekme uz inflāciju un attiecīgi arī dzīves līmeni var ne tikai negatīvi ietekmēt IKP pieaugumu, bet arī veicināt iedzīvotāju neapmierinātību ar politisko situāciju un sociālos nemierus.

Vērtējot vidējā termiņa un ilgtermiņa pasākumus, būtu jāņem vērā, ka Latvijā SDG termināli varētu uzbūvēt ne ātrāk kā līdz 2023. gada beigām. Vērtējot iespējamo projektu risinājumu, būtu jāņem vērā visas potenciālās izmaksas, minimizējot pārinvestēšanas risku infrastruktūrā, kas nav samērīga ar to izmantošanas intensitāti (efektivitāti).

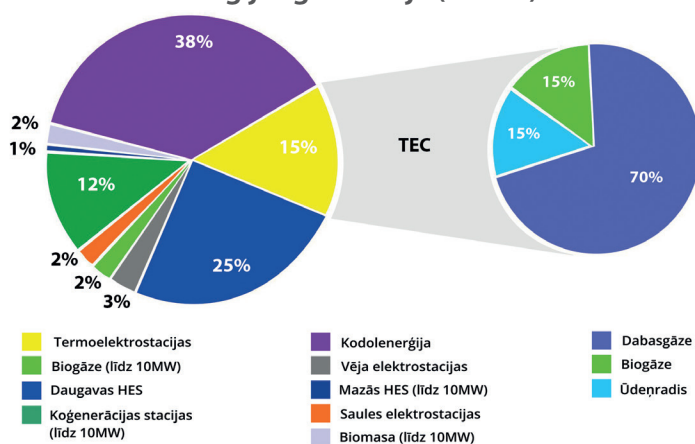
Būtiski ir izvērtēt ilgtermiņa līgumu sekas. Pēc publiski pieeja-

⁹⁸ <https://www.barrons.com/articles/how-europes-natural-gas-woes-feed-a-north-american-fertilizer-boom-51662768552>

Elektroenerģijas ģenerācija (bez AES) 44. attēls



Elektroenerģijas ģenerācija (ar AES) 45. attēls



mās informācijas, dabasgāzes piegādātāji un infrastruktūras (SDG terminālis) privātie attīstītāji ir ieinteresēti slēgt ilgtermiņa saistību līgumu uz vismaz 10 gadiem. Šobrīd nav zināms, kāds būs gāzes tirgus pēc dažiem gadiem, kā arī kāds būs dabasgāzes pieprasījums un cena. Vienlaikus šobrīd termināli strādā ar virspelņu.

Būtiski izvērtēt arī iespējamā dabasgāzes pārpalikuma riskus, ņemot vērā, ka tās patēriņam Latvijā līdz ar ES “zaļo kursu” būtu pakāpeniski jāiet mazumā.

Tāpat jāņem vērā tas, ka starp Lietuvu un Poliju ir izbūvēts gāzes cauruļvads *GIPL*, gāzesvads plānots no Norvēģijas uz Poliju, kā arī SDG termināli tiek būvēti Igaunijā un Somijā. Piemēram, Skultes SDG termināļa plānotā jauda – 40 TWh kubikmetru, kas ievērojami pārsniedz Latvijas dabasgāzes gada patēriņu. Attiecīgi, pieņemot lēmumu par šī projekta nepieciešamību, jāparedz arī dabasgāzes piegāžu stratēģija uz kaimiņvalstīm.

Ekonomikas ministrijai, kas ir vadošā ministrija enerģētikas politikas veidošanā, jāizvērtē attiecīgie riski, virzot priekšlikumu politisku lēmumu pieņemšanai.

Īpaša uzmanība būtu pievēršama elektroenerģijas ģenerācijas jaudu nepietiekamības problemātika Latvijā un visā Baltijas reģionā. Vienlaikus, vērtējot iespējamās ģenerāciju stimulējošos pasākumus, būtiski ņemt vērā, ka projekti varētu būt savstarpēji izslēdzoši vai to paralēla īstenošana varētu prasīt būtiskus ieguldījumus publiskajā infrastruktūrā, radot ietekmi uz tarifu.

Vērtējot iespējamās risinājumus enerģētikas sektorā, nepieciešams sekot līdzi tendencēm reģionā, jo enerģētikas sektors Latvijā nevar tikt skatīts atrauti no valstīm, kuras ir tā paša enerģijas tirgus dalībnieces.



**EKONOMISTU
APVIENĪBA**