

**Správa  
o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok  
elektriny za 2021**

## Obsah

<b>1</b>	<b>Zhodnotenie roku 2021 .....</b>	<b>3</b>
1.1	Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR .....	4
1.2	Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny .....	8
1.3	Regulácia sústavy .....	13
1.4	Realizácia investičných zámerov prevádzkovateľa prenosovej sústavy .....	18
<b>2</b>	<b>Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou na nasledujúcich 5 rokov .....</b>	<b>19</b>
2.1	Vývoj spotreby.....	20
2.2	Výroba elektriny .....	21
2.3	Podporné služby.....	25
2.4	Limity OZE s ohľadom na dostatočnosť PpS.....	28
2.5	Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR.....	29
<b>3</b>	<b>Perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny do roku 2036.....</b>	<b>31</b>
3.1	Popis scenárov pre hodnotenie zdrojovej primeranosti .....	32
3.2	Vyhodnotenie bilancie referenčného scenára .....	32
3.3	Metodika hodnotenia zdrojovej primeranosti .....	35
3.4	Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti .....	37
3.5	Prepojenosť ES SR s okolitými sústavami .....	40
<b>4</b>	<b>Investičné zámery prevádzkovateľa PS na nasledujúcich 10 rokov .....</b>	<b>42</b>
4.1	Vnútroštátne investičné zámery prevádzkovateľa PS.....	43
4.2	Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS .....	45
<b>5</b>	<b>Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky ES SR, opatrenia na riešenie preťažení.....</b>	<b>46</b>
5.1	Príprava prevádzky ES SR.....	48
5.2	Vypracovanie Plánu obrany a obnovy ES SR .....	48
5.3	Nápravné opatrenia v zmysle Rámcovej dohody SAFA .....	49
5.4	Vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz .....	50
<b>6</b>	<b>Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR .....</b>	<b>50</b>
<b>7</b>	<b>Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy .....</b>	<b>52</b>
7.1	Poruchovosť a štandardy kvality prenosu.....	52
7.2	Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny v PS.....	53
<b>8</b>	<b>Záver.....</b>	<b>54</b>
<b>9</b>	<b>Zoznam použitých skratiek .....</b>	<b>56</b>

## Úvod

Správu o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávky elektriny a o prijatých a predpokladaných opatreniach na riešenie bezpečnosti dodávok elektriny Ministerstvo hospodárstva SR uverejňuje každoročne na základe ustanovenia § 88 ods. 2 písm. j) v rozsahu podľa ods. 10 zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov (ďalej „zákon o energetike“). Správu uverejňuje na webovom sídle ministerstva a zasiela Komisii. Ministerstvo pripravuje správu v spolupráci s prevádzkovateľom prenosovej sústavy.

Spoločnosť SEPS, a.s. podľa § 28 ods. 3 písm. k) poskytuje ministerstvu na požiadanie návrhy na riešenie rovnováhy medzi ponukou a dopytom elektriny na obdobie piatich rokov a perspektívu zabezpečenia dodávok elektriny na obdobie piatich až pätnástich rokov na účely vypracovania Správy o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny podľa § 88 ods. 2 písm. j) zákona o energetike.

Správa je vypracovaná v súlade so štruktúrou podľa článku 4 smernice Európskeho parlamentu a rady č. 2009/72/ES o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrinou a podľa článku 7 smernice Európskeho parlamentu a rady 2005/89/ES o opatreniach na zabezpečenie bezpečnosti dodávok elektrickej energie a investícií do infraštruktúry.

Od 1. januára 2005 je stanovená kompetencia Ministerstva hospodárstva SR vo vzťahu k sledovaniu dodržiavania bezpečnosti dodávok elektriny a uverejneniu správy o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny.

Bezpečnosť dodávky elektriny je zákonom o energetike definovaná ako schopnosť sústavy zásobovať koncových odberateľov elektriny, zabezpečenie technickej bezpečnosti energetických zariadení a rovnováhy ponuky a dopytu elektriny na vymedzenom území Slovenskej republiky alebo jeho časti.

## 1 Zhodnotenie roku 2021

Hodnotenie prevádzky ES SR za rok 2021 vychádza z oficiálnych údajov prevádzkovateľa prenosovej sústavy, ktoré budú v priebehu roka 2022 zverejnené na webovom sídle spoločnosti Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s.

### 1.1 Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR

Celková spotreba elektriny v roku 2021 dosiahla hodnotu 30 867 GWh, čo je oproti roku 2020 nárast o 1 538 GWh (+5,24 %). Po prepade spotreby, spôsobenom útlmom ekonomiky z dôvodu viacerých vln pandémie COVID-19, došlo v roku 2021 k postupnému oživeniu jednotlivých sektorov hospodárstva, čo sa premietlo do opätovného nárastu spotreby. Očakáva sa, že k ďalšiemu oživeniu ekonomiky by mohlo dôjsť už v roku 2022 v dôsledku čerpania prostriedkov z EÚ (nové investície z Plánu obnovy). Taktiež sa očakáva čiastočné obnovenie spotreby domácností. Vojnový konflikt na Ukrajine a vysoké ceny energií a ich dostupnosť na trhu môžu tento očakávaný nárast výrazne utlmiť.

Vo výrobe elektriny bol v roku 2021 zaznamenaný nárast oproti roku 2020 o 3,73 % (+1 082 GWh) pričom zmena pre jednotlivé typy zdrojov v porovnaní s rokom 2019 je nasledovná:

- jadrové elektrárne (+286 GWh, +1,85 %),
- fosílné elektrárne (+1 023 GWh, +16,36 %),
- vodné elektrárne (-267 GWh, -5,47 %),
- nárast vo výrobe z OZE (+46 GWh, +1,96 %).

Z toho FVE (+19 GWh, +3,13 %) a ostatné OZE (+27 GWh, +1,56 %). Výroba je odrazom vývoja spotreby elektriny, ekonomickej stratégie prevádzkovateľov výrobných zariadení na trhu s elektrickou energiou, technického stavu výrobných zariadení, ako aj pôsobenia klimatických a hydrologických podmienok.

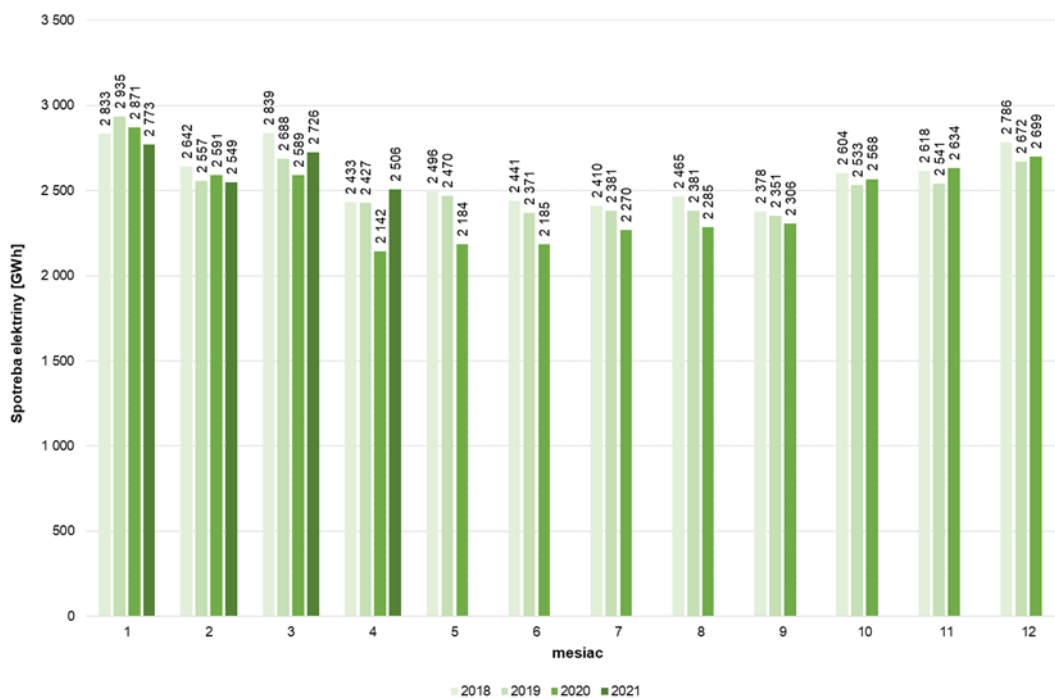
Maximálne zaťaženie sústavy bolo zaznamenané 9. decembra 2021 o 12:00 vo výške 4 448 MW, čo je pokles oproti roku 2020 o 37 MW. Minimum zaťaženia sústavy (14. júna 2021 o 3:00) dosiahlo hodnotu 2 205 MW, čo je nárast o 196 MW.

Rok	Výroba [GWh]	Celková spotreba [GWh]	Saldo* [GWh]	Priemerné zaťaženie** [MW]	Maximálne zaťaženie [MW]
2015	27 191	29 548	-2 357	3 377	4 146
2016	27 451	30 103	-2 651	3 427	4 382
2017	28 027	31 056	-3 030	3 545	4 550
2018	27 149	30 947	-3 797	3 533	4 506
2019	28 610	30 309	-1 700	3 460	4 571
2020	29 010	29 328	-318	3 339	4 485
2021	30 093	30 867	-774	3 524	4 448

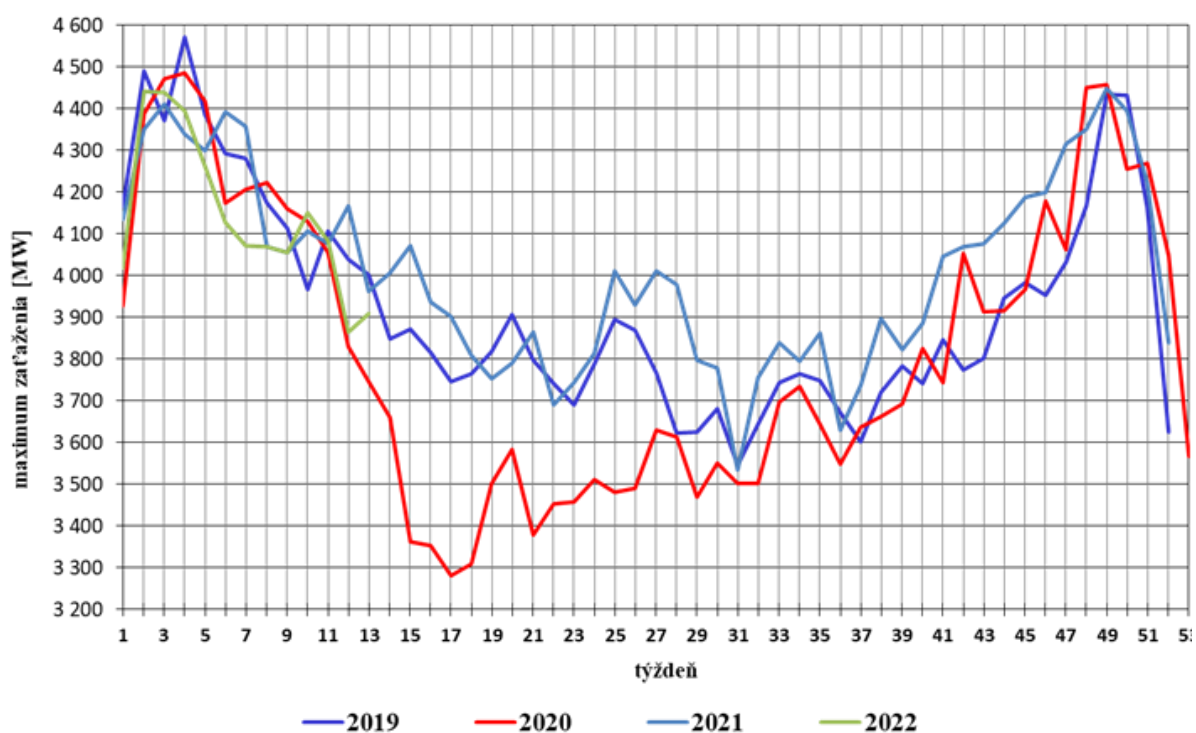
\* Kladná/záporná hodnota salda znamená export/import.

\*\* Celková spotreba podelená počtom hodín v príslušnom roku

**Tab. č. 1.1 Výroba, spotreba a zaťaženie ES SR v rokoch 2015 až 2021**

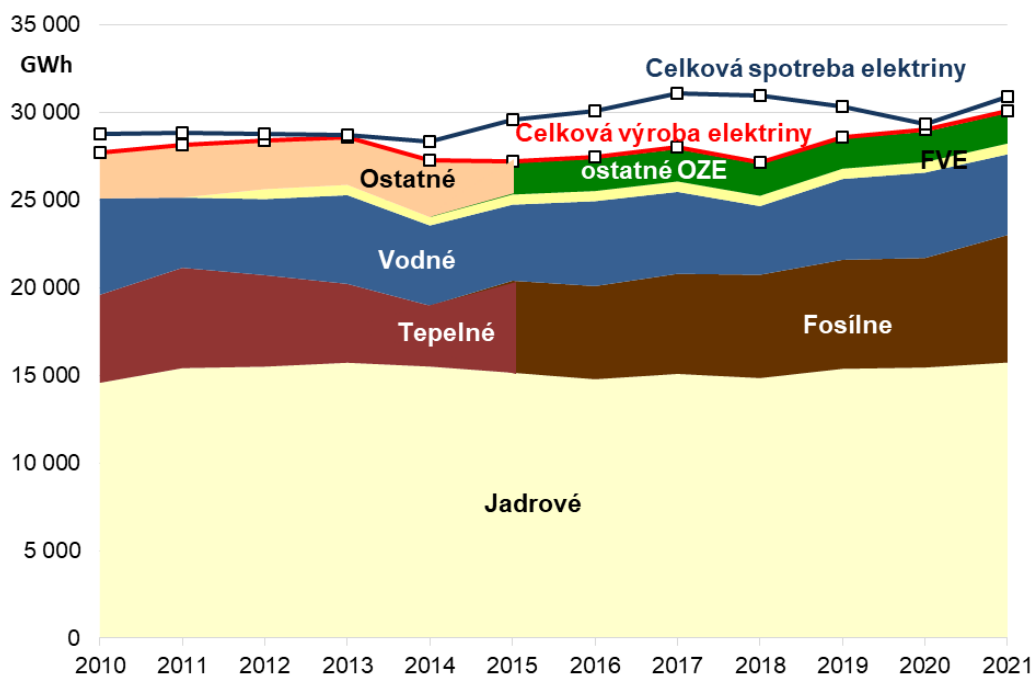


Obr. č. 1.1 Vývoj mesačnej spotreby v rokoch 2018 – 2021



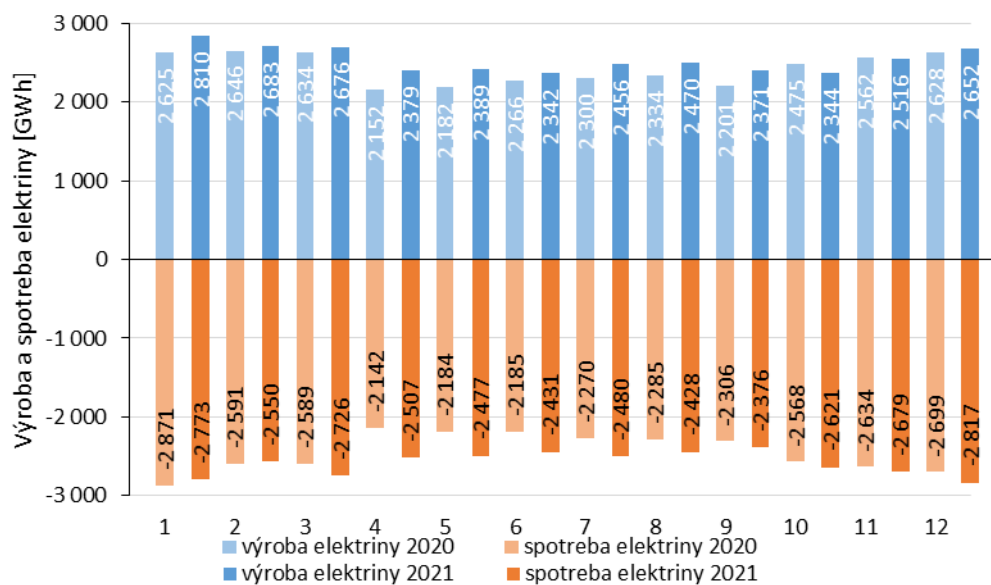
Obr. č. 1.2 Vývoj týždenných maxím zaťaženia v rokoch 2019 – 2022

Podiel importu na celkovej spotrebe elektriny stúpol na hodnotu 2,51 % (774 GWh). Nerovnováha medzi cenou elektriny na trhu a výrobnými nákladmi zariadení na výrobu elektriny, ktorá sa premieta do výhodnejšieho nákupu elektriny v zahraničí, zostáva hlavným dôvodom zabezpečenia dodávok elektriny zo zahraničia.

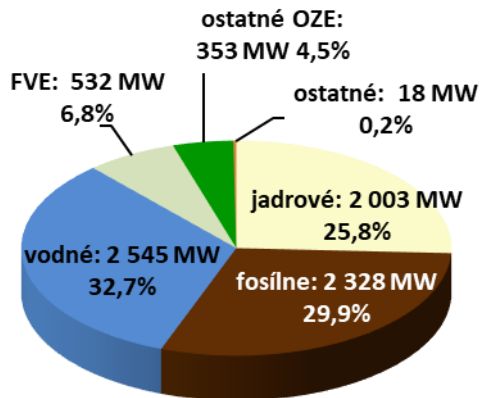


Poznámka: V roku 2015 došlo k zmene v spôsobe vykazovania výroby elektriny

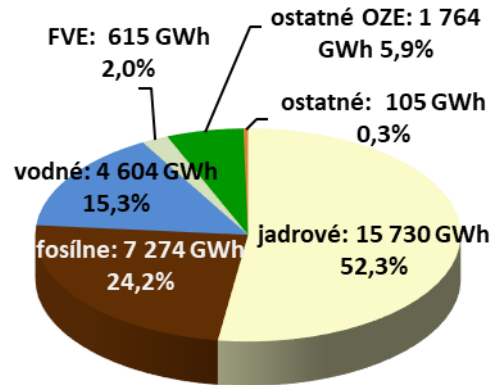
Obr. č. 1.3 Bilancia celkovej výroby a spotreby elektriny SR za roky 2010 – 2021



Obr. č. 1.4 Porovnanie spotreby a výroby elektriny v rokoch 2020 a 2021 po jednotlivých mesiacoch

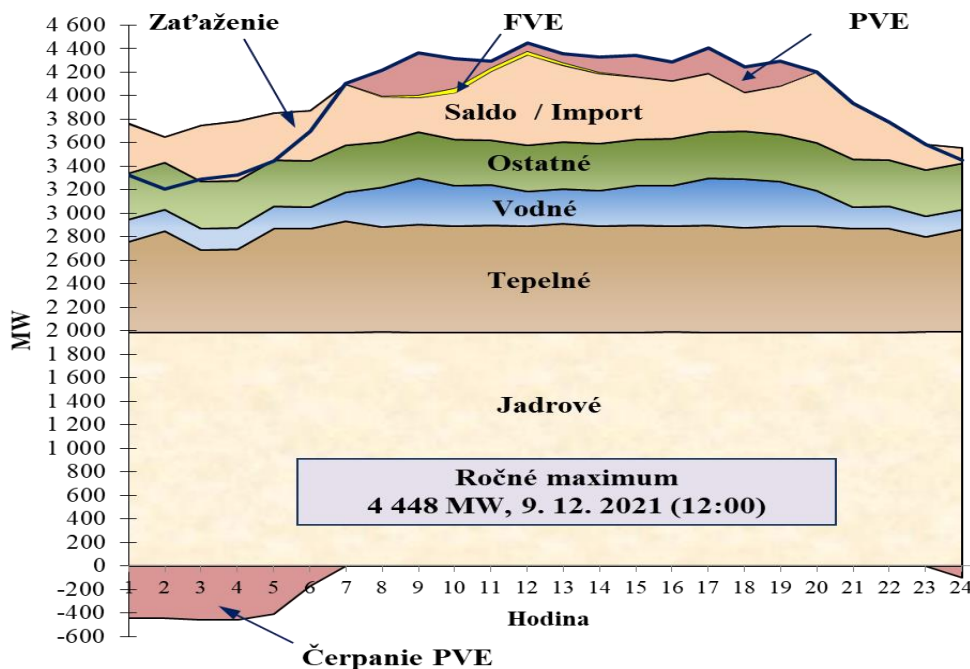


Obr. č. 1.5 Štruktúra inštalovaného výkonu v ES SR v roku 2021



Obr. č. 1.6 Štruktúra výroby elektriny v ES SR v roku 2021

Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny v ES SR sa v porovnaní s rokom 2020 zvýšil z hodnoty 7 715,7 MW na hodnotu 7 778,0 MW.



