

AER ĢENERĀCIJAS BALANSĒŠANAS IZMAKSU SAMAZINĀŠANAS IESPĒJAS

NELL: KĀRLIS BALTPUTNIS, SANTA ZĀĢERE-TIHOVA, ROBERTS GRANTS, BEĀTE BRUKSLE, EDGARS GROZA

AST Elektroenerģijas tirgus forums
31.10.2025.

**WORLD
ENERGY
COUNCIL** | LATVIA
FUTURE
ENERGY
LEADERS

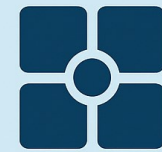
KOPSAVILKUMS

- ! Elektroenerģijas / balansēšanas **tirgus modelis** ir mehānisms, kas **stimulē energosistēmas dalībniekus rūpīgi plānot savu darbību**, tādējādi **mazinot sistēmas kopējā nebalansa apjomus** un līdz ar to arī **samazinot izmaksu pieaugumu galalietotājiem**.
- ! Tirgus dalībnieki var gūt labumu, **investējot un ieviešot inovācijas** elektrostaciju un bateriju pārvaldības un elektroenerģijas pārdošanas **procesos**, lai efektīvāk **izmantotu iespējas**, ko sniedz PSO un tirgus apstākļi.

OPTIONS TO REDUCE BALANCING COSTS



FORECASTING
IMPROVEMENT



AGGREGATION



DIVERSIFICATION



PARTAKING IN
BALANCING MARKETS

AKTUALITĀTE

- **Novirzes** no plānotā ģenerācijas/patēriņa grafika rada tirgus dalībniekiem (balansēšanas pakalpojuma sniedzējiem, BRP) finansiālus riskus **nebalansa norēķinu izmaksu dēļ**
- Nebalansa norēķinu cena nav iepriekš zināma, tāpēc tas palielina **kopējo nenoteiktību**, kam tirgus dalībnieki ir pakļauti
- Vēja un saules elektrostacijām jau piemīt **vērā ņemama nenoteiktība**, kas izriet no to elektroenerģijas ģenerācijas apjoma atkarības no laikapstākļiem
- **15-min** tirdzniecība un balansa plāni var samazināt kopējās enerģosistēmas balansēšanas izmaksas, bet tie paģēr tirgus dalībniekiem **būt aktīvākiem un uzlabot savus plānošanas procesus**
- **Labāka prognozēšana** ir atslēga ceļā uz labāku plānošanu



PROGNOZĒŠANA – IESKATS LITERATŪRĀ

- VES un SES izstrādes prognožu precizitāte ir viens no visbūtiskākajiem faktoriem, kas ietekmē nebalansa izmaksas un portfeļa ienesīgumu elektroenerģijas tirgū.

Prognožu kvalitāte ir cieši saistīta ar laiku līdz piegādei

- Vēja elektrostaciju prognozēšanas kļūdas nākamās dienas (*day-ahead*) tirgos Eiropā svārstās robežās no 8 līdz 12% no uzstādītās jaudas – īsāka apvāršņa (*intraday*) prognozes samazina šo kļūdu līdz 5–7%.
- Saules enerģijas prognozes ir nedaudz precīzākas, ar tipisku kļūdu 5–10% *day-ahead* un 3–5% *very short-term* prognozēs.
- Apmēram 70–80% no visām stundām novirzes nepārsniedz $\pm 10\%$, taču īpašos gadījumos (strauja laikapstākļu maiņa, neparedzami meteoroloģiskie notikumi) tās var sasniegt $\pm 30\text{--}40\%$.

Metodoloģiski joprojām dominē klasiskās statistiskās prognozēšanas metodes (piemēram, autoregresijas un persistences modeļi)

- Mašīnmācīšanās un mākslīgā intelekta pieejas, tostarp neironu tīkli (NN), atbalsta vektoru regresija (SVR), un *Random Forest* – kļūst arvien izplatītākas.
- Pētījumi rāda, ka šīs metodes spēj samazināt prognožu kļūdu par 10–20% salīdzinājumā ar tradicionālajām pieejām.
- Jaunākās hibrīdās un ansambļu metodes, kas apvieno vairākus meteoroloģiskos modeļus, nodrošina papildus $\sim 9\%$ uzlabojumu deterministisko prognožu precizitātē.

BALANSĒŠANAS IZMAKSAS – IESKATS LITERATŪRĀ



- VES gadījumā pētījumi liecina, ka **attīstītos un labi integrētos tirgos**, piemēram, Vācijā, Portugālē un Dānijā, vidējās īpatnējās balansēšanas izmaksas svārstās no 1 līdz 5 €/MWh. **Zemākas prognozēšanas precizitātes un ierobežotas balansēšanas tirgus likviditātes** rezultātā izmaksas var sasniegt 7–10 €/MWh, īpaši tirgos ar vāju starpsavienojumu jaudu.



- SES portfeļiem balansēšanas izmaksas ir **līdzīgas vai nedaudz zemākas**, jo prognozēšanas kļūda relatīvi ir mazāka un ģenerācijas profils ir noteiktāks. Literatūra norāda uz tipisku diapazonu 1–4 €/MWh. Tajos tirgos, kuros pieejami **attīstīti intraday mehānismi un konkurētspējīgas balansēšanas rezerves**, vidējās izmaksas saglabājas zem 5 €/MWh, pat pie augsta AER īpatsvara.



- **Jauktiem portfeļiem**, kuros apvienota vēja un saules jauda, ir novērots balansēšanas izmaksu **samazinājums** par 20–30 % salīdzinājumā ar homogēniem portfeļiem. Tas skaidrojams ar **daļēju prognožu kļūdu kompensāciju** – vēja ģenerācija nereti pārsniedz prognozes, kad saules izstrāde ir zem prognozes, un otrādi.

KĀ NOVĒRTĒT PROGNOZĒŠANAS IETEKMI UZ IZMAKSĀM?

Pieeja: aprēķinām vidējās **īpatnējas nebalansa izmaksas** VES vai SES objektiem, kam zināms faktiskās izstrādes un prognožu profils

Īpatnējās nebalansa izmaksas laika periodā T izteiktas pret saražotās el.en. vienību

$$C^{\text{imb}} = \sum_{t=1}^T \overbrace{(P_t^{\text{forecast}} - P_t^{\text{actual}})}^{-\text{nebalanss}} \cdot \overbrace{(\Pi_t^{\text{DA}} - \Pi_t^{\text{imb}})}^{-\text{cenu difference}} / \sum_{t=1}^T P_t^{\text{actual}}$$

Prognozētā izstrāde konkrētā MTU	Faktiskā izstrāde konkrētā MTU	Nākamās dienas cena	Nebalansa norēķinu cena
---	---	---------------------------	-------------------------------

Atbilstoši šai formulai, īpatnējās nebalansa izmaksas ir atkarīgas no izstrādes novirzēm un nākamās dienas – nebalansa cenu starpības

Pieņēmumi / vienkāršojumi:

- Pieņemam, ka iesniegtais izstrādes plāns sakrīt ar prognozi
- Izstrādes plānam atbilstošā enerģija ir pārdota par nākamās dienas tirgus cenu
- Aplūkojam konkrētas ģenerējošās iekārtas / energoresursu tipus; nevis lielākus, komplicētākus portfeļus

I. GADĪJUMIZPĒTE: UZ REĀLIEM DATIEM BALSTĪTS PIEMĒRS

Vējš

rmse/jauda =

- 16.32 %
- 16.41 %
- 17.91 %
- 20.31 %

Aggr: 14.52 %

€ / saraž. MWh =

- 5.93
- 5.77
- 4.09
- 4.40

Aggr: -5.06

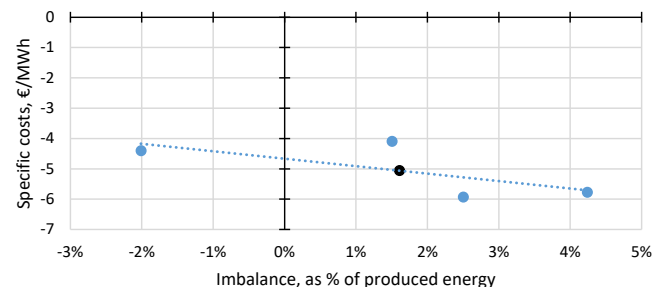
Saule

rmse/jauda = € / MWh saraž. MWh =

- | | | | |
|-----|---------|-----|--------|
| 1. | 16.70 % | 1. | -22.79 |
| 2. | 14.25 % | 2. | -12.60 |
| 3. | 14.22 % | 3. | -11.16 |
| 4. | 13.81 % | 4. | -16.99 |
| 5. | 14.29 % | 5. | -8.72 |
| 6. | 16.41 % | 6. | -21.93 |
| 7. | 16.69 % | 7. | -23.73 |
| 8. | 13.93 % | 8. | -16.95 |
| 9. | 14.03 % | 9. | -15.19 |
| 10. | 13.54 % | 10. | -18.37 |
| 11. | 15.45 % | 11. | -10.88 |
| 12. | 15.25 % | 12. | -11.33 |
| 13. | 16.92 % | 13. | -15.27 |
| 14. | 17.14 % | 14. | -16.32 |
| 15. | 14.41 % | 15. | -22.02 |

Aggr: 11.68 % -17.20

Specific imbalance costs vs imbalance volume, wind



VES analizēts periods 11.2024.–07.2025.

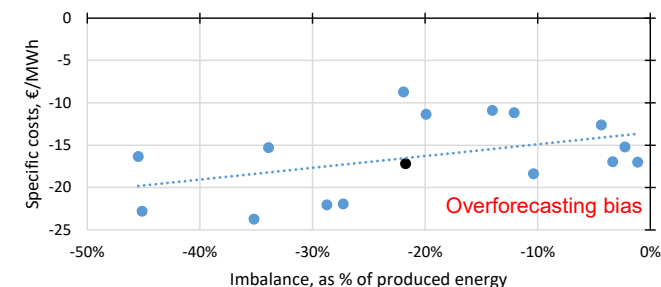
Šajā laikā vidējā nebalansa un DA cenu starpība: **+7.56 €/MWh**
(t.i., izdevīgi “prognozēt mazāk” nekā būs)

Bet, ja skatās tikai VES izstrādes stundas, tad starpība: **+1.68 €/MWh**

Lielāks portfelis:

- samazināts RMSE (labāka prognozes kvalitāte),
- Izlīdzināti nebalansa apjomi un izmaksas (risku samazināšana)

Specific imbalance costs vs imbalance volume, solar



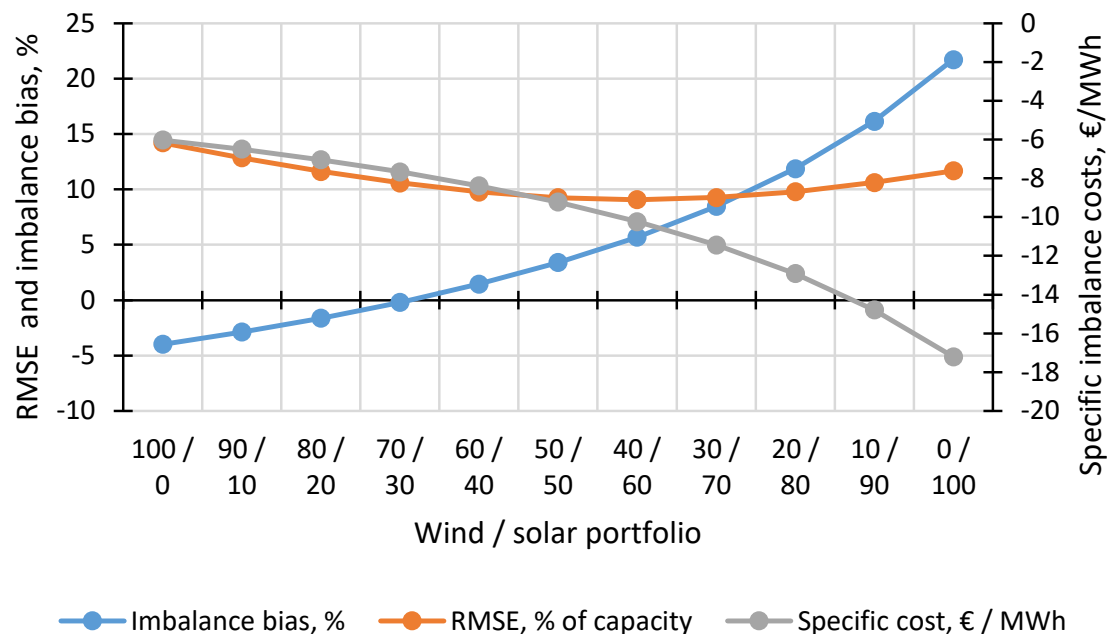
SES analizēts periods 01.2025.–06.2025.