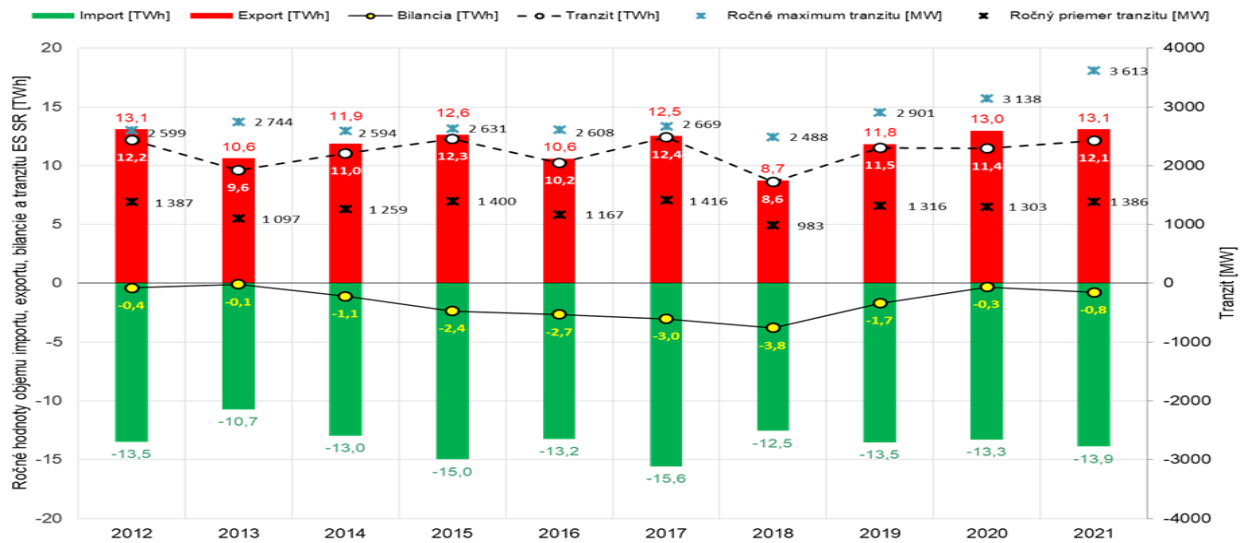
Poznámka: Kategórie zariadení na výrobu elektriny pre pokrývanie zaťaženia ES SR sú vykazované v štruktúre predchádzajúcich rokov (Zdroj: Ročenka SED uverejnená na webovom sídle SEPS<sup>1</sup>)

Obr. č. 1.7 Priebeh zaťaženia a jeho pokrývanie v dni maximálneho zaťaženia v roku 2021

<sup>1</sup> <http://www.sepsas.sk/Rocenka.asp?kod=496>

## 1.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny

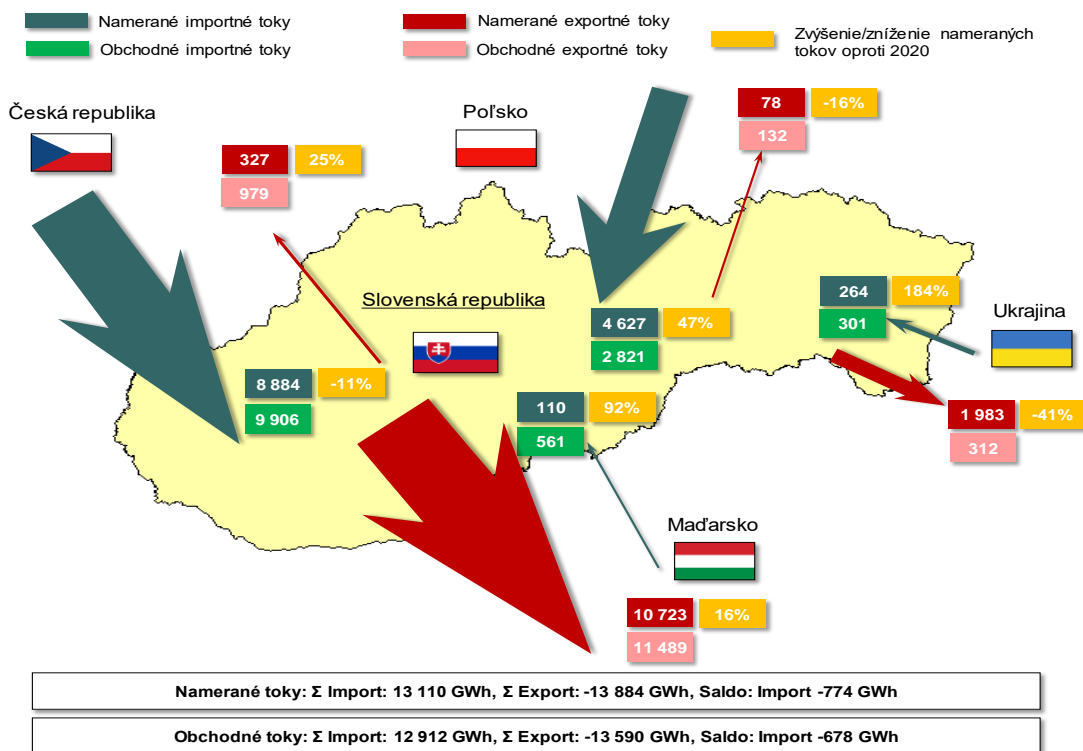
PS SR je vzhľadom na svoju polohu v rámci Európy a rozloženie cezhraničných prepojení zaťažovaná neplánovanými cezhraničnými tokmi elektriny, následkom čoho sa zvyšujú nároky na prevádzkovateľa PS zaistiť prevádzkovú bezpečnosť a spoľahlivosť sústavy.



**Obr. č. 1.8** Ročné objemy nameraných importných a exportných tokov elektriny na cezhraničných profiloch PS SR za roky 2012 – 2021

V roku 2021, tak ako po iné roky (Obr. č. 1.10), boli dominantné importné toky na cezhraničných profiloch SK-CZ a SK-PL a exportné toky boli prevládajúce na SK-HU a SK-UA profiloch. Výšku tranzitu ovplyvňujú pomery v celej Európe, avšak je možné predpokladať, že uvedenie do komerčnej prevádzky nových cezhraničných vedení do Maďarska 5. apríla 2021 prispelo k nárastu tranzitu cez PS SR oproti roku 2020 a to o 699 GWh (Obr. č. 1.9). Zároveň bolo zaznamenané historicky najvyššie namerané ročné maximum tranzitu, a to 3 613 MW, pri porovnateľnom priemernom ročnom tranzite a ročnom objeme tranzitu s rokom 2012, čo je zrejmé z Obr. č. 1.9.





**Obr. č. 1.9 Namerané a obchodné cezhraničné prenosy za rok 2021**

Z Obr. č. 1.10 možno pozorovať fakt, že dochádza k nárastu nameraných cezhraničných prenosov v dominantných smeroch na profiloch SK→HU o 16 % a PL→SK o 47 %. Na profile SK→UA, nastal pokles o 41 % aj vplyvom nových vedení na SK-HU profile a na profile CZ→SK klesol o 11 % objem prenesenej elektriny oproti roku 2020 aj vplyvom dlhodobého odstaveného vedenia V424 Sokolnice (CZ) – Križovany (SK) a vedenia V497 Sokolnice (CZ) – Stupava (SK), ktoré po poruche malo dočasne zníženú prenosovú schopnosť, čo malo vplyv na dlhodobé zníženie NTC na CZ-SK profile.

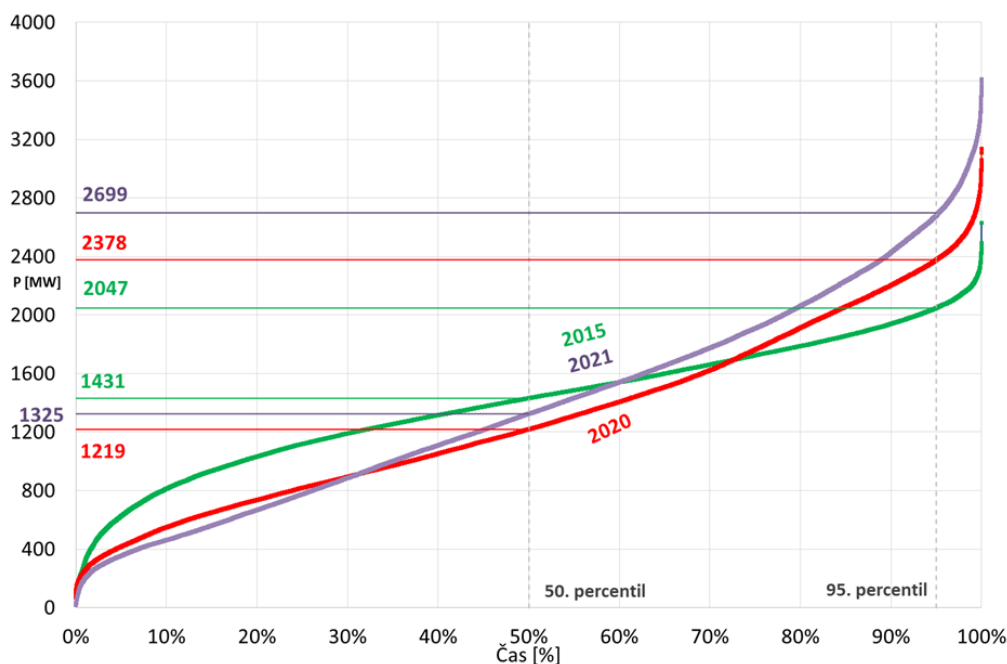
Čo sa týka minoritných smerov, tak pozorujeme nárast tokov na profiloch UA→SK, HU→SK a SK→CZ. Analýzou UA→SK profilu a uvedeného smeru toku výkonu bol zistený nárast až o 184 % preneseného objemu elektriny oproti predchádzajúcemu roku (Tab. č. 1.2).

Rok	UA→SK	SK→CZ	HU→SK	SK→PL
	Prenesený objem [GWh]	Prenesený objem [GWh]	Prenesený objem [GWh]	Prenesený objem [GWh]
2016*	64,83	88,81	11,47	3,11
2017	9,71	21,14	6,38	0,35
2018	170,46	108,84	60,03	28,03
2019	29,89	121,69	43,68	26,84
2020*	92,70	261,97	56,60	92,59
2021	263,70	326,51	109,57	77,72

\* priestupný rok

**Tab. č. 1.2 Objem nameraných tokov elektriny na vybraných profiloch v minoritnom smere**

Na základe analýzy minoritných tokov (Tab. č. 1.2) je možné konštatovať, že nedochádza k trendovému nárastu týchto tokov, ani čo sa týka preneseného objemu, ani počtu hodín trvania daných tokov. Tento stav je dôsledne sledovaný a analyzovaný, na základe čoho je možné konštatovať, že v súčasnosti tieto toky nedosahujú také hodnoty, aby bolo potrebné prijímať obchodné, prevádzkové, resp. investičné opatrenia. V prípade závažných zistení, na základe vykonaných analýz s vplyvom na zaistenie bezpečnosti prevádzky ES SR, bude tento fakt relevantne zahrnutý do tvorby scenárov a variantov rozvojových dokumentov spoločnosti SEPS. Aj napriek posilňovaniu cezhraničných prepojení v celoeurópskej sústave, nárast inštalovaného výkonu a ťažko predvídateľná výroba z VTE na severe Európy spôsobujú, že maximálne hodnoty tranzitných tokov, ako aj ich trvanie oproti predchádzajúcemu obdobiu, vzrástli (Obr. č. 1.11).



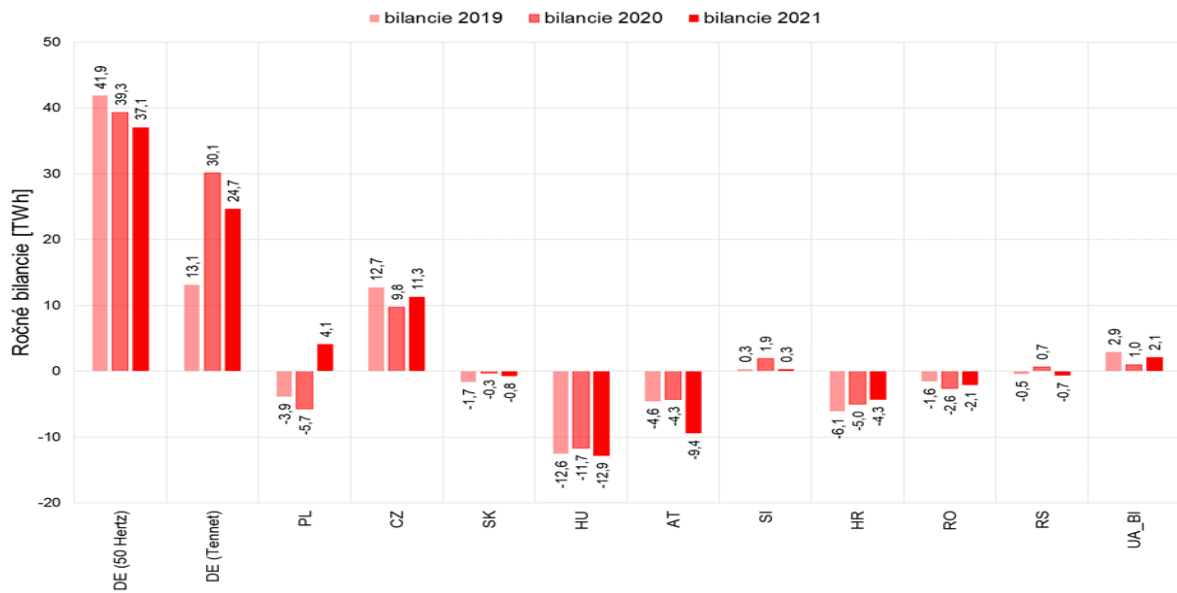
**Obr. č. 1.10** Krivky trvania tranzitných výkonov v PS SR pre roky 2015, 2020 a 2021

V ES SR, ako aj v okolitých ES, došlo v období prvej polovice roku 2020 v dôsledku protiepidemických opatrení proti šíreniu COVID-19 znížením priemyselnej výroby k poklesu zaťaženia. Táto pandemická situácia pokračovala aj v roku 2021, kde dochádzalo ku krátkodobému odstavovaniu výrobných podnikov a závodov z rôznych dôvodov na Slovensku aj v zahraničí. Spustenie nových cezhraničných vedení do Maďarska do komerčnej prevádzky malo vplyv na lepšiu priepustnosť sústavy. Tieto faktory majú zásadný vplyv na dosiahnuté vyššie maximálne tranzitné toky v sústave.

Za účelom analýzy hore uvedenej skutočnosti sú na Obr. č. 1.12 porovnané namerané toky sáld ES v regióne CCE za roky 2019 až 2021 a na Obr. č. 1.13 sú porovnané hodnoty nameraných cezhraničných výmen na vybraných cezhraničných profiloch ES v regióne CCE. Hodnoty sáld sú vypočítané z reálnych importných a exportných tokov výkonu v hodinovom rozlíšení. Pri porovnávaní hodnôt za rok 2021 s ostatnými rokmi je potrebné podotknúť, že rok 2020 bol priestupným rokom a hodnoty bilancii okolitých ES boli rovnako zasiahnuté dôsledkami pandémie COVID-19, avšak v každej krajine bol dopad na energetickú bilanciu rôzny.

Z pohľadu SK cezhraničných výmen je potrebné spomenúť vyšší import z Poľska (Obr. č. 1.13), ktorý bol zapríčinený exportom z Poľska. Nižšie exportné saldo Česka v roku 2021 v porovnaní s rokmi 2019 a 2020 mohlo spôsobiť zvýšenie prenosov na SK cezhraničných

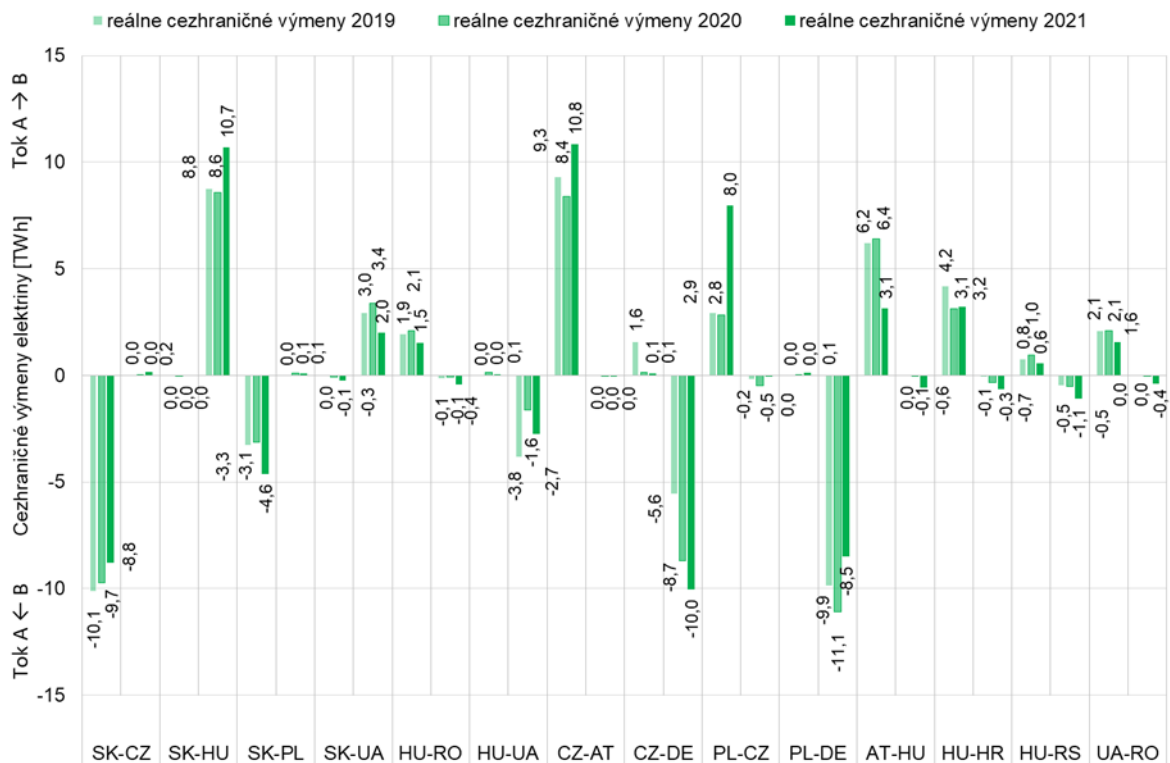
profiloch v opačných smeroch dominantných tokov výkonu, t.j. v smere SK→CZ, a už spomenutým zvýšeným importom z Poľska.



Kladná hodnota = export; záporná hodnota = import

Poznámka: nedostupné dáta bilancie TenneT pre január 2021

**Obr. č. 1.11 Saldo ES v regióne CCE v rokoch 2019, 2020 a 2021**

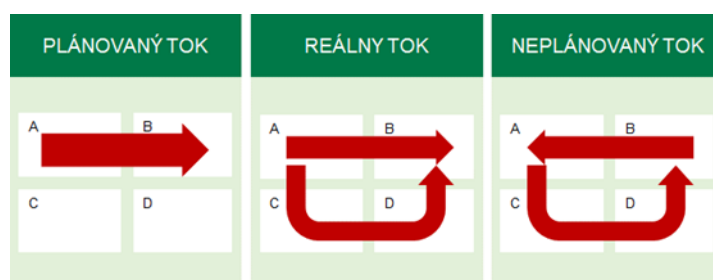


Poznámka: Kladná/záporná hodnota salda a cezhraničných výmen znamená export/import.

**Obr. č. 1.12 Namerané cezhraničné prenosy elektriny v regióne CCE v rokoch 2019, 2020 a 2021**

Tranzitné toky, definované ako menšia hodnota z importných a exportných tokov v ES SR, spôsobujú zvýšené nároky na PPS na zaistenie plnenia základného bezpečnostného kritéria N-1 v ES SR. Možnými príčinami vzniku tranzitných tokov sú:

- Zmena veľkosti a umiestnenia zdrojového mixu v regióne CCE, t.j. vysoký nárast inštalovaného výkonu OZE, najmä VTE a FVE lokalizovaných na severozápade regiónu CCE, postupné odstavovanie jadrových a uhoľných elektrární v DE.
- Náhle zmeny vyrábaného výkonu fotovoltaických a veterných elektrární z dôvodu rýchlej neočakávanej zmeny poveternostných podmienok.
- Zaostávanie rozvoja vnútroštátnej, resp. cezhraničnej infraštruktúry PS v súvislosti so zvýšenými nárokmi na prenos elektriny v dôsledku liberalizácie trhu s elektrinou, resp. v dôsledku výraznej zmeny skladby a rozmiestnenia zariadení na výrobu elektriny, čím sa geograficky aj elektricky vzdialila výroba od spotreby elektriny.
- Pokrývanie importných bilancií v juhovýchodnej oblasti regiónu CCE a Balkánu z exportných oblastí regiónu CCE.
- Mechanizmy výpočtu a pridelovania cezhraničných obchodovateľných kapacít, ktoré nezohľadňujú reálne toky na cezhraničných profiloch.



**Obr. č. 1.13** Schematické zobrazenie plánovaných a neplánovaných tokov elektriny

Nežiadúce dôsledky neplánovaných tokov elektriny, ktorým SEPS ako prevádzkovateľ PS musí čeliť, sú:

- veľké rozdiely medzi reálnymi a plánovanými tokmi elektriny,
- potreba stanovenia vyššej hodnoty bezpečnostnej rezervy TRM na konkrétnych cezhraničných profiloch, čo má vplyv na zníženie voľnej obchodovateľnej kapacity,
- zvýšené celkové náklady na zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky PS SR,
- nárast strát na zariadeniach PS SR.

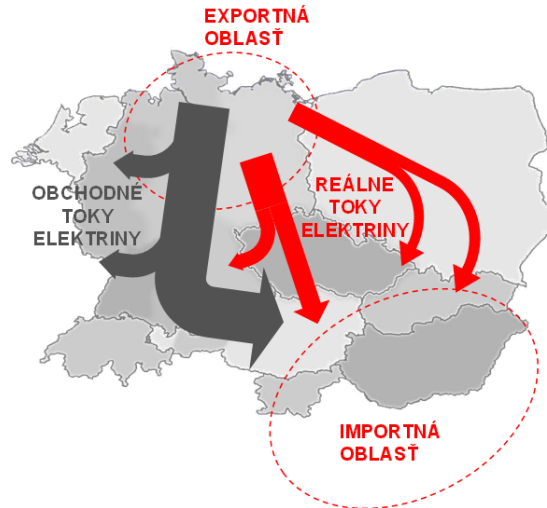
Prevádzkovateľ PS SR má obmedzené možnosti na vysporiadanie sa s dôsledkami neplánovaných tokov elektriny a tiež na zaistenie prevádzkovej bezpečnosti a spoľahlivosti ES v tejto súvislosti. V prostredí liberalizovaného trhu nemajú prevádzkovatelia PS povolené zasahovať do trhových mechanizmov, pokiaľ nie je ohrozená bezpečnosť sústavy. Nápravné opatrenia, ktoré PPS môže použiť v zmysle zmluvy SAFA (z angl. Synchronous Area Framework Agreement), sú akékoľvek opatrenia, ktoré prevádzkovateľ PS uplatní včas, aby plnil okamžité základné bezpečnostné kritérium N-1. Možnosti využívania nápravných opatrení v ES SR sú uvedené v kapitole 5.3.

Nežiadúcim dôsledkom aplikovania týchto nápravných opatrení, v ktorých sa mení zapojenie PS SR, môže byť, paradoxne, čiastočné zníženie bezpečnosti a/alebo spoľahlivosti prevádzky v niektorej časti PS SR a zvýšenie nákladov na prevádzku sústavy.

Dňa 8. júna 2022 šestnásť prevádzkovateľov prenosových sústav regiónu „Core Capacity Calculation Region“ spolu s desiatimi nominovanými prevádzkovateľmi trhu s elektrinou spustilo projekt jednotného denného trhu s elektrinou „Core Flow-Based Day-Ahead Market Coupling“. Nový mechanizmus prepojenia trhu, ktorý zavádza výpočet kapacity siete metódou uvažovania toku, je ďalším medzníkom v transformácii energetického sektora. Zvyšuje schopnosť európskej elektrizačnej sústavy zvládať výkyvy v dodávkach veternej, slnečnej a inej obnoviteľnej energie, čo má priamy vplyv na bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky sústavy a navyše prispieva k udržateľnosti životného prostredia čím prináša hodnotu celej spoločnosti.

Základom myšlienky flow-based výpočtu a alokácie prenosových kapacít vedení je snaha zahrnúť do procesu pridelenia týchto kapacít reálnu topológiu PS a tiež zohľadniť skutočné rozdelenie reálnych tokov výkonu na jednotlivých cezhraničných profiloch, čo by sa malo prejavovať v maximálnej možnej miere minimalizáciou rozdielov medzi obchodnými a reálnymi tokmi výkonu, t.j. minimalizáciou neplánovaných tranzitných tokov elektriny.

Dobrým koncepčným rozvojovým krokom za účelom znižovania tranzitných tokov je taktiež dlhodobé avizované posilňovanie vnútornej nemeckej PS výstavbou nových 400 kV vedení, čo by prispelo k eliminácii kruhových, resp. tranzitných tokov elektriny, ktoré ohrozujú bezpečnosť prevádzky okolitých PS, vrátane SR. V konečnom dôsledku by sa objemy a smer reálnych tokov elektriny (na Obr. č. 1.15 zobrazené červenou farbou) mali výrazne priblížiť obchodným tokom elektriny (zobrazené tmavosivou farbou).



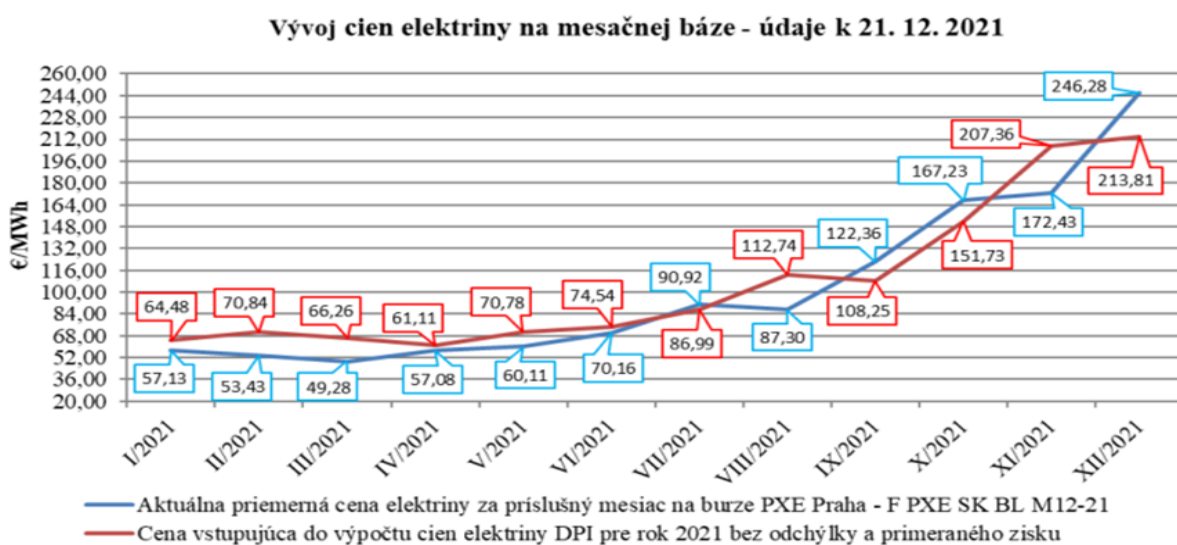
**Obr. č. 1.14 Ilustračné zobrazenie obchodných a reálnych tokov v regióne Strednej Európy**

### 1.3 Regulácia sústavy

Pre spoľahlivé a bezpečné prevádzkovanie ES SR je, okrem iného, potrebné v každom časovom okamihu zabezpečiť rovnováhu medzi spotrebou, výrobou elektriny a plánovanými cezhraničnými výmenami, k čomu elektroenergetický dispečing prevádzkovateľa PS využíva podporné služby (PpS).

Od začiatku roka 2021 boli zaznamenané disproporcie medzi očakávanou spotrebou ES SR a obchodným diagramom, ktorý je zložený z výroby elektriny v SR a dovozu elektriny. Odchýlky pozorované začiatkom roka v trvaní rádovo jednotiek hodín v rámci niektorých dní (najmä večerné špičky), postupne s výrazným nárastom cien elektriny na burzách v posledných dvoch mesiacoch roka nadobudli plošný charakter v trvaní až niekoľkých hodín. Veľkosti odchýlky dosahovali až úroveň celého zabezpečeného objemu PpS, ktorý je zabezpečený na odregulovanie výpadkov veľkých výrobných zdrojov. Abnormálny bol deň 14.9.2021, kedy obchodne spôsobená odchýlka dosahovala až 700 MW. Na zmiernenie veľkostí odchýlok boli preto prijaté zo strany SEPS a ÚRSO nasledovné opatrenia:

- SEPS intenzívnym rokovaním s ÚRSO docielila zmenu stanovenia určenia ceny RE, ktorá od 1.1.2022 bola stanovená ako násobok ceny elektriny na trhu.
- Od 15.10.2021 sa zmenil koeficient výpočtu ceny odchýlky.



**Obr. č. 1.15 Vývoj cien elektriny na trhu s elektrinou k 21.12.2021**

K 31.12.2021 uplynulo prechodné obdobie prechodu riadenia a poskytovania PpS zo svoriek generátorov na prah zariadení (kvôli 3 ročnej platnosti certifikátov, mimo FCR - tie ostávajú vždy na svorky), pričom od 1.1.2019 sa už všetky certifikácie (okrem služby FCR) postupne vykonávali na prah zariadení.

V roku 2018 začali v prepojenej sústave ENTSO-E vznikať väčšie odchýlky frekvencie, (viac ako  $\pm 100$  mHz), ktoré tiež súvisia s cenami za elektrinu v kombinácii s ekonomickým správaním sa prevádzkovateľov výkonovo veľkých zariadení na výrobu elektriny s rýchlou zmenou výkonu. Tieto odchýlky pokračovali aj v priebehu roka 2021. Zatiaľ najvýraznejší pokles frekvencie v RG CE v posledných rokoch (2018-2021) bol zaznamenaný dňa 08.01.2021 v čase 14:05 hod. Synchronne prepojená sústava kontinentálnej Európy (CE) sa rozdelila na dve separátne časti z dôvodu výpadku niekoľkých sieťových prvkov (Chorvátsko, Srbsko, Rumunsko). V severozápadnej časti, kde bolo aj Slovensko, bola frekvencia s hodnotou 49,74 Hz v rámci intervalu cca 15 s. Následne frekvencia v tejto časti Európy dosiahla ustálenú hodnotu 49,84 Hz. V juhovýchodnej časti CE dosiahla frekvencia hodnotu 50,60 Hz, následne ustálenú hodnotu na úrovni medzi 50,20-50,30 Hz. V ES SR bol vplyvom poklesu frekvencie zaznamenaný výpadok výroby, vplyvom nastavených frekvenčných ochrán alebo nesprávneho

fungovania automatík vo výške 203,57 MW. Z toho na elektrárnach typu PPC vo výške 58,1 MW, TE vo výške 12 MW, OZE vo výške 133,47 MW (z toho na FVE 52 MW). Tento pokles frekvencie nemal vplyv na odberateľov pripojených do PS (SLOVALCO, DUSLO, FORTISCHEM, OFZ, USSK). Ide o najväčší výpadok v CE od poruchy v Novembri 2006, kedy sa CE rozdelila na tri ostrovy.

Všeobecne však výrazné poklesy frekvencie boli zaznamenané najmä vo večerných hodinách na zlome 21:00 a 22:00. Tieto poklesy súvisia s režimom prevádzky PVE (odstavovanie väčšej časti z výroby) a súčasným poklesom zaťaženia v celej prepojenej európskej elektrizačnej sústave. K nárastu frekvencie dochádza najmä na zlome 6:00 hodiny, čo má súvis s rýchlym nábehom výrobní elektriny na veľký výkon (PVE, PPC), s vypínaním čerpania PVE a súčasným nárastom ostatného zaťaženia sústavy. Odstavovanie a nábehy zariadení na výrobu elektriny úzko súvisia s obchodovaním na trhoch s elektrinou, nakoľko v priebehu dňa sú ceny za dodávku elektriny vyššie ako v nočných hodinách.

V prípade dosiahnutia frekvencie 49,8 Hz alebo 50,2 Hz (t.j. pri odchýlke  $\pm 200$  mHz od 50 Hz) by došlo k aktivácii frekvenčného obranného plánu t.j. zariadenia na výrobu elektriny by prešli do špeciálnych prevádzkových stavov (otáčková regulácia, automatické alebo manuálne znižovanie/zvyšovanie výkonu a pod.).

SEPS, tak ako väčšina PPS v Európe, prijíma technické opatrenia na zmiernenie príspevku ES SR k zmenám frekvencie. V zmysle Nariadenia Komisie (EÚ) 2017/1485 čl. 137 ods. 4 implementovala SEPS k 15.01.2020 ÚRSO-m schválené opatrenia (13.03.2019) do Technických podmienok prístupu a pripojenia, pravidiel prevádzkovania prenosovej sústavy, ktoré dovoľujú vykonávať len určité lineárne zmeny činného výkonu. V zásade ide o obmedzenie zmeny činného výkonu na určitú hodnotu s podmienkou časového rozloženia vykonania tejto zmeny. Ďalším opatrením bolo implementovanie opatrení na zníženie odchýlky vyžadovaním zmien vo výrobe alebo spotrebe jednotiek na výrobu elektriny alebo odberných jednotiek v zmysle čl. 152 ods. 16 Nariadenia Komisie (EÚ) 2017/1485. Dotknuté subjekty v ES SR však už od 06/2018 začali aplikovať tieto technické opatrenia v praxi, a vykonávali svoje zmeny činného výkonu na zlome hodín v zmysle týchto opatrení.

Napriek zaznamenanému medziročnému zlepšovaniu pokrývania požadovaného objemu PpS, aj vďaka opatreniam prijímaným na strane prevádzkovateľa PS, dochádza v niektorých mesiacoch k nepokrytiu požadovaného objemu niektorých PpS a to z nasledujúcich dôvodov:

- nestála prevádzka elektrární predovšetkým na báze spaľovania zemného plynu z dôvodu vyšších nákladov na výrobu elektriny voči cene silovej elektriny na trhu,
- odstávky teplární počas letného obdobia,
- prevádzka elektrární na nižšom výkone,
- poruchy a výpadky na zariadeniach poskytujúcich PpS,
- neprevádzkovanie elektrární z dôvodu vysokých cien emisných povoleniek na burze,
- extrémne výkyvy počasia.

Nižšie uvedená tabuľka zobrazuje ÚRSO-m schválené požadované objemy PpS na nasledujúci rok, ktoré prevádzkovateľ PS zverejňuje na svojom webovom sídle v zmysle Zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike, upresnení podľa Vyhlášky ÚRSO č. 24/2013 Z. z. o pravidlách



vnútorného trhu s elektrinou a vnútorného trhu s plynom, paragraf 18, ods. 8 vždy do 30.9. aktuálneho roku.

Rok	PRV ±	SRV ±	TRV 3MIN+	TRV 3MIN-	TRV 10MIN+	TRV 10MIN-	TRV 15MIN+	TRV 15MIN-	TRV 30MIN+	TRV 30MIN-	TRV 120MIN	TRV HOD	ZNO	ZVO
2005	34.0	123,6	-	-	318,3	-	-	-	165,7	156,6	-	200,0	-	-
2006	32.0	120,4	-	-	323,6	158,6	-	-	165,9	136,7	-	177,6	-	-
2007	32.0	114,8	-	-	320,0	150,0	-	-	152,9	124,4	-	173,7	-	-
2008	33.0	109,9	-	-	310,0	150,0	-	-	159,9	119,9	-	130,0	-	-
2009	32.0	109,5	220,0	130,0	-	-	-	-	188,6	128,9	120,0	-	-	-
2010	30.0	120,0	220,0	130,0	-	-	-	-	249,9	130,0	80,0	-	-	-
2011	29.0	130,0	250,0	135,0	-	-	-	-	260,0	210,0	-	-	-	-
2012	28.0	134,0	255,0	135,0	220,0	100,0	-	-	150,0	130,0	-	-	70,0	20,0
2013	29.0	137,0	255,0	135,0	215,0	100,0	-	-	150,0	130,0	-	-	70,0	20,0
2014	29.0	139,0	255,0	135,0	215,0	100,0	-	-	120,0	130,0	-	-	69,0	10,0
2015	28.0	139,0	255,0	135,0	215,0	100,0	130,0	130,0	-	-	-	-	70,0	10,0
2016	27.0	140,0	255,0	135,0	215,0	100,0	120,0	120,0	-	-	-	-	70,0	10,0
2017	26.0	143,0	255,0	135,0	215,0	100,0	120,0	120,0	-	-	-	-	70,0	10,0
2018	26.0	145,0	255,0	135,0	215,0	100,0	120,0	120,0	-	-	-	-	70,0	10,0
2019	26.0	145,0	255,0	135,0	215,0	100,0	120,0	120,0	-	-	-	-	70,0	10,0
2020	27.0	143,0	255,0	135,0	215,0	100,0	120,0	120,0	-	-	-	-	70,0	10,0
2021	27.0	143,0	255,0	135,0	215,0	100,0	120,0	120,0	-	-	-	-	70,0	10,0
Rok	FCR ±	aFRR ±	TRV 3MIN+	TRV 3MIN-	mFRR+				mFRR-					
2022	28.0	130.0	355.0	235.0	280.0				288.0					

**Tab. č. 1.3 Vážené priemery max. požiadaviek na podporné služby v rokoch 2005 - 2022 (MW)**

Veľkosti požadovaných objemov PpS v Tab. č. 1.3 a ich pokrytie sa ďalej upresňujú a optimalizujú na dennej báze, z ktorej vychádza aj nasledovné vyhodnotenie pokrývania PpS v roku 2021.

Z vyhodnotenia pokrývania disponibilít PpS v roku 2021 bol evidovaný (rovnako ako v roku 2020) predovšetkým pretrvávajúci nedostatok kladnej, ako aj zápornej terciárnej regulácie výkonu (TRV15MIN+/TRV15MIN-) vo výške 34,1 %, resp. 11,2 % z požadovaného objemu.

Pri pokrývaní požadovaného rozsahu primárnej regulácie (vrátane garantovaného výkonu PRV± zo zahraničia) a sekundárnej regulácie bol zaznamenaný nedostatok vo výške 4,1 % a 6,0 % z požadovaného obchodne uznaného objemu. Ostatné TRV v kladnom aj zápornom smere boli pokryté na 100%, okrem TRV3MIN+ a ZNO kde boli zaznamenané odchýlky medzi plánom a skutočnosťou, a to vo výške 4,1 % a 5,8 %.

V reálnej prevádzke sa však nevyskytol stav, kedy by indikovaný deficit v jednotlivých PpS ohrozil bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky sústavy a kvalitu regulácie ES SR.

Prínosom k zvýšeniu bezpečnosti prevádzky ES SR a najmä k zníženiu potreby aktivácie regulačného výkonu v SRV a počtu aktivácií TRV bolo zapojenie sa do projektu cezhraničnej výmeny regulačnej elektriny v systéme Grid Control Cooperation (e-GCC) začiatkom roka 2012. V systéme e-GCC spočiatku spolupracovali iba prevádzkovatelia prenosových sústav Česka a Slovenska. O rok neskôr do systému e-GCC vstúpil aj prevádzkovateľ prenosovej sústavy Maďarska.