Šajā laikā vidējā nebalansa un DA cenu starpība: **-1.63 €/MWh**
(t.i., izdevīgi “prognozēt vairāk” nekā būs)

Bet, ja skatās tikai SES izstrādes stundas, tad starpība: **+3.76 €/MWh**

VĒJA UN SAULES APVIENOŠANA

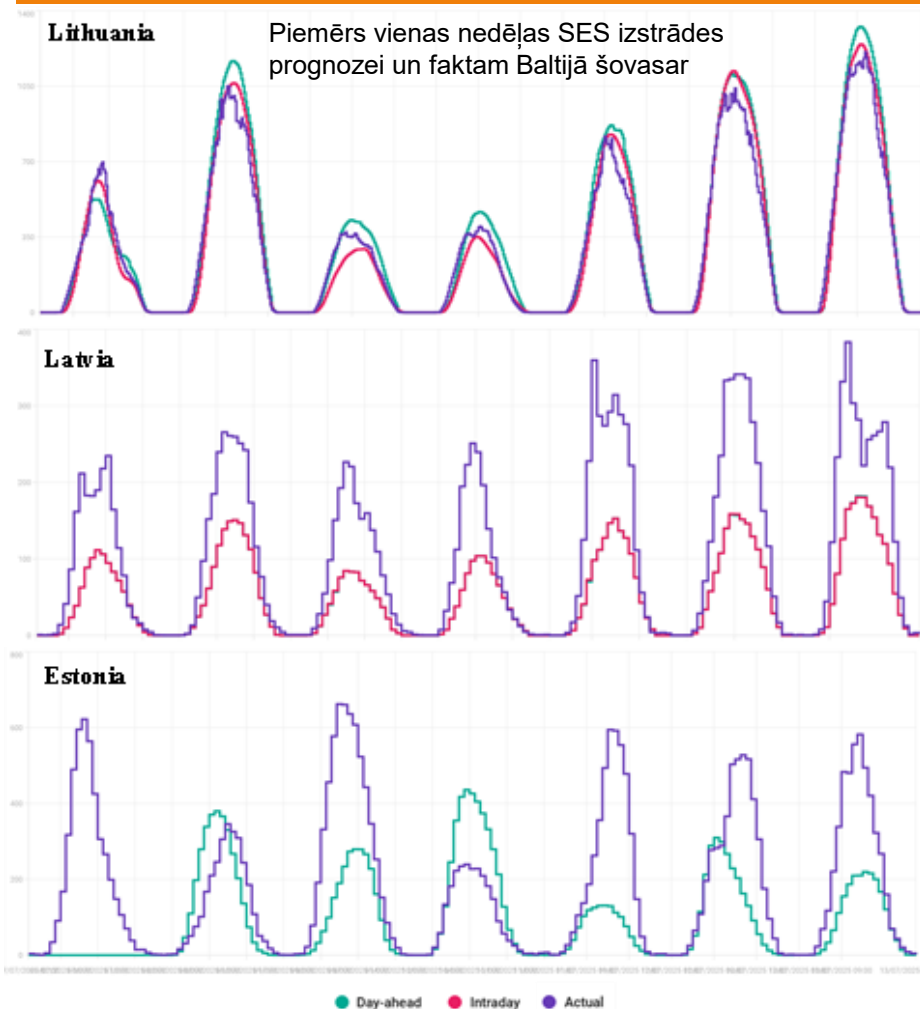
Kombinēts VES/SES portfelis



No RMSE viedokļa optimālā kombinācija ~40 / 60.

- Līdzīgi kā viena resursa ietvaros agregētiem portfeliem, VES+SES kombinēšana ļauj samazināt RMSE (t.i., mazināt izteikti lielās novirzes).
- Tomēr tā kā konkrētajos datos bija izteikta SES tendence prognozēt lielāku izstrādi nekā realizētā, tad SES īpatsvara palielināšana palielina kopējā nebalansa raksturu iztrūkuma virzienā, tādējādi arī palielinot izmaksas.
- T.i., palielinot «sliktu prognožu» svaru kopējās izmaksas pieaug.
- Kāpēc *bias* šķērsojot x asi, izmaksas nav 0? Why is the imbalance cost not 0, when the bias crosses x-axis?
- Jo RMSE joprojām ir samērā augsts (~10%)

II. GADĪJUMIZPĒTE: UZ ENSTO-E AGREGĒTIEM DATIEM BALSTĪTS PIEMĒRS



- Dati no *ENTSO-E Transparency Platform*
- LV izteikti mazāks prognozētās SES ģenerācijas apjoms gandrīz visā periodā (gan DA, gan ID nogriežņos).
- EE arī ļoti lielas SES prognožu novirzes, bet ar neizskaidrojumi svārstīgu virzienu (dienas ar izteiktu *underforecasting* mijas ar izteiktu *overforecasting*).
- LT dati visvairāk atbilst tam, ko no teorijas varētu sagaidīt lielā mērogā agregētam SES portfelim
- Tas norāda uz datu kvalitātes problēmām un nepieciešamību tirgus dalībniekiem precīzāk izpildīt datu sniegšanas prasības
- NB! LV datu kvalitāte kopš septembra ievērojami uzlabojusies

II. GADĪJUMIZPĒTE: UZ ENSTO-E AGREGĒTIEM DATIEM BALSTĪTS PIEMĒRS

Īpatnējās nebalansa izmaksas attiecinātas uz nacionālā mērogā agregētiem VES un SES datiem, €/MWh