Pred zapojením sa do systému e-GCC presahoval počet aktivácií TRV úroveň 1 500 za rok (napríklad v roku 2010 to bolo až 1 867). Už v prvom roku prevádzky e-GCC sa počet aktivácií TRV oproti roku 2011 znížil o 225. V ďalších rokoch bol pokles počtu aktivácií ešte výraznejší.

Prevádzka e-GCC bola však ukončená, a to z dôvodu zapojenia sa do spoločného systému s názvom International Grid Control Cooperation (IGCC). Spoločnosť SEPS sa do spolupráce v IGCC pripojila dňa 13.5.2020.



Základná myšlienka systému IGCC je optimalizácia aktivácie podporných služieb, konkrétne sekundárnej regulácie výkonu (SRV), a to v zmysle zabránenia protichodnej aktivácie tejto podpornej služby v rámci spolupracujúcich krajín v IGCC. Zapojením do IGCC sa taktiež potvrdil očakávaný menší počet aktivácii TRV voči predchádzajúcim rokom, ako aj zníženým objemom RE z domácich zariadení na výrobu elektriny poskytujúcich podpornú službu sekundárna regulácia výkonu (ďalej len „SRV“).

Zmeny vyplývajúce z EBGL (Electricity Balancing Guideline), boli identifikované najmä v súvislosti so SRV $\pm$  a povinnosťou jej rozdelenia na nesymetrické zložky SRV+ a SRV-. Z hľadiska dôležitých opatrení pri aplikácii tejto povinnosti sa ukázalo správne nastavenie regulovanej ceny obidvoch zložiek SRV voči ostatným typom PpS zo strany ÚRSO. SEPS tento spôsob obstarávania a poskytovania SRV umožnila od 1.10.2020, dokedy mal ÚRSO-m schválenú derogáciu (dočasný nesúlad národnej legislatívy s už platnou nadradenou európskou). Prechod na využívanie dvoch asymetrických služieb SRV+ a SRV- prebehol bez problémov z technického aj obchodného hľadiska. Pripravovanou zmenou je pripojenie sa k platforme PICASSO (The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) (k 1.1.2024), pričom k 1.1.2022 sa pristúpilo k harmonizácii názvoslovia SRV+/SRV- na aFRR+/aFRR-, ako aj úprave technických požiadaviek pri aktivácii/deaktivácii maximálnej hodnoty SRV+/SRV- (skrátene z času 15 minút na 7,5 minúty). Ďalšia zmena nastane v obchodnom intervale až po pripojení sa k platforme PICASSO – prechod z 1 hodinového intervalu na 15 minútový.

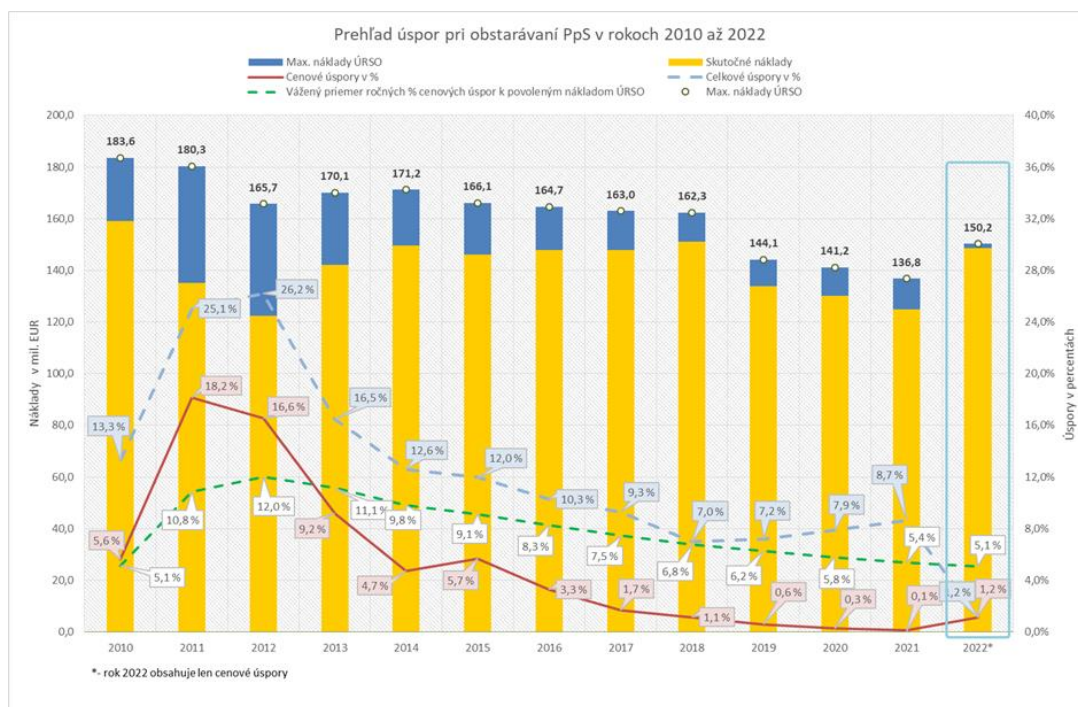
Ďalšia európska platforma v zmysle článku 20 EBGL, z ktorej pre PS SR vyplývajú úlohy, je platforma na výmenu regulačnej energie z rezerv na obnovenie frekvencie s manuálnou aktiváciou (MARI - Manually Activated Reserves Initiative). Spoločnosť SEPS sa stala plnohodnotným členom uvedeného projektu 26.7.2018. Uvedená platforma sa týka produktov zabezpečujúcich v sústave terciárnu reguláciu výkonu a v tejto súvislosti, všetky doteraz existujúce a platné podporné služby terciárnej regulácie, tak ako sú uvedené v tab. č. 1.3 s výnimkou PpS typu TRV3MIN+ a TRV3MIN- prejdú pod jeden štandardný produkt s označením mFRR (manual Frequency Restoration Reserve), resp. mFRR+/mFRR-. Uvedené zmeny pre mFRR boli uvedené do platnosti pre technickú časť od 1.1.2022 (skrátene časov nábehu na maximálnu hodnotu), a pre obchodnú časť (prechod od 1 hodinového intervalu na 15 minútový) pripojením k platforme MARI k 1.1.2024.

Počnúc začiatkom roku 2020 spoločnosť SEPS z dôvodu legislatívnych zmien vyplývajúcich z Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) č. 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou v rámci harmonizácie pravidiel organizovania denných výberových konaní na obstaranie podporných služieb pristúpila na obstarávanie disponibility jednotlivých PpS už len na dennej báze a to výhradne prostredníctvom informačného systému PPS (ďalej len „IS PPS“) a v súlade s prevádzkovým poriadkom, technickými podmienkami prístupu a pripojenia a pravidlami prevádzkovania prenosovej sústavy SEPS, zverejnenými na svojom webovom sídle<sup>2</sup>.

Dňa 10.12.2020 vydal ÚRSO cenové rozhodnutie č. 100/2021/E, ktorým stanovil nové maximálne povolené ceny za disponibilitu PpS a maximálne povolené ročné náklady na nákup PpS pre obdobie od 1.1.2021 do konca 5. regulačného obdobia 2021. Po zohľadnení nových platných povolených nákladov na nákup PpS sa predpokladaná cenová úspora nákladov na nákup disponibility PpS pre rok 2021 prakticky vynulovala. Dôvodom bolo stanovenie maximálnych povolených cien pod výšku väčšiny ponukových cien z VVK na roky 2019-2021 čo si následne aj vyžiadalo úpravu cien v kontraktoch.

---

<sup>2</sup> [www.sepsas.sk](http://www.sepsas.sk)



**Obr. č. 1.16 Prehľad úspor pri obstaraní PpS v rokoch 2010 až 2022**

Z dôvodu vysokého napätia v severnej časti PS boli pri určitých prevádzkových stavoch ES SR analyzované možné technické prevádzkové opatrenia za účelom jeho zníženia, ktoré je možné v čo najkratšom čase aplikovať do prevádzky, okrem tých, ktoré využíval PPS doteraz (prepínanie odbočiek transformátorov, riadenie jalového výkonu na zariadeniach na výrobu elektriny, sekundárna regulácia napätia, využívanie kompenzačných tlmiviek, vypínanie vedení), nakoľko nie sú dostatočné na jeho zníženie. V období 04/2017 bolo v spolupráci so spoločnosťou SE, a.s. úspešne otestované využitie špeciálneho prevádzkového stavu na turbogenerátoroch PVE Čierny Váh – tzv. kompenzačná prevádzka. Tento stav na generátore umožňuje riadiť väčší jalový výkon vyrobený generátorom pri minimálnom odbere činného výkonu z PS. V prípade jedného TG na PVE Čierny Váh to predstavuje rozsah -50 až +65 MVar pri odbere 2,25 MW. Týmto spôsobom dokáže kompenzačná prevádzka jedného TG ovplyvniť napätie v najbližšej aj vzdialenejšej ESt PS o 1-3 kV. V priebehu rokov 2018-2019 sa hľadalo optimálne technicko-obchodné zosúladenie s legislatívou, Technickými podmienkami PPS, Prevádzkovým poriadkom PPS, zmluvnými vzťahmi a potrebou certifikácie tejto služby. Na prelome rokov 2019 a 2020 bol tento spôsob riadenia napätia implementovaný do obchodného systému PPS a od 04/2020 je dispečermi PPS využívaný pri regulácii napätia v severnej vetve ES SR. Kompenzačná prevádzka je zahrnutá pod PpS sekundárna regulácia napätia (SRN). Na rozdiel od SRN je kompenzačná prevádzka spustená telefonickou aktiváciou prostredníctvom dispečingu SE, a.s. - ROVE.

#### 1.4 Realizácia investičných zámerov prevádzkovateľa prenosovej sústavy

V roku 2021 bola zahájená komerčná prevádzka medzištátnych vedení na profile SK-HU. Uvedením medzištátnych liniek „Vedenie 400 kV Gabčíkovo – št. hr. SK/HU – Veľký Ďur“ a „Vedenie 400 kV Rimavská Sobota – št. hr. SK/HU“ do prevádzky sa ukončil STOP-STAV

pre pripájanie nových zariadení na výrobu elektriny do elektrizačnej sústavy SR. Ďalej v roku 2021 bol uvedený do prevádzky nový transformátor T402 v ESt Bystričany. Taktiež boli uvedené do prevádzky nové kompenzačné tlmivky 2x45 MVA<sub>r</sub> v terciárnom vinutí transformátorov T401 a T402 v ESt Liptovská Mara.

Investičné projekty, ktoré sú vo fáze realizácie projektových a inžinierskych činností, sú „Transformácia 400/110 kV Senica“, „Prechod ESt Sučany do diaľkového riadenia“, „Výmena transformátora T401 a kompenzačné tlmivky v ESt Varín“ a „Výmena transformátora T402 a inštalácia kompenzačných tlmiviek v ESt Podunajské Biskupice“. Spomedzi ďalších významných projektov prevádzkovateľa PS je potrebné spomenúť aj projekty „Transformácia 400/110 kV Vajnory“, „Transformácia 400/110 kV ESt Ladce“ a „Výmena T401 a nová R110 kV v ESt Križovany“, ktoré sú vo fáze prípravy investičného zámeru.

Na medzištátnom profile SK-CZ je rozpracovaných niekoľko projektov. Jedným je obnova cezhraničného vedenia V404 Varín (SK) – Nošovice (CZ) na strane SEPS, projekt je vo fáze výberu dodávateľa realizačných prác. Z dôvodu útlmu napät'ovej hladiny 220 kV v PS SEPS ako aj ČEPS, nastane odstávka vedení V280 a V270. Náhradou má byť nové cezhraničné prepojenie 1x400 kV Ladce-Otrokovice, ktoré je vo fáze prípravy projektu.

Na medzištátnom profile SK-UA je rozpracovaný jeden projekt „Obnova 400 kV vedenia Mukačevo (UA) – Veľké Kapušany (SK)“. V súčasnosti prebieha spracovanie štúdie realizovateľnosti obnovy vedenia.

Podrobnejší popis týchto, ale aj ďalších investičných projektov SEPS, je dostupný v kapitole 4 Investičné zámery prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nasledujúcich 10 rokov.

Investičné projekty v oblasti obnovy a inovácie zariadení s krátkym životným cyklom, ako sú obnova sekundárnej techniky, zabezpečenie ekologických stavieb, inovácia riadiaco-informačného systému ESt, inovácia informačného systému obchodného merania a obchodných systémov, inovácia automatizovaného systému dispečerského riadenia, inovácia informačno-komunikačných technológií a implementácia bezpečnostných systémov, prebiehajú kontinuálne.

## **2 Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou na nasledujúcich 5 rokov**

Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou a perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny v nasledujúcom období vychádzajú z predpokladov aktuálneho desaťročného plánu rozvoja prenosovej sústavy na roky 2022 až 2031 a tiež zohľadňujú aktuálny vývoj v sektore elektroenergetiky SR.

Budúci vývoj v zásobovaní elektrinou budú ovplyvňovať najmä nasledovné, viac či menej predvídateľné faktory:

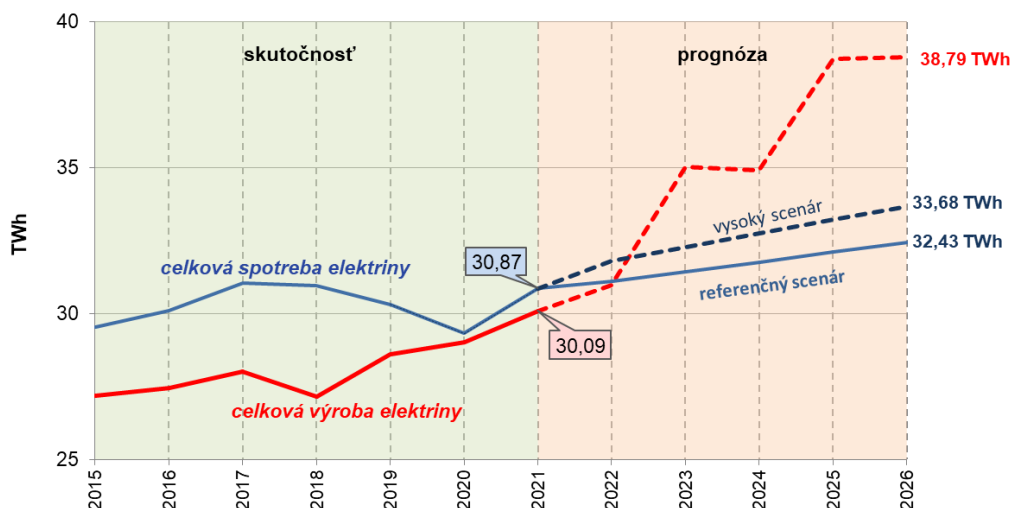
- vývoj spotreby elektriny,
- pripájanie nových zariadení na výrobu elektriny, ako aj vyrad'ovanie zariadení na výrobu elektriny s ukončenou dobou životnosti, tlak na zvyšovanie podielu OZE pre dodržanie dekarbonizačných cieľov SR, predovšetkým zvýšeným podielom VTE a FVE na pokrývaní diagramu zaťaženia, vyplývajúci zo stanovených hodnôt inštalovaného výkonu OZE v INECP SR,
- dostupnosť primárnych palív a ich cenový vývoj na svetových trhoch,

- vývoj cien na trhu s elektrinou,
- vývoj cien v oblasti nových technológií na výrobu elektriny,
- neistoty súvisiace s vývojom výšky poplatkov za emisie skleníkových plynov, predovšetkým CO<sub>2</sub>,
- doba návratnosti vložených investičných prostriedkov pri realizácii projektov v elektroenergetike,
- stabilita podnikateľského prostredia a regulačného rámca,
- vývoj stratégie energetickej politiky v EÚ, resp. v SR, a jej premietnutie do novej legislatívy, prípadne úpravy existujúcej legislatívy,
- liberalizácia trhu s elektrinou, zavedenie kapacitných mechanizmov, stanovenie úrovne zdrojovej primeranosti členského štátu a EÚ, zavedenie jednotného celoeurópskeho trhu s elektrinou a podpornými službami a pod.

## 2.1 Vývoj spotreby

Predpokladaný vývoj spotreby elektriny v SR vychádza zo štúdie „Aktualizácia prognózy spotreby elektriny v SR do roku 2040 po jednotlivých rokoch s výhľadom do roku 2050“ spracovanej EGÚ Brno, a.s., pre SEPS v roku 2020.

Táto štúdia sa opiera o prognózy ekonomického a demografického vývoja SR, ako aj o predpoklady vývoja energetickej náročnosti a využívania zdrojov primárnej energie pri dodržaní cieľov dekarbonizácie podľa INECP SR. Predpokladá zvyšovanie energetických úspor a efektivity, nové typy spotreby, ako aj rozvoj elektromobility.

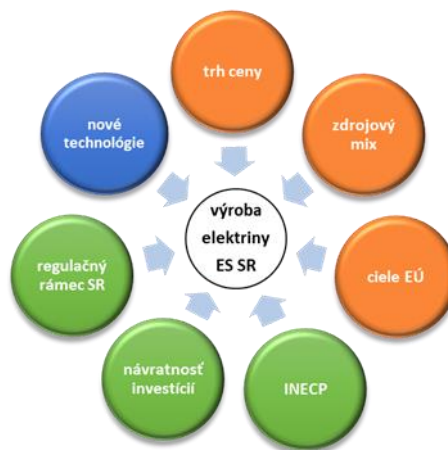


**Obr. č. 2.1 Skutočnosť a prognóza celkovej spotreby elektriny a očakávanej výroby elektriny v SR (2015 – 2026) pre referenčný scenár**

## 2.2 Výroba elektriny

Výroba elektriny v SR bude v rámci celoeurópskeho trhu s elektrinou ovplyvnená vzájomnou interakciou vývoja zdrojového mixu SR, cien primárnych palív, emisií a silovej elektriny na základe klimaticko-energetických cieľov EÚ. Na národnej úrovni bude na veľkosť výroby vplývať regulačný rámec, národné klimaticko-energetické záväzky v súlade s cieľmi EÚ, ako aj vytváranie podmienok pre nové investície v sektore výroby elektriny. V neposlednom rade bude zdrojový mix ovplyvnený nástupom a dostupnosťou nových technológií.

V horizonte piatich rokov je predpoklad zachovania existujúceho zdrojového mixu s výrazným nárastom podielu jadrových elektrární a OZE na inštalovanom výkone a na celkovej výrobe elektriny v SR.



*Obr. č. 2.2 Hlavné faktory ovplyvňujúce výrobu elektriny*

### Jadrové elektrárne

Z predpokladaných zmien v existujúcej zdrojovej základni je potrebné spomenúť predĺženie pôvodne plánovanej prevádzkovej životnosti jadrovej elektrárne EBO V2 (2x500 MW) na 60 rokov, teda do roku 2044, resp. 2045.

Po navýšení inštalovaného výkonu bloku EMO2 v roku 2020 z pôvodnej hodnoty 470 MW na 501,44 MW došlo v roku 2021 k rovnakému navýšeniu aj na bloku EMO1.

Výstavba jadrovej elektrárne EMO, blokov 3 a 4 (2x471 MW) naďalej pokračuje. Po získaní povolenia ÚJD na zavezenie paliva sa začne ďalšia fáza uvádzania do prevádzky. Predpokladá sa, že EMO 3 bude uvedená do komerčnej prevádzky koncom roku 2022.

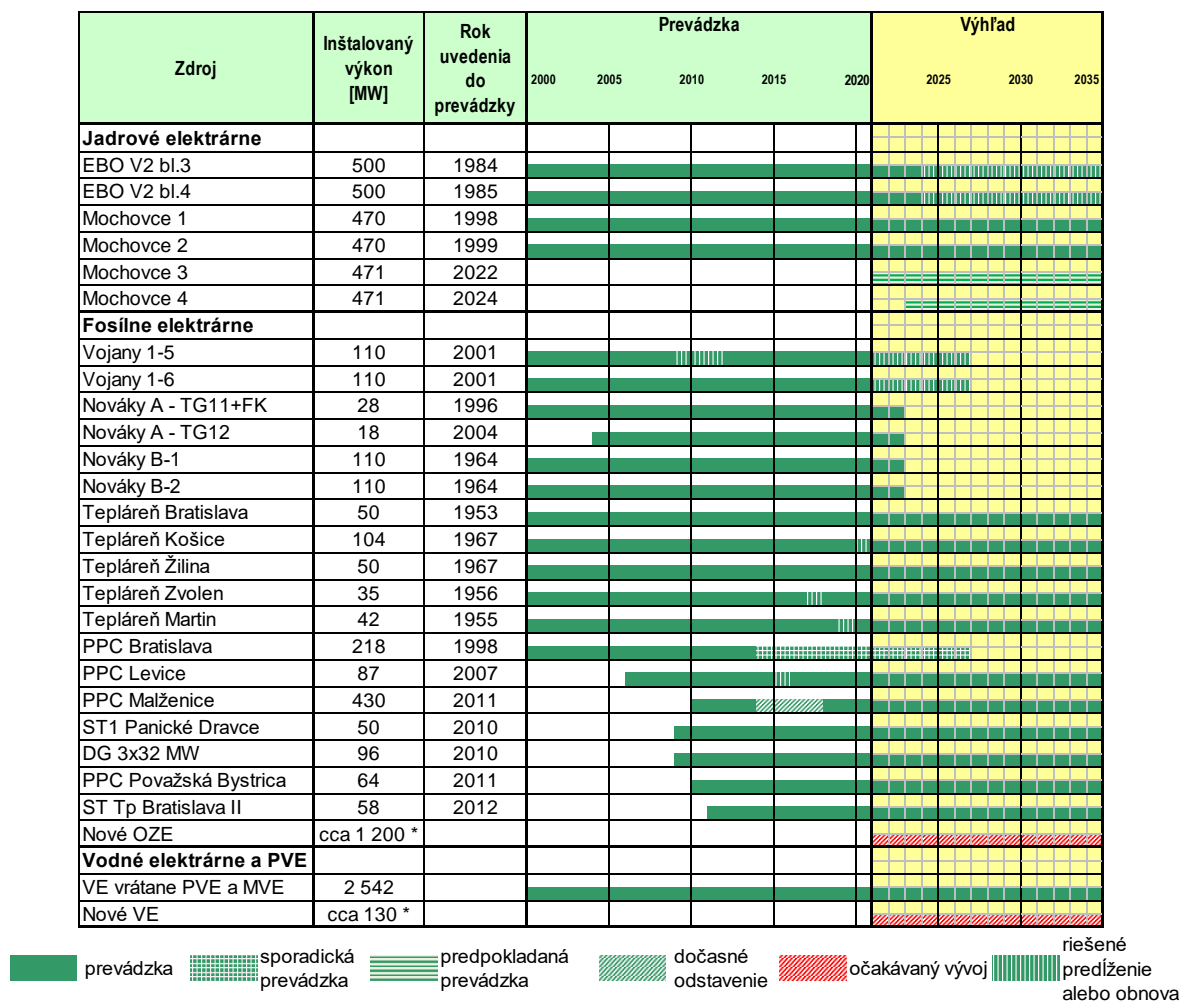
S odstupom 14 mesiacov sa uvažuje s výrobou bloku EMO 4. Výkon oboch blokov bude postupne zvyšovaný až na 2x530 MW. Infraštruktúra pre pripojenie oboch nových blokov do PS je už vybudovaná. Blok č. 3 je do PS pripojený od konca roku 2017, zatiaľ pre potreby odberu elektriny.

Dňa 26.5.2021 bola predĺžená platnosť osvedčenia MH SR pre výstavbu elektroenergetického zariadenia „Nový jadrový zdroj v Jaslovských Bohuniciach“ s inštalovaným výkonom

1 200 MW a predpokladanou ročnou výrobou 9 100 GWh s plánovaným uvedením do prevádzky v časovom horizonte roku 2040. Pre pokračovanie tohto projektu po roku 2025 sa očakáva strategické rozhodnutie Vlády SR.

### Fosílna elektrárne

Zdroj PPC Malženice, s inštalovaným výkonom 430 MW, bol v roku 2021 nasadzovaný podľa potreby, väčšinou počas pracovných dní, s rezervou na PpS. Oproti roku 2020 vzrástla ročná doba prevádzky zdroja o 1 360 hodín a produkcia elektriny vzrástla o cca 660 GWh.



**Obr. č. 2.3** Obdobie prevádzky súčasných a plánovaných väčších výrobných jednotiek

Prevádzka hnedouhoľnej elektrárne Nováky (2x110 MW) by podľa návrhu INECP SR a ďalších strategických dokumentov SR pre oblasť energetiky mala byť podporovaná len do roku 2023. Po roku 2023 sa už s prevádzkou neuvažuje. Predpokladá sa, že táto elektrárňa by mala byť nahradená zariadením pre výrobu a dodávku tepla pre daný región.

Pôvodný zámer, ukončiť v roku 2021 prevádzku zvyšných 2 blokov elektrárne Vojany (2x110 MW) z dôvodu nerentabilnej prevádzky a potreby dodatočných investičných nákladov pre zmenu pripojenia do ES SR, prevádzkovateľ tohto zariadenia na výrobu elektriny prehodnocuje. V súčasnosti prebieha v elektrárni testovanie samostatného spaľovania tzv.



tuhého druhotného paliva. V prípade úspešnosti testov je odhadovaná doba prevádzky elektrárne do konca roku 2027.

### **Vodné elektrárne**

V súčasnosti nie je rozpracovaná žiadna väčšia investícia, ktorá by výrazným spôsobom zmenila, resp. ovplyvnila podiel VE v zdrojovom mixe SR. INECP SR predpokladá do roku 2030 nárast inštalovaného výkonu VE o cca 130 MW.

### **Ostatné zariadenia na výrobu elektriny**

V súčasnej dobe a ani za uplynulých 5 rokov neeviduje SEPS okrem NJZ a nových veterných parkov záujem o výstavbu zariadenia na výrobu elektriny s výkonom cca 50 MW a väčším. Investori sa zameriavajú na realizáciu projektov miestneho významu. Sú to zariadenia na výrobu elektriny na báze zemného plynu, slúžiace na kombinovanú výrobu elektriny a tepla, prípadne zariadenia, ktoré využívajú odpad z priemyselných prevádzok (drevospracujúci priemysel) alebo z poľnohospodárskych objektov, ktoré majú vylepšovať ekonomiku odberateľov elektriny tým, že časť tepla, potrebného na svoju činnosť si sami vyrobia navyše s bonusom vo forme elektriny, ktorú tiež spotrebujú. Vzhľadom na zvýšený tlak na efektívne a ekologické spracovanie odpadu sa dá očakávať nárast inštalovaného výkonu v zariadeniach na spaľovanie existujúcich a nových odpadov a ČOV. Tieto zariadenia budú, vzhľadom na svoj menovitý inštalovaný výkon, pripájané do distribučných sústav, čím budú umiestnené bližšie k miestam konečnej spotreby elektriny.

### **Obnoviteľné zdroje energie**

Spoločnosť SEPS, ako prevádzkovateľ PS SR, uviedla dňa 05.04.2021 v spolupráci s prevádzkovateľom PS v Maďarsku do komerčnej prevádzky nové vedenia 2x400 kV Veľký Ďur – Gabčíkovo – Gönyű a 1x400 kV Rimavská Sobota – Sajóivánka na slovensko-maďarskom cezhraničnom profile. Týmto prišlo k odstráneniu úzkeho miesta v PS SR z pohľadu priepustnosti sústavy, čo umožní opätovné pripájanie nových elektroenergetických zariadení na výrobu elektriny (ďalej len „zdroje“) do ES SR a zvyšovanie inštalovaného výkonu existujúcich zdrojov pripojených do ES SR.

Na základe uvedeného prevádzkovateľa regionálnych distribučných sústav (ďalej len „RDS“) Západoslovenská distribučná, a.s. (ďalej len „ZSD“), Stredoslovenská distribučná, a.s. (ďalej len „SSD“) a Východoslovenská distribučná, a.s. (ďalej len „VSD“) v spolupráci s prevádzkovateľom PS a MH SR týmto ukončili „stop-stav“ pre pripájanie nových zdrojov do ES SR a zvyšovanie inštalovaného výkonu existujúcich zdrojov v ES SR.

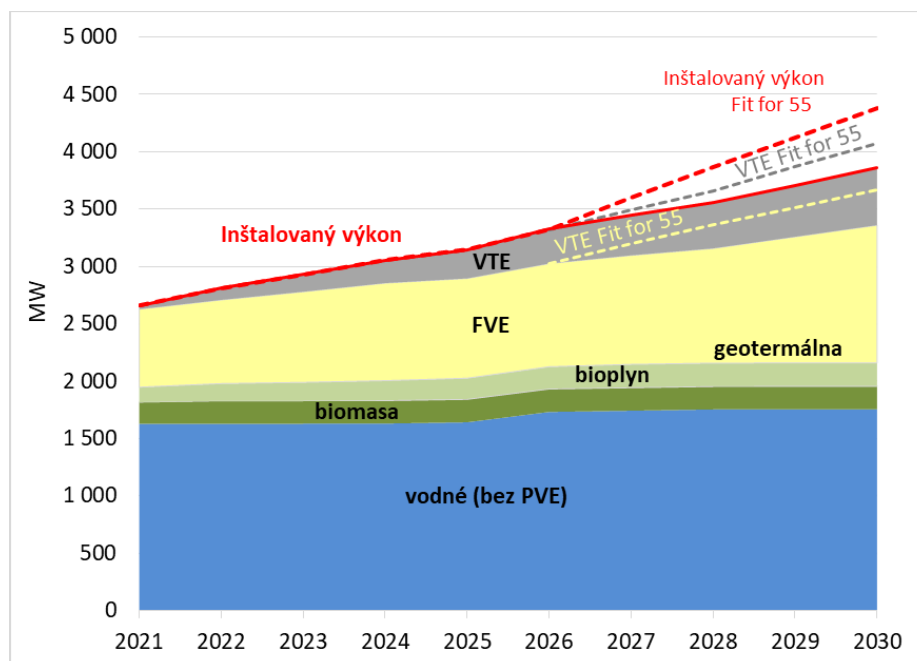
Z dôvodu zamedzenia nekontrolovaného rozvoja zdrojov, čo by malo negatívny vplyv na prevádzkovú bezpečnosť a spoľahlivosť ES SR, boli prevádzkovateľom PS stanovené limitné hodnoty voľného inštalovaného výkonu zdrojov, ktoré je možné pripojiť do ES SR ako z pohľadu jej priepustnosti, tak i z pohľadu jej flexibility sústavy. Tieto údaje sú prevádzkovateľom PS pravidelne aktualizované.

Z tohto dôvodu bolo možné z celkového voľného inštalovaného výkonu 1 837 MW v roku 2021 vyčleniť 407 MW a v roku 2022 ďalších 170 MW pre pripojenie fotovoltických elektrární a veterných elektrární, ktoré majú najvýznamnejší vplyv na potrebu zaistenia podporných služieb. Dostatočnosť podporných služieb má zásadný vplyv na celkovú hodnotu inštalovaného výkonu FVE a VTE, ktorý je možné pripojiť do ES SR.

Cieľ Európskej únie pre podiel energie z obnoviteľných zdrojov na hrubej konečnej energetickej spotrebe predstavuje v roku 2030 aspoň 32 %. MH SR v INECP SR v zmysle povinností členských štátov EÚ v zmysle nariadenia EP a Rady (EÚ) 2018/1999 o riadení energetickej únie stanovila príspevok SR k dosiahnutiu dekarbonizačných cieľov EÚ v roku 2030 na úrovni 19,2 % podielu OZE na celkovej spotrebe energie v SR, pričom podiel výroby elektriny z OZE na celkovej spotrebe elektriny predstavuje 27,3 % (OZE-E). Pre dosiahnutie uvedeného cieľa Európskej únie predpokladá INECP SR do roku 2030 nárast inštalovaného výkonu predovšetkým vo FVE (1 200 MW, t.j. +670 MW oproti súčasnosti) a VTE (500 MW, t.j. +497 MW oproti súčasnosti).

Ako reakciu na situáciu v oblasti klímy EK predstavila balík Fit for 55 s cieľom znížiť emisie skleníkových plynov o 55 % oproti roku 1990 a následne dosiahnuť v roku 2050 klimatickú neutralitu. Toto opatrenie má tiež pomôcť znížiť závislosť EÚ na fosílnych palivách, dovážaných z Ruska.

Inštitút environmentálnej politiky MŽP SR vypracoval dokument „Analýza vplyvov balíka Fit for 55“, podľa ktorého dodatočný potenciál OZE na výrobu elektriny pre SR predstavuje v roku 2030 ďalších 300 MW vo FVE, 215 MW vo VTE a 8 MW v geotermálnej energii voči INECP. Predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu je zrejmy z Obr. č. 2.5.



**Obr. č. 2.5 Predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu OZE v SR podľa INECP a Fit for 55 v období do roku 2030**

V ďalších častiach tejto správy je uvažované s inštalovaným výkonom OZE podľa predpokladov SEPS, ktoré v celkových hodnotách inštalovaného výkonu OZE kopírujú navrhované hodnoty z INECP SR, ktoré sú ešte zvýšené o ciele vyplývajúce z návrhu aplikácie balíka Fit for 55.

Vyššie uvedené zmeny, predovšetkým komerčná prevádzka blokov č. 3 a 4 JE Mochovce, výrazne zmenia výkonovú bilanciu Slovenska. V období rokov 2007 až 2019 mala ES SR



importný charakter. K zmene salda na exportné dôjde už po uvedení 3. bloku JE Mochovce do komerčnej prevádzky.

Referenčný scenár	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Celková spotreba elektriny	29,3	30,9	31,1	31,4	31,8	32,1	32,4
Celková výroba	29,0	30,1	31,0	35,0	34,9	38,7	38,8
Bilančné saldo (výroba – spotreba)	-0,3	-0,8	-0,1	3,6	3,1	6,6	6,4
Bilančné saldo (%)	-1,1 %	-2,5 %	-0,4 %	+11,4 %	+9,9 %	+20,7 %	+19,6 %

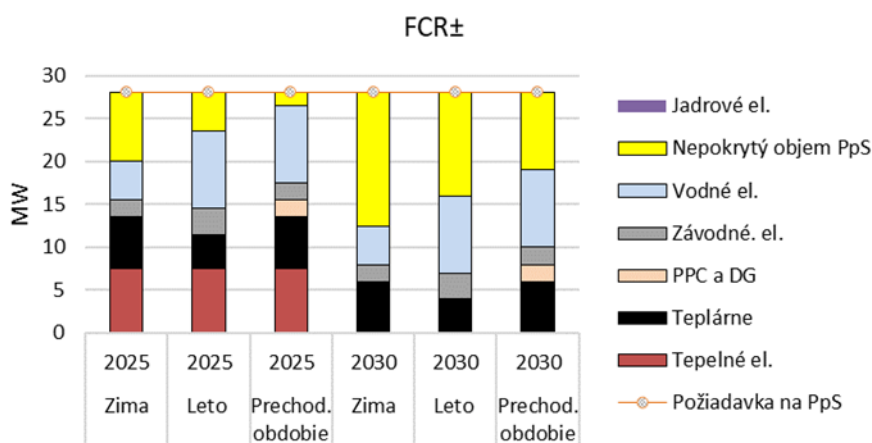
**Tab. č. 2.1 Predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny na obdobie piatich rokov [TWh]**

Budúci vývoj výroby elektriny v SR môže byť ovplyvnený rozhodnutím vlastníkov a prevádzkovateľov niektorých významných zariadení na výrobu elektriny o ukončení alebo zmene spôsobu ich prevádzky z dôvodu zmeny trhových a regulačných podmienok.

Rovnako aj vývoj spotreby elektriny je závislý od významných odberateľov elektriny. V prípade ukončenia prevádzky jedného či viacerých z nich, môže byť po uvedení blokov č. 3 a 4 JE Mochovce do komerčnej prevádzky potenciálny prebytok výroby v ES SR ešte výraznejší. Na druhej strane, prípadný veľký nový odberateľ elektriny na Slovensku by prebytkové saldo znížil.

### 2.3 Podporné služby

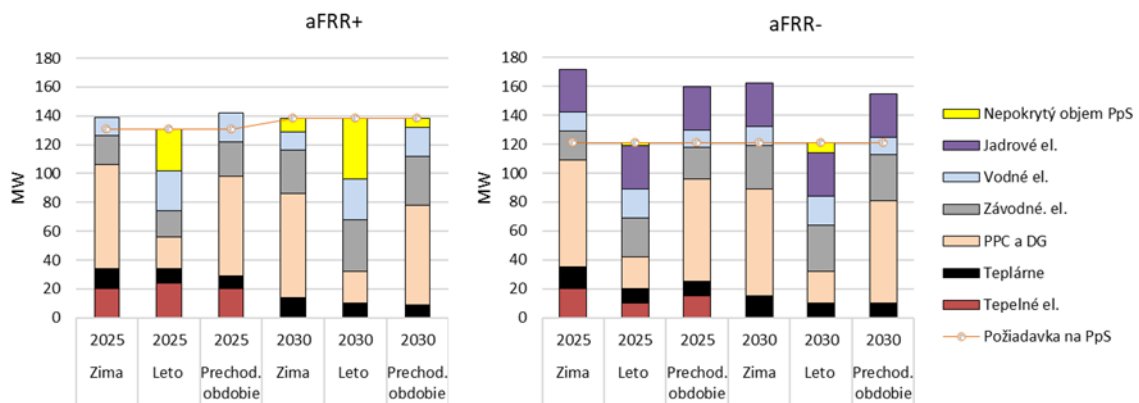
Vyhodnotenie predpokladanej disponibilít PpS vychádza z Podporného a argumentačného materiálu<sup>3</sup> k dokumentu „Stratégia zabezpečenia dostatočného objemu podporných služieb pre rok 2023“<sup>4</sup> (ďalej len „Stratégia“), ku ktorej prebehla v termínoch od 31.03 -15.04.2022 verejná konzultácia.