Energy Type	Forecast	Country		
		Lithuania	Latvia	Estonia
Wind	Day-ahead	-12.40	5.80	0.00
	Intraday	-8.92	5.71	n/a
Solar	Day-ahead	-1.56	-7.07	-15.50
	Intraday	2.46	-7.02	n/a
Combined	Day-ahead	-9.05	-3.27	-6.86
	Intraday	-5.39	-3.26	n/a

Prognozēšanas kļūdas tendence nacionālā mērogā agregētiem VES un SES datiem, % no izstrādes

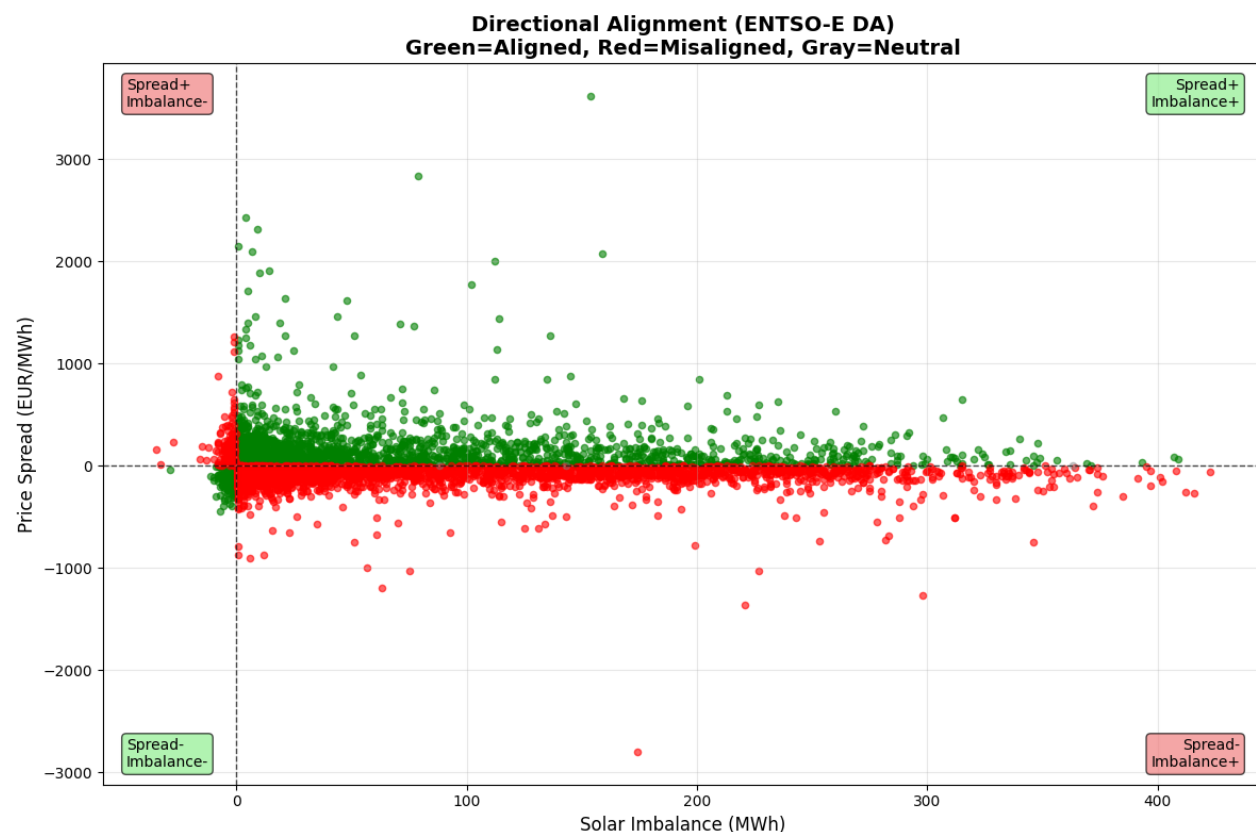
Energy Type	Forecast	Country		
		Lithuania	Latvia	Estonia
Wind	Day-ahead	8.85	-43.42	-7.03
	Intraday	8.80	-41.92	n/a
Solar	Day-ahead	-0.98	-67.73	-35.20
	Intraday	-5.45	-67.61	n/a
Combined	Day-ahead	5.81	-60.55	-19.51
	Intraday	4.39	-60.03	n/a

RMSE nacionālā mērogā agregētiem VES un SES datiem, % no jaudas

Energy Type	Forecast	Country		
		Lithuania	Latvia	Estonia
Wind	Day-ahead	9.42	20.09	22.95
	Intraday	8.16	19.85	n/a
Solar	Day-ahead	5.43	14.47	13.35
	Intraday	5.13	14.45	n/a
Combined	Day-ahead	7.84	15.10	14.83
	Intraday	6.50	15.01	n/a

- Prognožu veikšana tuvāk piegādes brīdim ļauj precīzāk prognozēt, kas savukārt samazina izmaksas (LT dati);
- Dažādu resursu kombinēšana ļauj samazināt ar augstām izmaksām saistītos riskus (ne obligāti katra individuālā objekta izmaksas)
- NB! Tiek aplūkoti dati pilnam gadam no 08.2024.–07.2025.

KĀPĒC LV SES NEBALANSA IZMAKSAS IR NEGATĪVAS PAT PIE IEVĒROJAMAS SISTEMĀTISKAS «PĀRPRODUKCIJAS»?