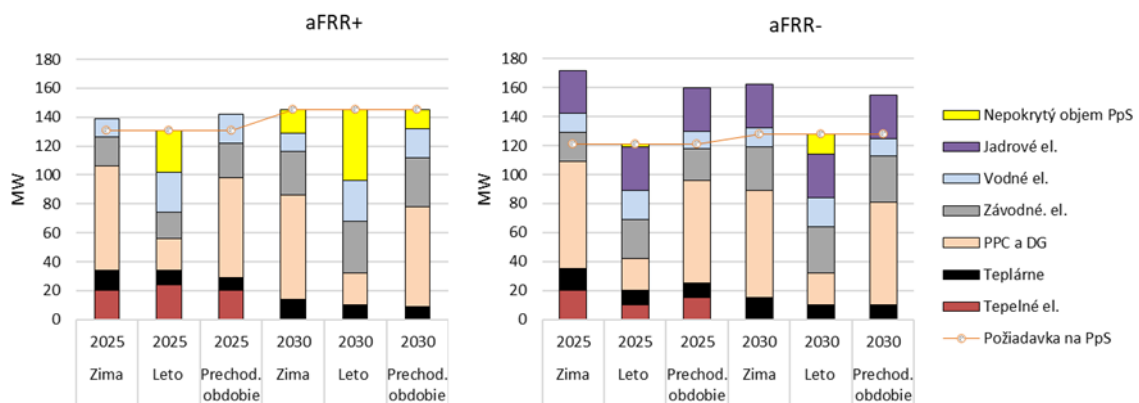
**Obr. č. 2.6 Predpokladaný vývoj disponibilít FCR± v rokoch 2025 a 2030**

<sup>3</sup> <https://www.sepsas.sk/media/5535/05-dr-ee-seps-strategie-pps.pdf>

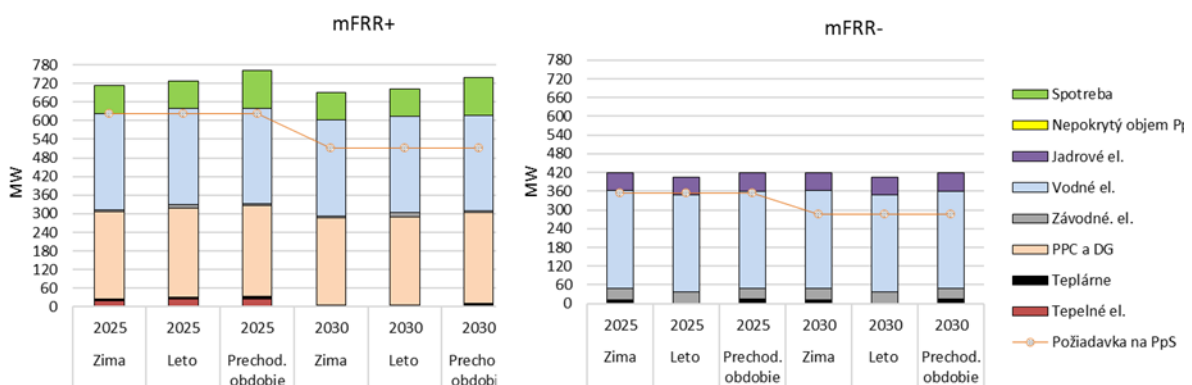
<sup>4</sup> <https://www.sepsas.sk/media/5537/strategia-pps-2023.pdf>



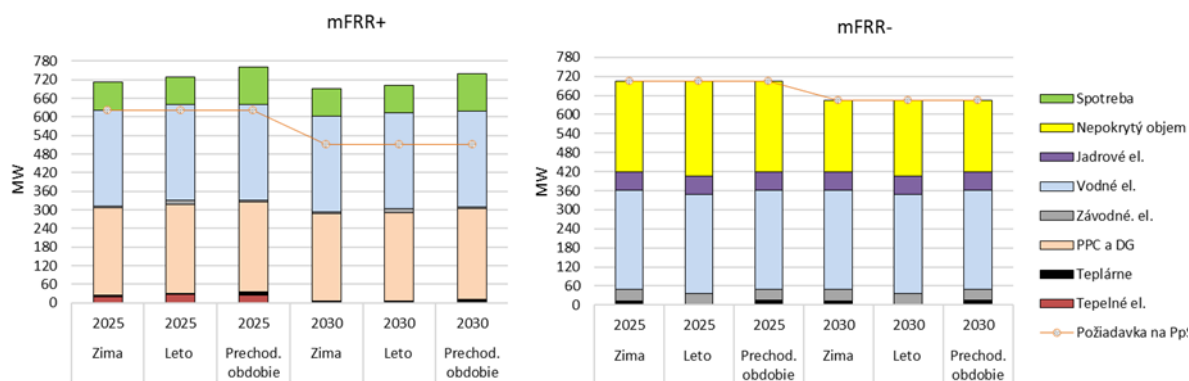
**Obr. č. 2.7** Predpokladaný vývoj disponibilít aFRR± v rokoch 2025 a 2030



**Obr. č. 2.8** Predpokladaný vývoj disponibilít aFRR± v rokoch 2025 a 2030 so zvýšenou elektrifikáciou na strane spotreby



**Obr. č. 2.9** Predpokladaný vývoj disponibilít mFRR± v rokoch 2025 a 2030



**Obr. č. 2.10 Predpokladaný vývoj disponibilít mFRR± v rokoch 2025 a 2030 so zvýšenou elektrifikáciou na strane spotreby**

Z vyššie uvedených grafov predpokladaného vývoja disponibilít jednotlivých PpS je zrejmé, že požadovaný objem PpS pre pokrytie všetkých predpokladaných požiadaviek v roku 2025 a 2030 nebude možné v niektorých obdobiach rokov 2025 a 2030 zabezpečiť na 100 %.

Vzniknutý nedostatok mFRR- (obr. č. 2.10) súvisí so zvýšenou elektrifikáciou na strane spotreby, v dôsledku ktorej sa predpokladá navýšenie potrebného objemu záporných regulačných záloh. Vzniknutý nedostatok je však naviazaný na súčasnú dostupnosť poskytovania záporných regulačných rezerv, poskytovaných predovšetkým z vodných a prečerpávacích vodných elektrární. Na pokrytie vzniknutého nedostatku mFRR- sú však ešte k dispozícii ďalšie rezervy pre tento typ regulačnej zálohy, a to predovšetkým na prečerpávacích vodných elektrárnach.

K vyhodnoteniu predpokladaného vývoja disponibilít PpS je potrebné poznamenať, že analýzy vychádzajú zo súčasných predpokladov na dostupnosť existujúcich a certifikovaných zdrojov elektriny a dimenzovanie objemu PpS bez uvažovania zmien súvisiacich s plánovaným pripojením SEPS k platformám PICASSO a MARI, ktoré v tomto štádiu prístupu do platforiem nie je možné bez predchádzajúcich skúseností prognózovať.

Navrhované odporúčania na možné riešenie zaistenia dostatočnosti PpS v zmysle Stratégie:

- FCR:
  - Uskutočniť rokovania s ČEPS k téme zváženia možnosti spoločného pripojenia k projektu FCR kooperácie, ktorý by zabezpečil prístup k likvidnému trhu pre nákup služby FCR zo zahraničia (nadväzne na informácie pripájania ČEPS ku FCR kooperácii, čo je platforma “Regelleistung” pre cezhraničné zdieľanie FCR.
  - Zabezpečenie disponibilít FCR na strednodobej báze (v ročnom výberovom konaní) a prípadné nepokrytie riešiť v rámci krátkodobých/denných dokupov.
  - Rozšírenie ponúkaných objemov v podobe pripojenia batériových systémov (alebo iných LER systémov) do distribučnej siete.
  - Využitie služieb nezávislých agregátorov.
- aFRR:
  - Zahájenie všetkých potrebných krokov pripojenia SEPS k cezhraničnej platforme PICASSO pre výmenu regulačnej energie aFRR.

- Pripojenie SEPS k projektu DE/AT spolupráce pre výmenu disponibility aFRR - povolenie poskytovania služby zo strany nezávislých agregátorov - zavedenie agregácie menších regulačných celkov na VN a NN úrovni do jedného riadiaceho bloku.
- mFRR:
  - V prípade vyššej elektrifikácie na strane spotreby, aktivácia ďalších regulačných záloh predovšetkým na prečerpávacích vodných elektrárnach.
  - Potenciál pre výmenu alebo zdieľanie tejto služby so susednými krajinami (pripojenie SEPS k platforme MARI).

V nasledujúcom období bude pokračovať zavádzanie zmien do praxe vyplývajúcich z nariadení Komisie (EÚ), predovšetkým z usmernenia v zmysle nariadenia č. 2017/2195 o zabezpečovaní rovnováhy v ES – (EBGL).

Prijatím EBGL boli zavedené tzv. európske platformy, účelom ktorých je do národných sústav každej krajiny v rámci Európy implementovať spoločné a harmonizované pravidlá, umožňujúce koordináciu a bližšiu spoluprácu krajín Európy, resp. jednotlivých prevádzkovateľov prenosových sústav z hľadiska výmen regulačnej elektriny.

Jedna zo zavedených platforiem je platforma na výmenu regulačnej energie z rezerv na obnovenie frekvencie s automatickou aktiváciou PICASSO. Ďalšou európskou platformou je platforma na výmenu regulačnej energie z rezerv na obnovenie frekvencie s manuálnou aktiváciou MARI.

Vstupom PPS SR do uvedených platforiem by malo dôjsť k optimalizácii aktivácie RE na základe merit-order princípu na celoeurópskej úrovni a teda v konečnom dôsledku k zníženiu odchýlky v európskej sústave. Tiež sa však lokálne v jednotlivých sústavách predpokladá nárast počtu stavov s vysokou odchýlkou, ktorá bude eliminovaná samoregulačným efektom ceny za odchýlku vyplývajúcim z princípu fungovania uvedených platforiem pre obstaranie RE.

## 2.4 Limity OZE s ohľadom na dostatočnosť PpS

Po ukončení výstavby nových cezhraničných vedení na cezhraničnom profile SK-HU a ich následnom uvedení do prevádzky v apríli 2021 sa do popredia dostala otázka uvoľnenia obmedzení pre pripájanie nových elektroenergetických zariadení na výrobu elektriny do ES SR a zvyšovania inštalovaného výkonu existujúcich zariadení na výrobu elektriny pripojených do ES SR, tzv. uvoľnenie „stop-stavu“, najmä však OZE s veľkou fluktuáciou výroby (FVE, VTE).

Preto, na základe úzkej spolupráce MH SR, prevádzkovateľov RDS a SEPS, vzniklo Usmernenie k uvoľneniu obmedzení „stop-stavu“ pre pripájanie nových zdrojov elektriny do ES SR, ktoré bolo následne v zmysle naplnenia zákonnej povinnosti danej prevádzkovateľovi PS nahradené a zverejnené v TP SEPS (Dokument N)<sup>5</sup> ako „Pravidlá rozvrhnutia voľnej kapacity pripojenia do sústavy pre zariadenia na výrobu elektriny a osobitne pre lokálne zdroje medzi prevádzkovateľom prenosovej sústavy a prevádzkovateľom distribučných sústav“ (ďalej len Pravidlá) s účinnosťou od 1.6.2022.

V týchto Pravidlách sú, okrem iného, zadané limity pre pripájanie nových zdrojov elektriny do ES SR, vychádzajúce z výpočtov a simulácií vplyvu na priepustnosť PS SR a flexibilitu ES SR (ďalej aj „dostatočnosť PpS“).

<sup>5</sup> <https://www.sepsas.sk/media/5654/dokument-n-tp-jun-2022.pdf>

Z pohľadu vplyvu na flexibilitu ES SR bol k 5.4.2021 stanovený limit 407 MW (predpokladaný stav ES SR v roku 2023) pre celú ES SR. Tento bol s účinnosťou od 1.6.2022 následne navýšený o ďalších 170 MW na celkovú hodnotu 577 MW, ktorá je určujúcou limitnou hodnotou pre pripájanie OZE (FVE, VTE), platnou pre predpokladaný stav ES SR v roku 2024.

Rozvojový rok	Limit pre rozvoj OZE	
	Schválený limit (MW)	Prírastok stavu z predchádzajúceho roku (MW)
2023	407 (k 4.5.2021)	407
2024	577 (k 1.6.2022)	170
Spolu		577

**Tab. č. 2.2 Limity rozvoja OZE (FVE, VTE) pre rozvojové roky 2023 a 2024**

Z Tab. č. 2.2 vyplýva, že celkový inštalovaný výkon pripojených zdrojov typu FVE a VTE k roku 2024 v prípade naplnenia stanovených limitov bude spolu s inštalovaným výkonom pripojených zdrojov k 31.12.2021 vo FVE (532 MW) a VTE (3 MW) predstavovať celkovo hodnotu 1 112 MW. V porovnaní s predpokladanou hodnotou inštalovaného výkonu v INECP (1050 MW) to predstavuje k roku 2024 nárast o 5,8 %.

## 2.5 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR

Prenosové kapacity na cezhraničných profiloch PS SR sú prideľované v niekoľkých časových rámcoch – na ročnej, mesačnej, dennej a vnútrodennej báze. Na prideľovanie kapacít sú v závislosti od príslušného časového rámca a príslušného cezhraničného profilu aplikované postupy explicitných aukcií, implicitných aukcií a explicitných alokácií metódou First Come, First Served (FCFS), kedy požiadavky na pridelenie kapacity sú vyhodnocované priebežne v poradí, v akom sú prijaté alokačným systémom.

Prideľovanie dlhodobých cezhraničných prenosových kapacít na profile PS SR (SEPS) s Poľskom (PSE), s Českou republikou (ČEPS) a s Maďarskom (MAVIR) prebiehalo v roku 2021 prostredníctvom Jednotnej alokačnej platformy SAP (Single Allocation Platform), ktorú prevádzkuje Joint Allocation Office S.A. (JAO) so sídlom v Luxemburgu. Na profiloch SK/CZ, SK/HU a SK/PL prideľovala SAP dlhodobé kapacitné práva v ročnej a mesačných aukciách.

Na dennej báze boli cezhraničné kapacity na profiloch SK/HU a SK/CZ v období od 1.1. do 17.6.2021 prideľované implicitne v rámci procedúry štvorstranného Market couplingu medzi Českou republikou, Slovenskom, Maďarskom a Rumunskom (4M MC), ktorého prevádzka začala 19. novembra 2014. Prevádzka počas uvedeného obdobia roka 2021 bola bez mimoriadnych prevádzkových stavov.

Cezhraničné kapacity na profile SK/PL boli v období od 1.1. do 17.6.2021 na dennej báze prideľované prostredníctvom denných explicitných aukcií, ktoré vykonáva JAO.

Dňa 17.06.2021 bola spustená prevádzka riešenia Interim Coupling (pre obchodný deň 18. 06. 2021), ktorým bola na hraniciach ponukových oblastí PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT a HU-AT zavedená implicitná alokácia kapacít na dennom trhu.

Prostredníctvom týchto hraníc došlo k prepojeniu denného trhu regiónov 4MMC a MRC (Multi Regional Coupling), ktoré predstavuje významný krok smerom k úplnej integrácii jednotného denného trhu s elektrinou v Európe.

Aukčná kancelária SEPS organizovala v roku 2021 pridelovanie prenosových kapacitných práv na cezhraničnom profile SK-UA. Pridelovanie cezhraničných prenosových kapacít sa uskutočňovalo formou mesačných a denných explicitných jednostranných aukcií podľa pravidiel zverejnených na webovom sídle [www.sepsas.sk](http://www.sepsas.sk). Jednostranný spôsob pridelovania cezhraničných kapacít pre účastníkov trhu znamená, že si kapacitné prenosové práva musia zabezpečiť osobitne na oboch stranách hranice, tzn. v SEPS, a tiež v Ukrenergo.

V roku 2018 začala príprava zavedenia spoločných aukcií prenosových kapacít na profile SK-UA. Cieľom je pridelovanie kapacít na ročnej, mesačnej a dennej báze na základe spoločných aukčných pravidiel. Pridelovanie cezhraničných kapacít formou spoločných aukcií zjednoduší prístup k cezhraničným kapacitám pre účastníkov trhu a je krokom k harmonizácii spôsobu pridelovania kapacít na cezhraničných profiloch SEPS. Rokovania o zavedení spoločných aukcií na UA profiloch (SK/UA, HU/UA, RO/UA) sa uskutočňujú pod dohľadom Energy Community s cieľom v čo najvyššej možnej miere harmonizovať riešenie, ktoré bude na UA profiloch zavedené.

profil	ročná aukcia	mesačné aukcie	denné aukcie	vnútrodeňné pridelovanie
SK/CZ	explicitná (SAP)	explicitná (SAP)	implicitné (market coupling CZ-SK-HU-RO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SK/HU	explicitná (SAP)	explicitná (SAP)	implicitné (market coupling CZ-SK-HU-RO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SK/PL	explicitná (SAP)	explicitná (SAP)	explicitné (aukčná kancelária JAO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SK/UA	nezavedené	explicitné jednostranné (alokačná kancelária SEPS)	explicitné jednostranné (alokačná kancelária SEPS)	nezavedené

**Tab. č. 2.3 Prehľad režimu pridelovania kapacít na cezhraničných profiloch SEPS v období 1.1. – 17.6. 2021**

Na profiloch SK-CZ, SK-PL a SK-HU sú cezhraničné kapacity pridelované aj na vnútrodennej báze. Funkciu entity, ktorá zabezpečuje pridelovanie kapacít, vykonáva ČEPS. Kapacity sú pridelované bezodplatne, požiadavky na kapacitu sú vyhodnocované v poradí, v akom prídu do informačného systému alokátora kapacít. Kapacitné práva sú pridelené ako tzv. „práva s povinnosťou“, t. j. účastník trhu je povinný pridelené kapacitné práva využiť v plnom rozsahu. Vnútrodeňné pridelovanie pre profil SK-PL prebieha v režime šiestich 4-hodinových seáns počas obchodného dňa, v prípade profilu SK-CZ a SK-HU funguje režim dvadsaťštyri 1-hodinových seáns počas obchodného dňa.

V priebehu Q1 2020 bol zo strany SEPS úspešne realizovaný prístupový proces k celoeurópskemu projektu pre jednotné vnútrodeňné obchodovanie SIDC-XBID. Implementácia a testovanie riešenia pre implicitné priebežné obchodovanie v rámci vnútrodeňného trhu na báze SIDC-XBID je na hraniciach ponukovej oblasti SR, t.j., na profiloch SK-CZ, SK-PL a SK-HU plánovaná v priebehu rokov 2021/2022, s predpokladaným

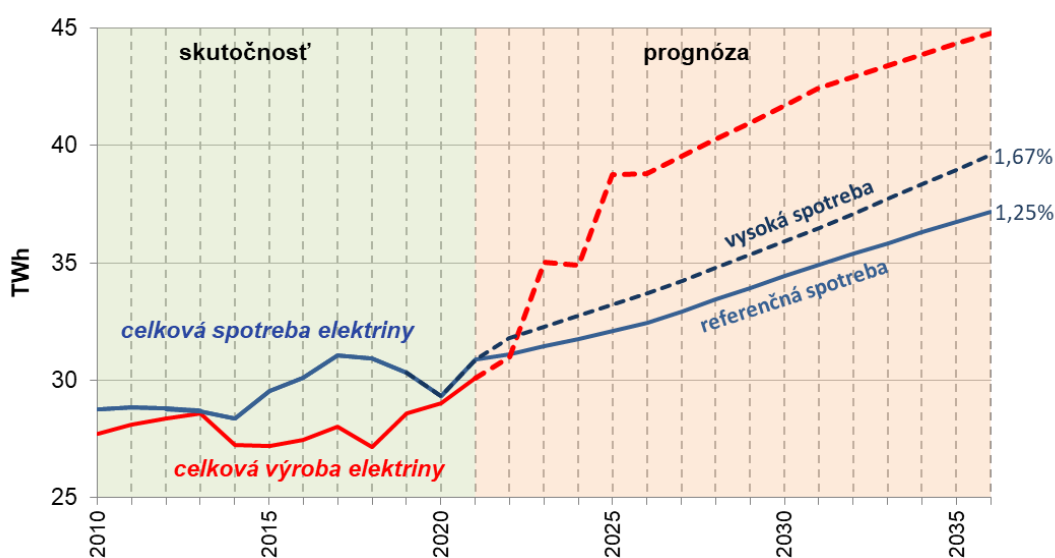
spustením riešenia v Q4 2022. Týmto krokom dôjde k nahradeniu súčasného riešenia na báze explicitného pridelovania na príslušných profiloch.

### 3 Perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny do roku 2036

Prognóza spotreby elektriny v SR je základným vstupom pre analýzu zabezpečenia dodávok elektriny v dlhodobom horizonte a pre celkové strategické smerovanie budúceho vývoja elektroenergetiky SR.

Výhľad spotreby elektriny pre nasledujúce obdobie vychádza zo záverov štúdie „Aktualizácia prognózy spotreby elektriny v SR do roku 2040 po jednotlivých rokoch s výhľadom do roku 2050“ (ďalej len „Štúdia prognózy spotreby“), ktorú pre potreby SEPS spracoval EGÚ Brno, a.s., v roku 2020. Pre hodnotenie budúceho vývoja sú základnými parametrami spotreba a zdrojová základňa. Pri spotrebe sa uvažuje s dvomi variantami – referenčná spotreba a vysoká spotreba.

Vysoká spotreba zohľadňuje prudší nárast elektromobility, zvýšený demografický vývoj, rýchlejší prechod k decentralizovanému zásobovaniu teplom, nové investície do energeticky náročných priemyselných odvetví (napr. výroba batérií do elektromobilov), dekarbonizácia priemyslu a optimistickejší ekonomický rast.



Obr. č. 3.1 Prognóza vývoja celkovej spotreby elektriny na Slovensku v rokoch 2022 až 2036 (priemerný medziročný rast do roku 2036 vztiahnutý k roku 2021) a očakávanej výroby elektriny v SR pre referenčný scenár

	Skutočnosť						Prognóza		
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2026	2031	2036
Referenčná spotreba	30,10	31,06	30,95	30,31	29,33	30,87	32,43	34,94	37,19
Vysoká spotreba							33,68	36,48	39,58

Tab. č. 3.1 Prognóza vývoja celkovej spotreby elektriny na Slovensku (TWh)



### 3.1 Popis scenárov pre hodnotenie zdrojovej primeranosti

Predpokladaná skladba zdrojovej základne vychádza z dostupných informácií tak o existujúcich, ako aj plánovaných zdrojoch. Kombinácia predpokladanej skladby zdrojovej základne a rôzneho vývoja spotreby je premietnutá do nasledujúcich scenárov:

- **Referenčný scenár (Scenár R)** – referenčná spotreba a predpokladaný vývoj zdrojovej základne v SR a v zahraničí.
- **Scenár s obmedzenou dostupnosťou plynu (Scenár P)** – referenčná spotreba a redukcia inštalovanej kapacity plynových zdrojov v zahraničí o 50 %, pričom túto hodnotu stanovilo ENTSO-E v rámci analýz Summer Outlook 2022 ako kritickú pre zdrojovú primeranosť Európy počas zimných mesiacov<sup>6</sup>. Vo výpočtoch primeranosti zdrojov v SR sa neuvažovalo s prevádzkou PPC Malženice.
- **Scenár so zvýšenou spotrebou (Scenár P+5 %)** bol vytvorený pre potreby citlivostnej analýzy z dôvodu preverenia dopadov zvýšenej elektrifikácie. Vychádza zo Scenáru P (scenáru s obmedzenou dostupnosťou plynu), avšak pre SR sa uvažovalo s vysokou spotrebou podľa Štúdie prognózy spotreby a v zahraničí s navýšením o 5 % v porovnaní s referenčnou spotrebou zahraničia.
- **Scenár s veľmi vysokou spotrebou v zahraničí (Scenár P+10 %)** bol taktiež vytvorený pre potreby citlivostnej analýzy a vychádza zo Scenáru P. Spotreba SR je na úrovni uvažovanej v scenári P+5 % (vysoká spotreba), v zahraničí sa uvažovalo s navýšením o 10 % v porovnaní s referenčnou spotrebou zahraničia. Tento scenár overuje prípadné obmedzenie možnosti importu elektriny do ES SR zo zahraničia.

	Scenár R	Scenár P	Scenár P+5 %	Scenár P+10 %
Spotreba - Slovensko	ref. EGÚ	ref. EGÚ	vysoká EGÚ	vysoká EGÚ
Spotreba - zahraničie	ref. ENTSO-E	ref. ENTSO-E	ref. ENTSO-E + 5 %	ref. ENTSO-E + 10 %
Zdroje - Slovensko	ref. SEPS	bez PPC Malženice	bez PPC Malženice	bez PPC Malženice
Zdroje - zahraničie	ref. ENTSO-E	50 % Pinšt. plyn. el.	50 % Pinšt. plyn. el.	50 % Pinšt. plyn. el.

Tab. č. 3.2 Popis scenárov hodnotenia dodávok elektriny do roku 2036

Predpokladaný vývoj celkovej výroby elektrickej energie do roku 2036 je výsledkom tzv. market simulácie<sup>7</sup> prevádzky celoeurópskej sústavy pomocou matematického modelu.

### 3.2 Vyhodnotenie bilancie referenčného scenára

Analýza zabezpečenia dodávok elektriny v SR do roku 2036 vychádza z predpokladov prognózy spotreby elektriny a očakávaného vývoja disponibilného inštalovaného výkonu v zariadeniach na výrobu elektriny v SR. Na základe predpokladov PPS sa v zdrojovom mixe ES SR scenára R predpokladá dostavba a uvedenie blokov č. 3 a 4 JE Mochovce do prevádzky, prevádzka existujúcich zariadení na výrobu elektriny vrátane PPC Malženice (v závislosti od

<sup>6</sup> [Summer Outlook 2022](#)

<sup>7</sup> pravdepodobné zaraďovanie výrobných jednotiek a ekonomické nasadzovanie ich dostupného výkonu pre pokrývanie predpokladaného zaťaženia sústavy v hodinovom rozlíšení pri zohľadnení technicko-ekonomických parametrov výrobní elektriny, výpadkov a obmedzení pri výrobe a v prenose elektriny.



uvažovaného scenára) a rozvoj OZE podľa príspevku SR k cieľom EÚ do roku 2030 podľa INECP aj so zohľadnením dodatočného potenciálu OZE vo výrobe elektriny vyplývajúceho z dokumentu Analýza vplyvov balíka Fit for 55<sup>8</sup>.

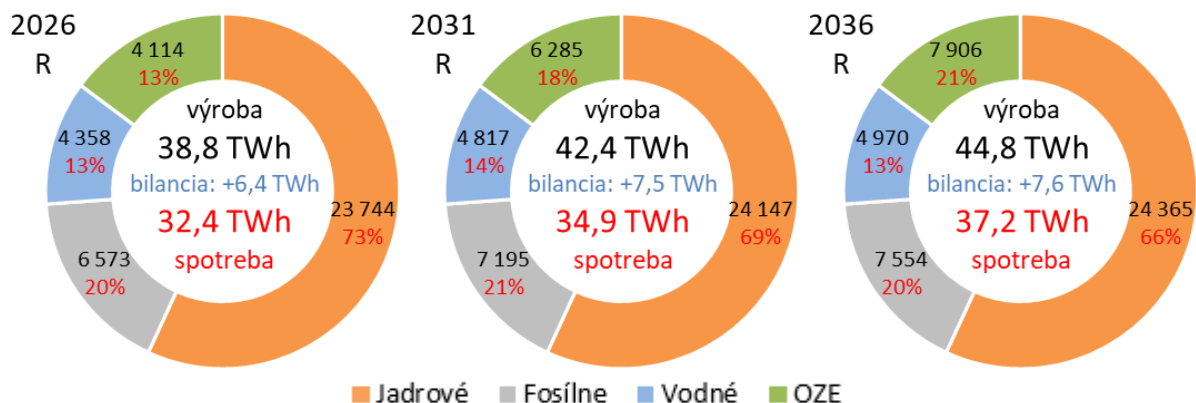
V očakávanom zdrojovom mixe SR v období po roku 2023 dôjde k ukončeniu prevádzky ENO B bl. 1 a 2 a od roku 2028 sa neuvažuje s prevádzkou EVO 1 bl. 5 a 6. Za uvedených okolností by výroba elektriny prevyšovala od roku 2023 očakávanú spotrebu elektriny v SR. Veľkosť prebytku výroby na území SR bude závisieť aj od rozsahu výstavby ďalších nových výrobní.

Scenár R	Skutočnosť						Prognóza		
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2026	2031	2036
Celková brutto spotreba	30,1	31,1	30,9	30,3	29,3	30,9	32,4	34,9	37,2
Celková brutto výroba	27,5	28,0	27,1	28,6	29,0	30,1	38,8	42,4	44,8
Bilančné saldo*	-2,7	-3,0	-3,8	-1,7	-0,3	-0,8	6,4	7,5	7,6
Bilančné saldo (%)*	-8,8%	-9,8%	-12,3%	-5,6%	-1,1%	-2,5%	+19,6%	+21,5%	+20,5%

Poznámka: \*) rozdiel medzi celkovou výrobou a brutto spotrebou.

**Tab. č. 3.3 Predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny v SR do roku 2036 (TWh) pre referenčný scenár**

Na obrázku č. 3.2 sú znázornené hodnoty výroby, spotreby a salda ES SR v členení po jednotlivých typoch paliva, a tiež je uvedený podiel výroby z daného paliva na spotrebe ES SR. Jadrové elektrárne v každom zo scenárov pokrývajú viac ako dve tretiny domácej spotreby elektriny.



**Obr. č. 3.2 Výroba elektriny a jej podiel na celkovej spotrebe elektriny v členení po palivách pre horizonty 2026, 2031 a 2036 referenčného scenára**

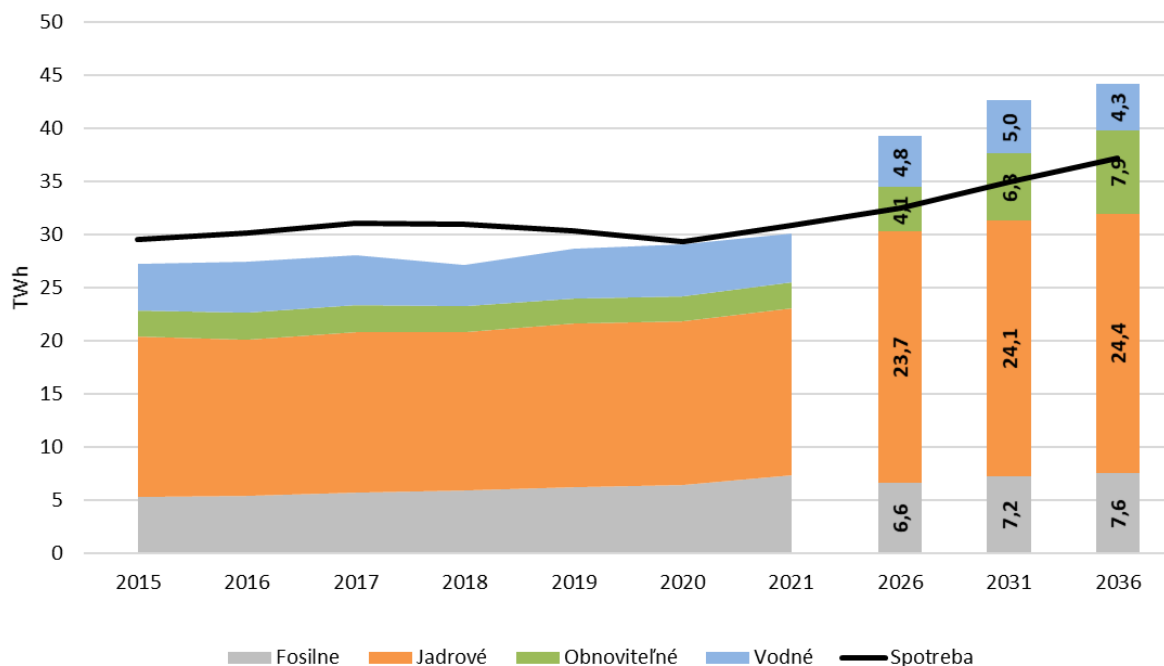
Uvedením dvoch nových blokov JE Mochovce do prevádzky a vplyvom výrazného navýšenia inštalovaného výkonu FVE a VTE dôjde v sledovanom období k zmene importného charakteru bilancie ES SR na exportný (+6,4 až +7,6 TWh/rok), pričom export predstavuje cca 20 % z celkovej brutto spotreby.

<sup>8</sup> [https://www.minzp.sk/files/iep/iep\\_analyza\\_fit\\_for\\_55\\_.pdf](https://www.minzp.sk/files/iep/iep_analyza_fit_for_55_.pdf)

Scenár R	Skutočnosť				Prognóza		
	2010	2015	2020	2021	2026	2031	2036
<b>Celková brutto výroba (TWh)</b>	27,7	27,2	29,0	30,1	38,8	42,4	44,8
z toho: jadrové (TWh)	14,6	15,1	15,4	15,7	23,7	24,1	24,4
z toho: fosílné (TWh)	7,1	5,2	6,3	7,3	6,6	7,2	7,6
z toho: OZE + vodné (TWh)	6,0	6,9	7,3	7,1	8,5	11,1	12,9
<b>Celková brutto spotreba (TWh)</b>	28,8	29,5	29,3	30,9	32,4	34,9	37,2
<b>Bezuhlíkové technológie</b>	71,7%	74,6%	77,6%	73,9%	99,3%	100,9%	100,1%
z toho: OZE + vodné	21,0%	23,3%	24,9%	23,0%	26,1%	31,8%	34,6%
z toho: jadrové	50,7%	51,3%	52,7%	51,0%	73,2%	69,1%	65,5%
<b>Fosílné elektrárne</b>	24,7%	17,4%	21,3%	23,6%	20,3%	20,6%	20,3%
<b>Spolu</b>	96,4%	92,0%	98,9%	97,5%	119,6%	121,5%	120,5%

**Tab. č. 3.4 Prognóza vývoja podielu výroby elektriny na spotrebe elektriny SR v % podľa referenčného scenára**

Výroba z bezuhlíkových technológií (jadrové, vodné, OZE) sa vo všetkých časových rezoch podieľa na pokrývaní spotreby na úrovni okolo 100 %, čo je oproti súčasným 73,9 % výrazný nárast.



**Obr. č. 3.3 Prognóza vývoja spotreby elektriny a jej pokrývania výrobou elektriny podľa palív do roku 2036, referenčný scenár R**

Z uvedeného vyplýva, že pre dosiahnutie vyrovanej bilancie medzi spotrebou a výrobou do roku 2036, pri predpoklade dokončenia už rozostavaných výrobných kapacít a predpokladanej realizácie projektov OZE, nebude potrebná výstavba ďalších väčších elektrární.

### 3.3 Metodika hodnotenia zdrojovej primeranosti

Dôležitým aspektom pri rozvoji zdrojovej základne je zabezpečenie systémovej dostatočnosti, tzn. zabezpečenie optimálneho zdrojového mixu pre bezpečné a spoľahlivé prevádzkovanie sústavy. Spôsob prevádzky zariadení na výrobu elektriny v ES SR vzhľadom na ich povahu a regulačné možnosti výrazne ovplyvňuje prevádzku systému. Napríklad jadrové elektrárne z dôvodu efektivity využívania primárneho paliva majú obmedzené regulačné schopnosti. Rovnako nie je možné uvažovať s využitím OZE pri riešení krízových stavov.

Pre výber mediánového stavu na posúdenie zdrojovej primeranosti, čiže najpravdepodobnejšieho stavu, ktorý môže nastať s pravdepodobnosťou raz za 2 roky, bola použitá metóda Monte Carlo. Tá je založená na analýze veľkého počtu možných/náhodných stavov sústavy vyplývajúcich z klimatických pomerov a z dostupnosti inštalovaného výkonu na strane výroby.

Pre každý z  $N$  (35) uvažovaných klimatických rokov je vytvorených  $M$  (20) náhodných sád výpadkov zdrojov, čím vznikne  $M \times N$  (700) rôznych stavov sústavy, ktoré sú analyzované samostatnou market simuláciou a vyhodnotené z hľadiska zdrojovej primeranosti.

Na posúdenie úrovne primeranosti pre daný časový horizont a geografickú oblasť sa používajú nasledovné ukazovatele;

- LLD (Loss of Load Duration – **trvanie nedodávky**) v hodinách za rok – počet hodín za rok, v ktorých je zdrojová základňa nedostatočná na pokrytie zaťaženia v danej zóne.
- LOLE (Loss Of Load Expectation – **očakávané trvanie nedodávky**) v hodinách za rok – matematický priemer príslušných LLD vo všetkých uvažovaných simulačných behoch. Ak  $J$  je počet simulácií, a  $LLD_j$  je trvanie nedodávky simulácie  $j$ , potom platí:

$$LOLE = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J LLD_j \quad (1)$$

- ENS (Energy Not Served – **nedodaná energia**) v GWh/rok – množstvo energie na strane spotreby, ktoré nebolo dodané.
- EENS (Expected Energy Not Served – **očakávaná nedodaná energia**) – matematický priemer príslušných ENS vo všetkých uvažovaných simulačných behoch. Ak je  $J$  počet simulácií, a  $ENS_j$  je nedodaná energia simulácie  $j$ , potom platí:

$$EENS = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J ENS_j \quad (2)$$

Primeranosť systému znamená existenciu takej zdrojovej základne, ktorá vedie k pokrytiu dopytu spotrebiteľov pri rešpektovaní prevádzkových požiadaviek systému. Typickými ukazovateľmi sú potom buď očakávané ukazovatele (LOLE / EENS), alebo percentil týchto hodnôt.

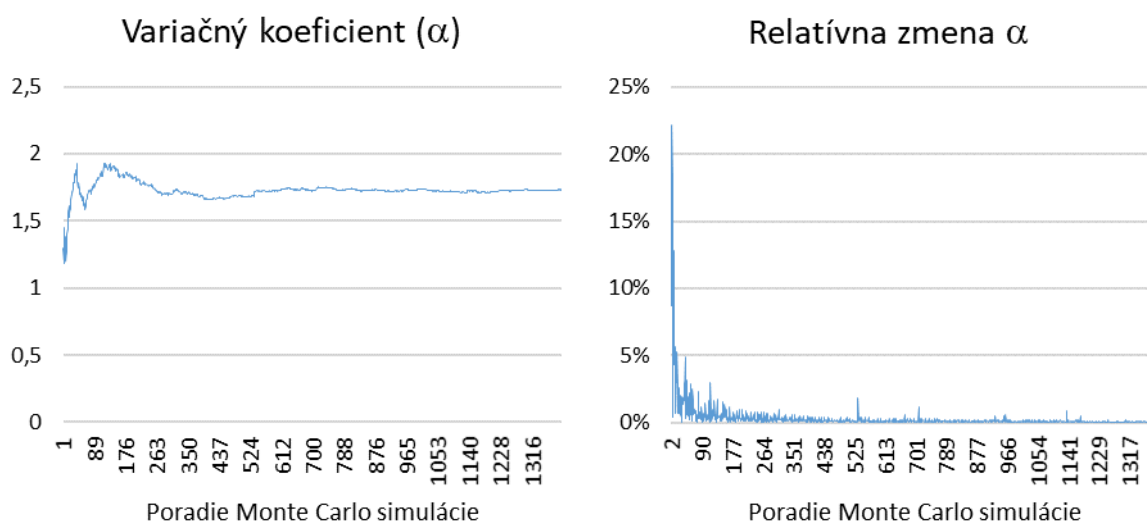
V závislosti od konkrétnej situácie výroby a spotreby môžu mať náhodné výpadky na strane výroby radikálny vplyv na hodnoty jednotlivých indikátorov zdrojovej primeranosti, napríklad výpadok veľkého konvenčného zdroja pri nízkej výrobe z OZE v kombinácii so simulovaným klimatickým rokom s chladnejšou zimou. Výsledky jednotlivých simulácií sa teda môžu medzi sebou výrazne líšiť.

Získané výsledky je možné považovať za spoľahlivé za predpokladu, že výsledky ďalších Monte Carlo simulácií majú malý alebo zanedbateľný vplyv na existujúce výsledky predošlých simulácií. V takomto prípade hovoríme o konvergencii modelu, ktorá sa hodnotí pomocou relatívnej zmeny variačného koeficientu  $\alpha$  získaného z celosystémovej nedodanej energie EENS:

$$\alpha = \frac{\sqrt{\text{Var}[EENS]}}{EENS}, \quad (3)$$

kde hodnota EENS je vypočítaná zo všetkých vykonaných Monte Carlo simulácií do momentu posúdenia a  $\text{Var}[EENS]$  je rozptyl odhadu očakávania (t.j.  $\text{Var}[EENS] = \frac{\text{Var}[ENS]}{N}$ ).

Typický vývoj variačného koeficientu a jeho relatívnej zmeny konvergujúceho modelu je zobrazený na Obr. č. 3.4. Ak je dosiahnutá presnosť výpočtu napr. na úrovni 0,05 %, znamená to, že každá ďalšia simulácia spôsobí menšiu relatívnu zmenu variačného koeficientu ako táto hodnota.



**Obr. č. 3.4** Typický vývoj variačného koeficientu a jeho relatívna zmena so zvyšujúcim sa počtom simulácií v konvergujúcom modeli

Na účel vyhodnotenia primeranosti zdrojovej základne v ES SR pre časové horizonty 2026, 2031 a 2036 boli použité výsledky z market simulácie, ktorá zodpovedá mediánu ENS ako najpravdepodobnejšiemu stavu.