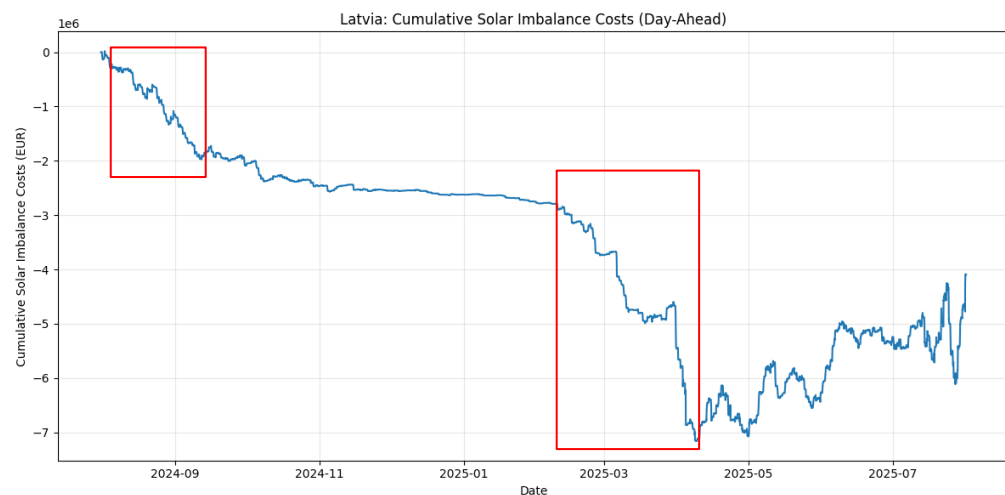


27% punktu zaļi
35% – sarkani

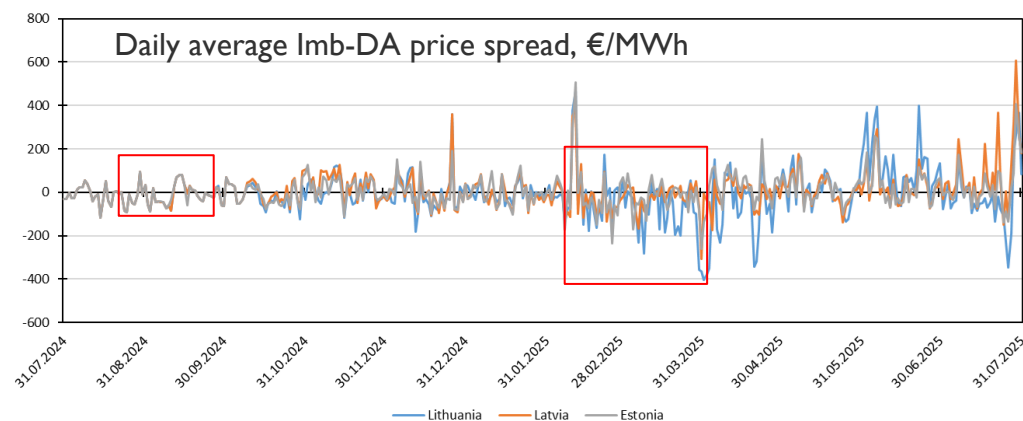
Tas liek portfeļa summārajām nebalansa izmaksām būt negatīvām par spīti tam, ka vidējā cenu starpība periodā ir +7.27 €/MWh (kas teorētiski varētu stimulēt apzināti samazinātu izstrādes plānu jeb *underforecasting*)

LV SES nebalansa un cenu starpības virziena sakritības analīze

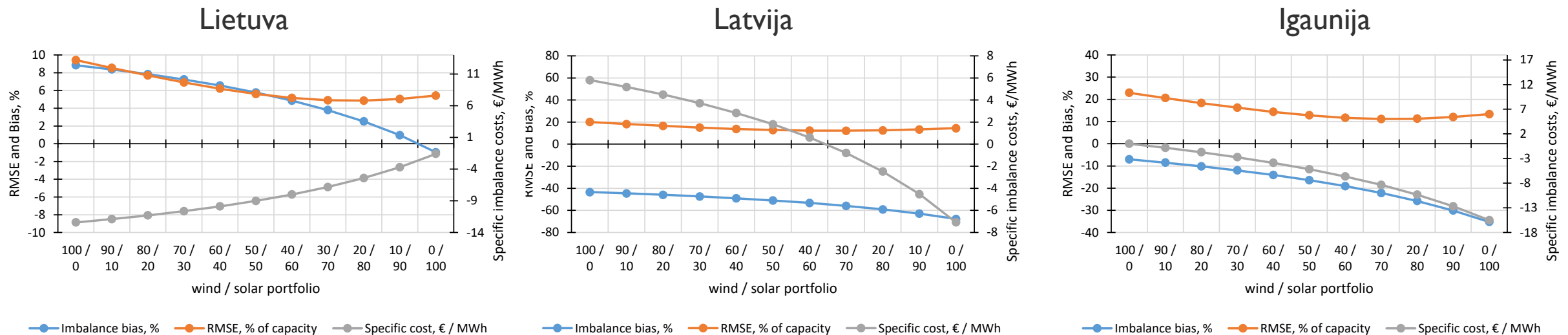
KĀPĒC LV SES NEBALANSA IZMAKSAS IR NEGATĪVAS PAT PIE IEVĒROJAMAS SISTEMĀTISKAS «PĀRPRODUKCIJAS»?



Izmaksas uz leju nodzen galvenokārt divi laika nogriežņi aplūkotajā periodā, kad nebalansa-nākamās dienas cenu starpībai ir izteiktāka tendence būt negatīvai, kas soda par pārprodukciju



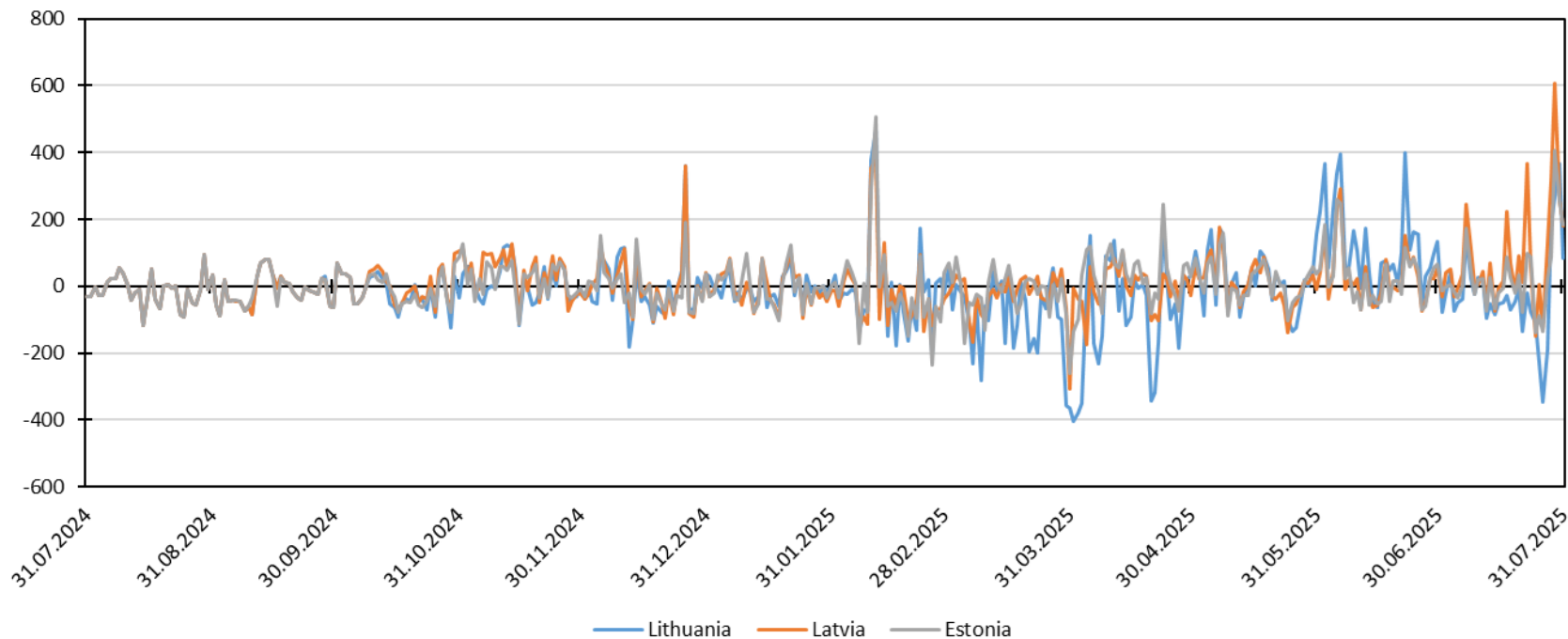
KOMBINĒTIE PORTFEĻI (pēc ENTSO-E datiem)



- Agregācija, mērogojot izstrādes profilus, lai iegūto uzdoto jaudu proporciju
- Kombinētie portfeli piedāvā vismazāko RMSE, jo izlīdzina lielākās kļūdas
- Tomēr sistemātiskas kļūdas un vienpusējas novirzes prognozēs aug, palielinot «sliktāko» prognozētāju svaru
- Parāda kā kopumā nebalansa palielināšana palielina izmaksas un otrādāk

VAI VAR PROGNOZĒT CENU STARPĪBU?

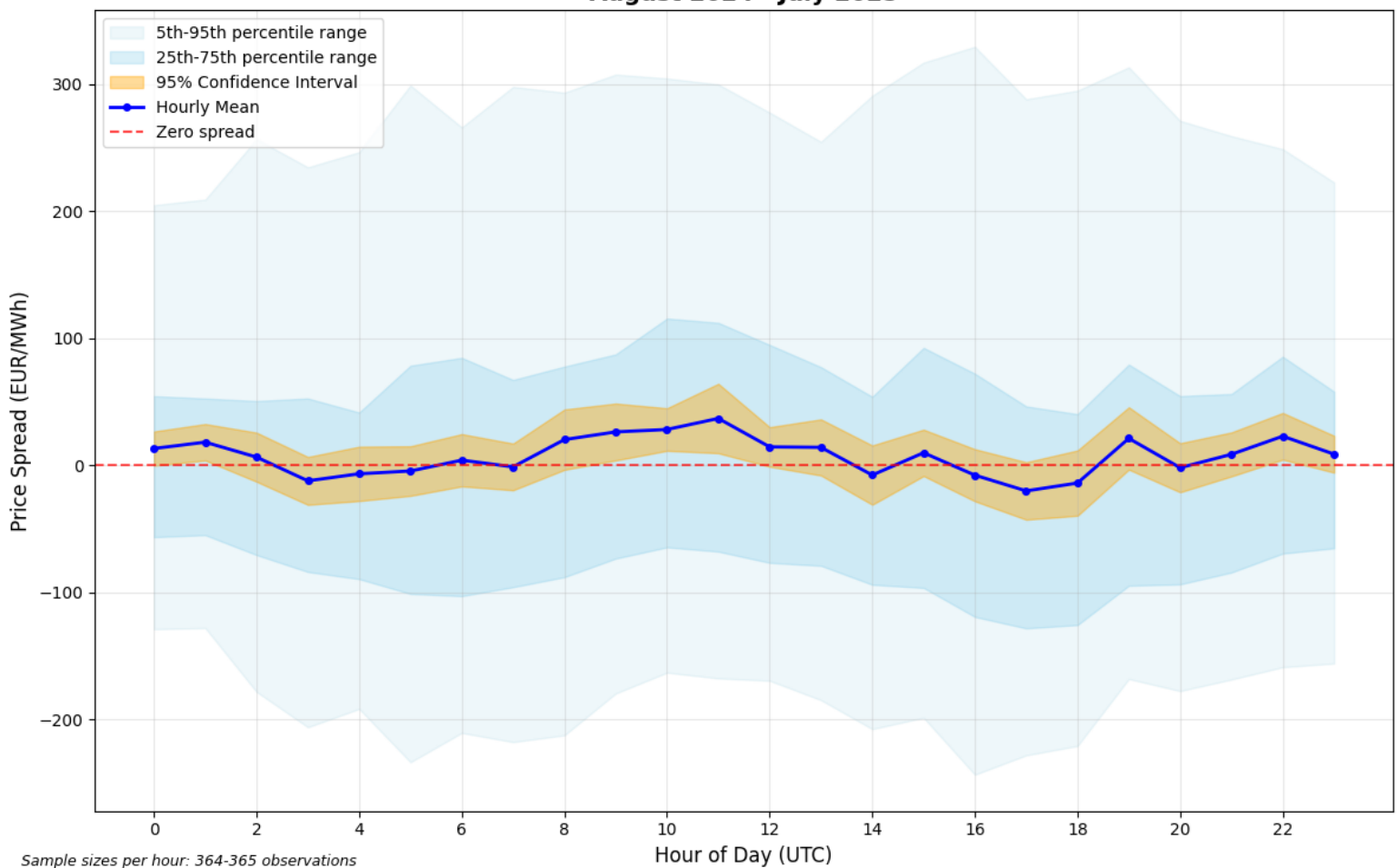
Daily average Imb-Da price spread in the considered time period, €/MWh



- Tas, vai «izdevīgāk» ir apzināti ieplānot mazāku vai lielāku izstrādi ir atkarīgs no cenu starpības zīmes.
- Riskus minimizējoša stratēģija būtu prognozēt pēc iespējas precīzāk (vai arī veikt atbilstošas korektīvas darbības).

VAI VAR PROGNOZĒT CENU STARPĪBU?

Latvia: Hourly Average Price Spread (Imbalance - Day-Ahead)
August 2024 - July 2025



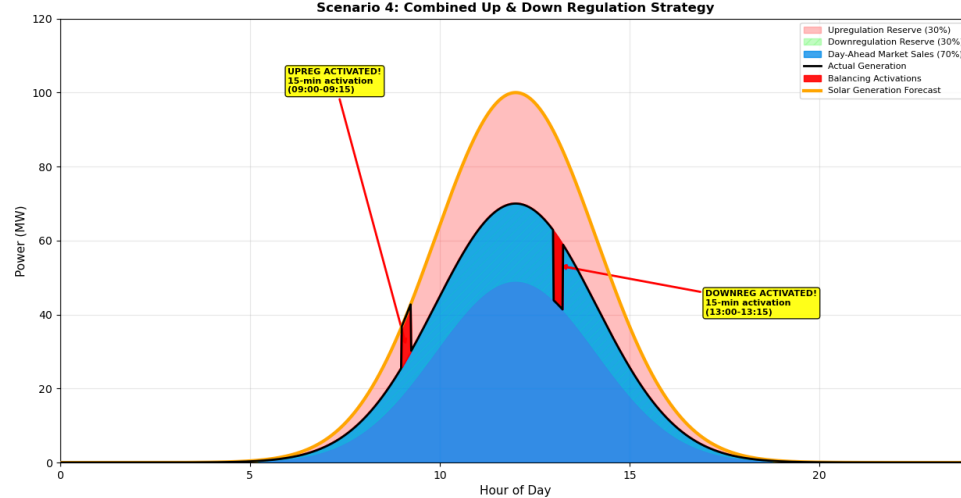
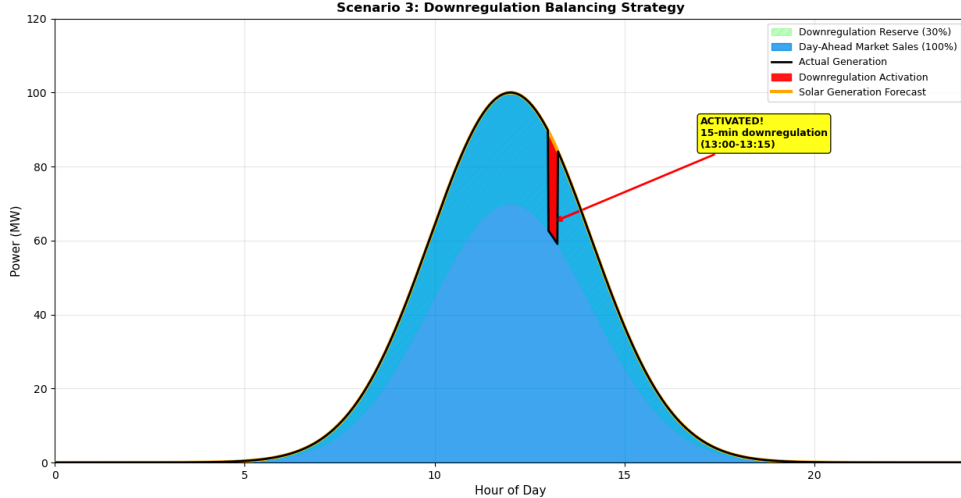
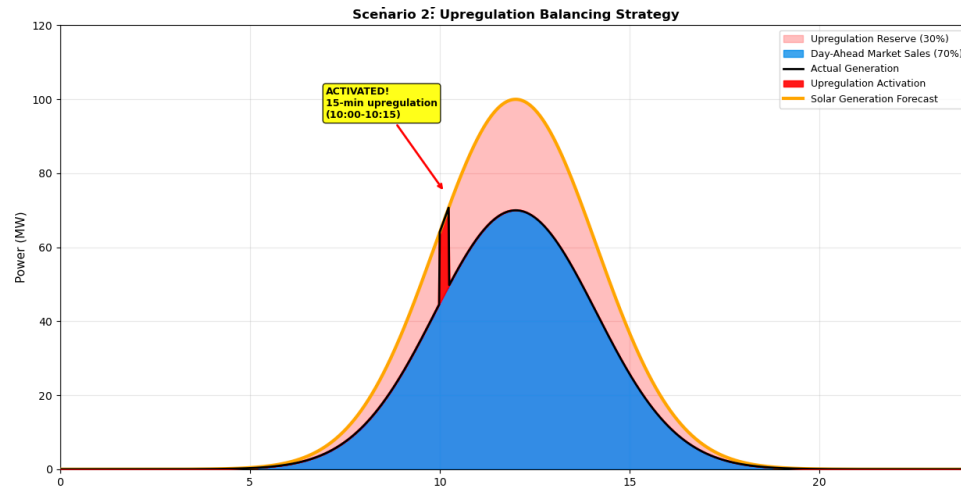
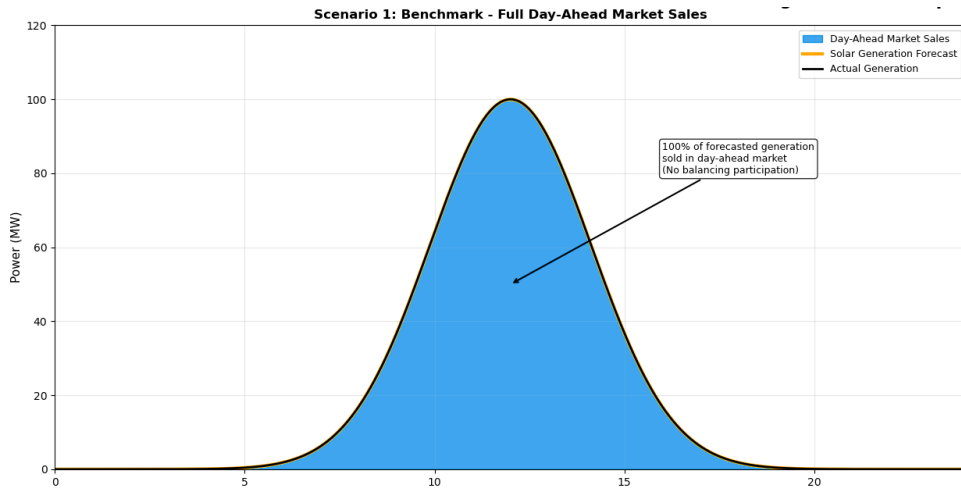
Sample sizes per hour: 364-365 observations

- Vidējais profils ir tāds, kādu varētu sagaidīt, taču iespējamās novirzes ir ļoti lielas.

KĀ SAMAZINĀT NEBALANSA IZMAKSAS?

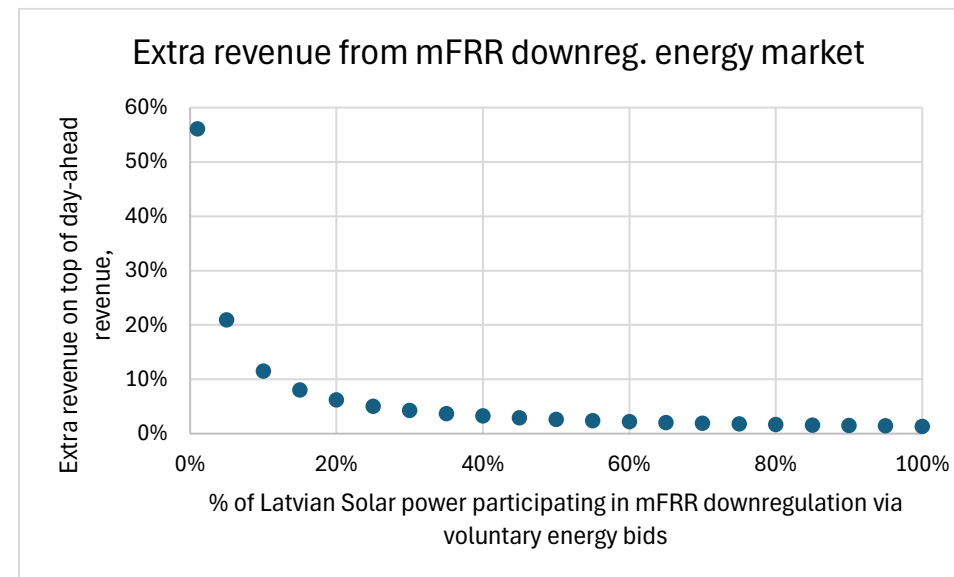
Pieeja	Barjeras
Advancētākas prognozēšanas metodes (t.i., nepaļauties tikai uz «naivajām» pieejām)	Jāinvestē programmatūrā, kompetencē; jāpērk pakalpojums
Datu vākšana un uzglabāšana	Prognozes nevar uzlabot, ja netiek uzkrāti un analizēti dati par prognožu vēsturisko kvalitāti
Regulāri prognožu atjauninājumi un attiecīgas plānošanas / operacionālas darbības, tuvojoties piegādes laikam	Operacionālā sarežģītība
Integrēta enerģijas akumulācija	Kapitālizmaksas un nepieciešamība pēc advancētas vadības sistēmas
Iepriekš pārdotās enerģijas samazināšana, ņemot vērā nenoteiktību; realizējušos «pārprodukciju» realizējot īstermiņa tirgos	Potenciāli samazināti ienākumi, vienlaikus samazinot kopējo risku
Diversificētas tehnoloģijas (piem., VES+SES)	Kapitālizmaksas, pievienošanās lielākam portfelim. Lieliem un diversificētiem portfeļiem ir acīmredzamas priekšrocības gan prognozēšanas, gan paš-balansēšanas ziņā.

KĀ PALIELINĀT IENĒMUMUS?



SES DALĪBA mFRR

- Modelējam LV SES dalību mFRR lejuvērstās regulācijas enerģijas tirgū ar voluntārajiem piedāvājumiem (t.i., bez jaudas tirgus)
- Dati no Baltic Transparency Dashboard
- SES profils atbilstoši ENTSO-E faktiskās izstrādes datiem par Latviju
- Pieņēmumi un vienkāršojumi:
 - perfekta saules ģenerācijas prognozēšanas spēja,
 - saules enerģija iegūst visu PSO enerģijas aktivizāciju, kad tas iespējams, balstoties uz ražošanas profilu (t.i., citi resursi saules aktīvus neizkonkurē),
 - palielinot aplēsto SES dalību, tiek pieņemts, ka visi aktīvi piedalās vienotā portfeli
 - Periods: 10.2024.–09.2025.
- Vislielākās iespējas papildu ieņēmumiem ir tiem, kas balansēšanas procesā iesaistās ātrāk



- ja lejuvērsto regulēšanu sniegtu 1% no saules elektrostacijām, tad tām iespējamie papildu ieņēmumi sastādītu apmēram 57% no nākamās dienas tirgus ienesīguma
- Ja tā darītu visas LV SES, tad papildu ieņēmumi tām būtu vairs tikai 1.35% apmērā attiecībā pret nākamās tirgus ieņēmumiem

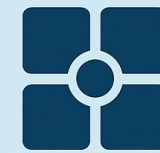
KOPSAVILKUMS

- ! Elektroenerģijas / balansēšanas **tirgus modelis** ir mehānisms, kas **stimulē energosistēmas dalībniekus rūpīgi plānot savu darbību**, tādējādi **mazinot sistēmas kopējā nebalansa apjomus** un līdz ar to arī **samazinot izmaksu pieaugumu galalietotājiem**.
- ! Tirgus dalībnieki var gūt labumu, **investējot un ieviešot inovācijas** elektrostaciju un bateriju pārvaldības un elektroenerģijas pārdošanas **procesos**, lai pilnveidotu savas spējas **izmantot iespējas**, ko sniedz PSO un tirgus apstākļi.

OPTIONS TO REDUCE BALANCING COSTS



FORECASTING
IMPROVEMENT



AGGREGATION



DIVERSIFICATION



PARTAKING IN
BALANCING MARKETS