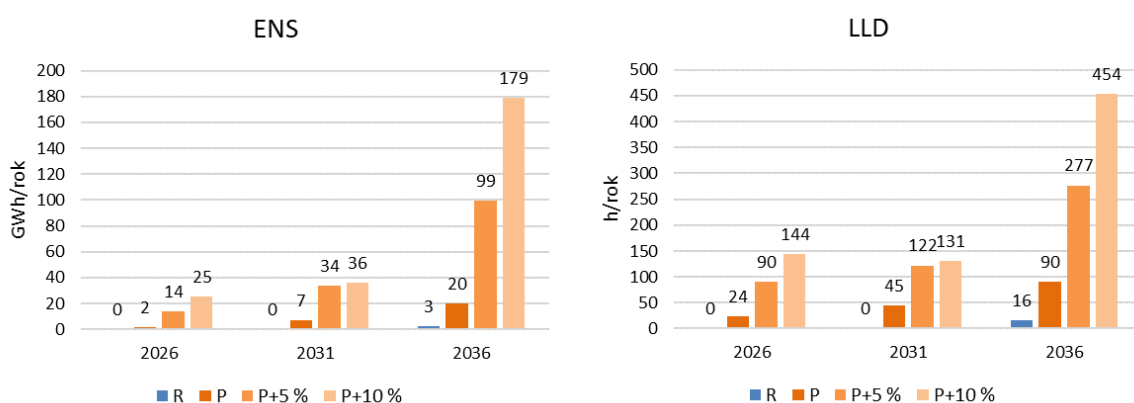
Ak bude európske alebo národné hodnotenie primeranosti indikovať neprimeranosť zdrojového mixu, môže členský štát zaviesť vhodný kapacitný mechanizmus, čím dôjde k zníženiu ukazovateľov LOLE a/alebo EENS na také hodnoty, aby bol splnený štandard spoľahlivosti členského štátu. Na tento účel musí mať členský štát stanovený štandard spoľahlivosti - Reliability Standard (RS) minimálne v podobe cieľového trvania nedodávky, tzv.  $LOLE_{RS}$  (v zmysle Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou<sup>9</sup>). V súčasnosti SR nemá určený štandard spoľahlivosti.

<sup>9</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SK/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

### 3.4 Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti

Pre mediánový stav **Scenáru R** sa očakáva dostatok výkonu na strane výroby SR pre pokrytie predpokladaného zaťaženia (LLD = 0 h/rok; ENS = 0 GWh/rok), resp. dostatočná importná schopnosť ES SR pokryť prípadný deficit importom elektriny zo zahraničia pre časové rezy 2026 a 2031. V horizonte **2036** sa vyskytuje nedodávka elektriny počas 16 hodín so sumárnym objemom nedodanej energie ENS na úrovni do 3 GWh/rok. Z toho nedodávka v trvaní 14 hodín v čase večernej špičky v zimnom období sa objavuje počas náhodného výpadku zdroja PPC Malženice a horších, z pohľadu prevádzky OZE, poveternostných podmienkach, kedy je nízka výroba VTE a FVE vzhľadom k večernej hodine už nevyrába. Zvyšná nedodávka sa vyskytuje v rovnakom období v trvaní 2 hodín, ku ktorej dochádza aj bez náhodného výpadku PPC Malženice, avšak výroba z FVE je nulová a z VTE takmer nulová v celom regióne, čím je výrazne obmedzená možnosť importu do ES SR.

Napriek dostatku zdrojov pre zaistenie vyrovnanej bilancie ES SR v horizonte do roku 2036 (kap. 3.2), je potrebné zaistiť dostatok zdrojov s flexibilnou výrobou a/alebo dostatočnú importnú kapacitu pre pokrývanie spotreby počas dlhšie trvajúcich období s nízkou výrobou OZE.



Obr. č. 3.5 Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR pre mediánový stav

Nedodaná energia v scenári P sa kvôli chýbajúcej výrobe časti plynových elektrární vyskytuje vo všetkých troch časových horizontoch a postupne narastá z hodnoty takmer 2 GWh/rok v roku 2026 až na hodnotu okolo 20 GWh/rok v roku 2036.

V scenári P, ktorý analyzuje vplyv obmedzenej kapacity plynových zdrojov v zahraničí aj v SR, sa vyskytuje nedodávka najmä počas ranných a večerných špičiek v čase s nulovou alebo takmer nulovou výrobou z fotovoltaických a veterných elektrární.

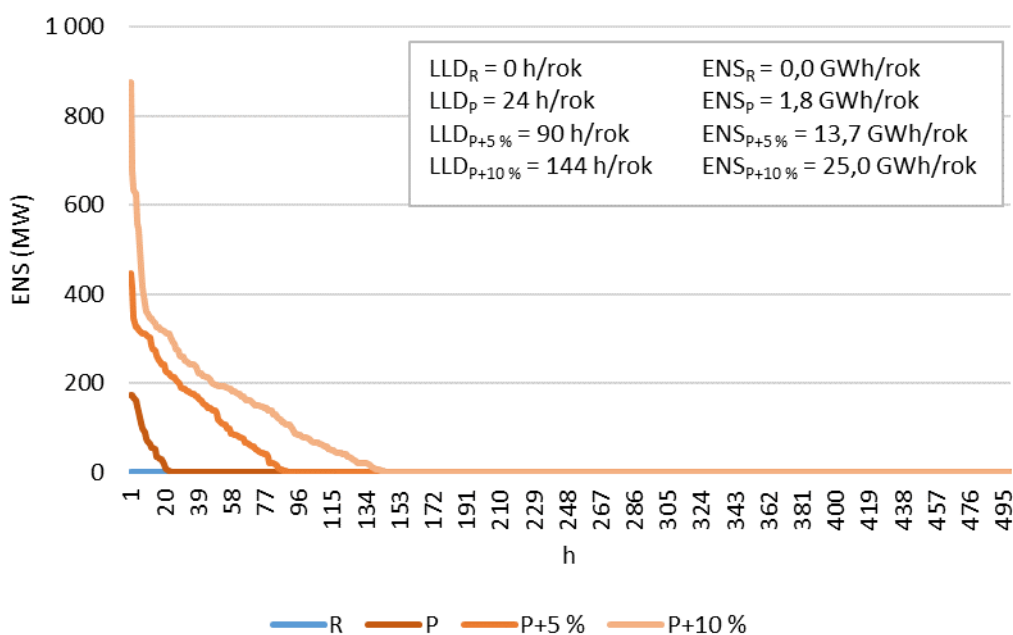
Zvyšovanie spotreby v scenároch P+5 % a P+10 % bolo predmetom citlivostnej analýzy, ktorá preukázala výrazné zvýšenie ukazovateľov ENS a LLD. Oproti scenáru P s referenčnou spotrebou došlo v scenári P+10 % v roku 2026 k 14-násobnému nárastu nedodanej energie (na 25 GWh/rok) v trvaní 144 hodín. K ešte výraznejšiemu nárastu oproti scenáru P dochádza v roku 2036, kde nedodaná energia v ES SR dosahuje 0,5 % ročnej tuzemskej spotreby, ENS je na úrovni cca 179 GWh/rok a vyskytuje sa vo viac ako 450 hodinách.

Na základe závislosti veľkosti nedodaného výkonu od jeho trvania je možné teoreticky stanoviť, koľko pohotového výkonu by bolo do sústavy potrebné pripojiť, aby bol splnený

štandard spoľahlivosti (Reliability Standard – RS), ktorý by bol stanovený ukazovateľmi  $LOLE_{RS}$ , prípadne hodnotou  $EENS_{RS}$  pre prepojenú sústavu. Metodika výpočtu RS je špecifikovaná v rozhodnutí ACER<sup>10</sup> z 2.10.2020 a je odvodená z ceny nedodanej energie (Value of Lost Load – VOLL) a nákladov na nový zdroj (Cost of New Entry - CONE).

Pre výpočet RS sa odporúča zvoliť technológiu s najnižšou hodnotou  $CONEx$ , čomu zodpovedá technológia plynovej turbíny s otvoreným cyklom.

Ak by bol RS pre SR stanovený na úrovni  $LOLE_{RS} = 11$  h/rok<sup>11</sup>, bol by v horizonte 2026 v scenári R dodržaný, nakoľko nie je indikovaná žiadna nedodávka. Aby bol RS dodržaný v scenároch P, P+5 % a P+10 %, bolo by potrebné do sústavy pripojiť flexibilné zdroje s výkonom cca 69 MW (P) až 380 MW (P+10 %), pri uvažovaní vlastnej spotreby a výpadkovosti investične najlacnejšieho zdroja. Vhodnými použiteľnými výrobnými technológiami sa javia byť spaľovacie turbíny, spaľovacie motory a prípadne parné turbíny za použitia nasledujúcich druhov palív v prípade nedostatku fosílnych zdrojov: zelený vodík, modrý vodík, bioplyn, bionafta, bioalkohol, syntetické zelené palivá a prípadne biomasa a odpady.



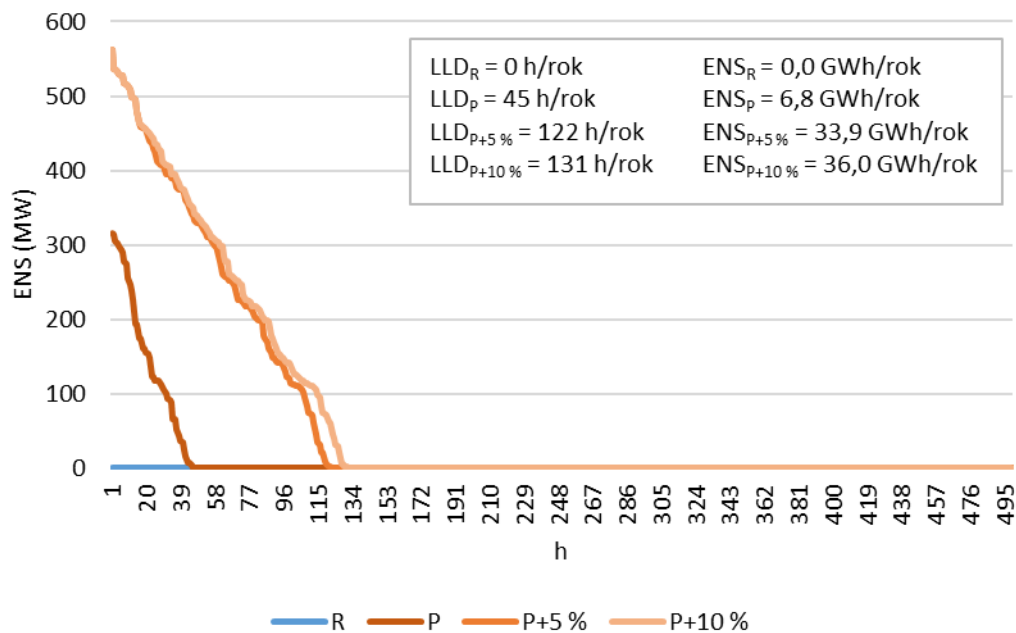
**Obr. č. 3.6** Krivky trvania nedodaného výkonu, rok 2026

Pre dodržanie predpokladaného RS v časovom horizonte 2031 nie je pre scenár R potrebné pripájať žiadny dodatočný výkon. V scenári P indikujú výpočty potrebu pripojenia cca 262 MW dodatočného flexibilného výkonu do ES SR. V oboch scenároch citlivostnej analýzy, P+5 %

<sup>10</sup> [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS\\_1.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2023-2020%20on%20VOLL%20CONE%20RS_1.pdf)

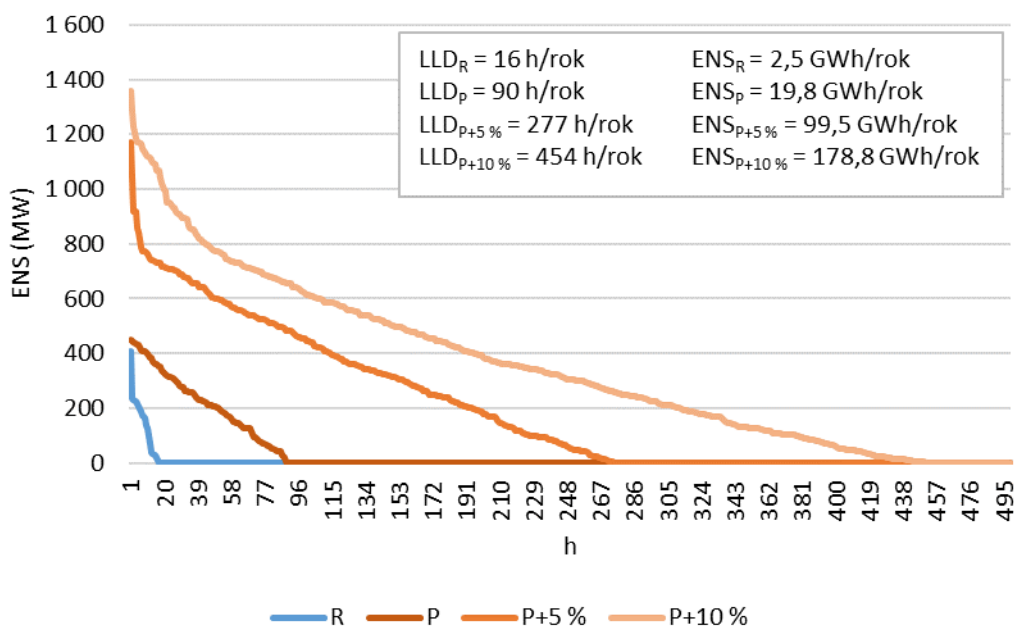
<sup>11</sup> Na základe štúdie „Stanovenie štandardu spoľahlivosti ES SR“, vypracovanej pre interné potreby prevádzkovateľa PS

a P+10 %, by bolo nutné pripojiť výkon cca 549 MW, aby sa ukazovatele ENS a LLD znížili na hodnoty spĺňajúce predpokladaný RS.



**Obr. č. 3.7** *Krivky trvania nedodaného výkonu, rok 2031*

Najvýraznejšia nedodávka z pohľadu trvania, objemu aj veľkosti sa vyskytuje v časovom horizonte 2036 vo všetkých preverovaných scenároch. Potrebný dodatočný výkon pre dodržanie predpokladaného RS bol v referenčnom scenári odhadnutý na 79 MW. Omnoho väčšiu potrebu nových flexibilných zdrojov vyžadujú scenáre s obmedzenou dodávkou plynu. V scenári P viac ako 400 MW, v P+5 % 820 MW a v P+10 % až 1 229 MW nových flexibilných zdrojov pre pokrytie 443 hodín nedodávky.



Obr. č. 3.8 Krivky trvania nedodaného výkonu, rok 2036

Rok	Scenár	Inštalovaný výkon (MW)*	Výroba (GWh)	Využitie Pinšt. (h)
2026	R	0	0,0	0
	P	69	0,4	5
	P+5 %	334	10,7	32
	P+10 %	380	20,8	55
2031	R	0	0,0	0
	P	262	3,7	14
	P+5 %	549	30,4	55
	P+10 %	549	32,7	60
2036	R	79	0,1	2
	P	424	16,2	38
	P+5 %	820	98,3	120
	P+10 %	1 229	181,5	148

\*zohľadňuje vlastnú spotrebu a výpadkovosť zdroja

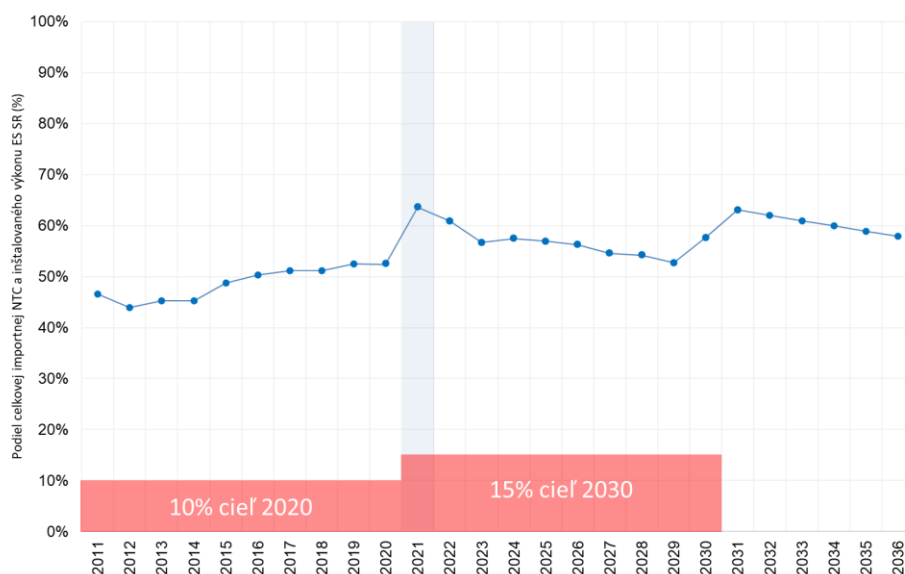
Tab. č. 3.5 Veľkosť požadovaného nového flexibilného inštalovaného výkonu pre dodržanie predpokladaného štandardu spoľahlivosti

### 3.5 Prepojenosť ES SR s okolitými sústavami

Na základe oznámenia Komisie o posilnení energetických sietí dosiahla SR v roku 2018 úroveň prepojenosti prenosovej sústavy 51 % a v roku 2021 po uvedení nových SK-HU vedení do prevádzky prepojenosť PS ešte vzrástla. SR tak splnilo cieľ 10 % úrovne prepojenosti prenosových sústav členských štátov Európskej únie do roku 2020 prijatých Radou EÚ v roku



2002 a tiež plní cieľ 15 % úrovne prepojenosti do roku 2030 stanovený Radou EÚ v roku 2014 ako podiel čistej importnej prenosovej kapacity k celkovému inštalovanému výkonu zariadení na výrobu elektriny členského štátu.



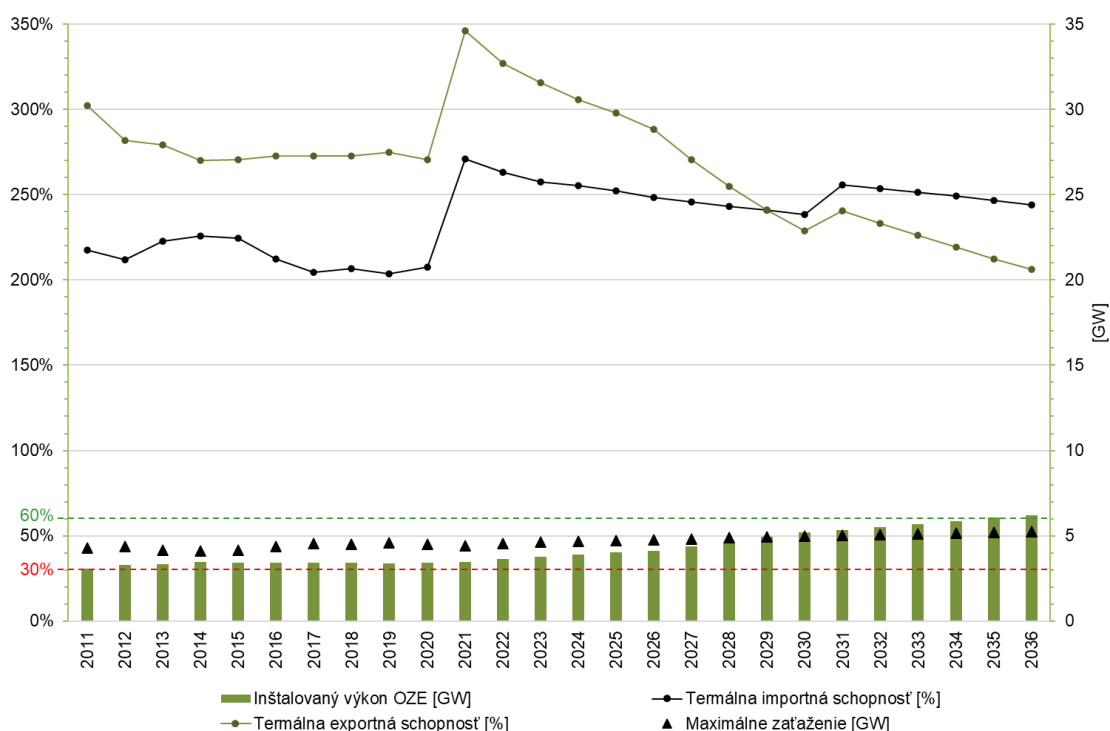
**Obr. č. 3.9 Predpokladaný vývoj prepojenosti SR do roku 2036**

Rovnako tak SR plní indikatívne ukazovatele cieľa prepojenosti prenosových sústav členských štátov Európskej únie do roku 2030 podľa správy Komisie z novembra 2017, podľa ktorých by súčet termálnych kapacít (maximálna letná dovolená výkonová zaťažiteľnosť) cezhraničných prepojení členského štátu mala byť dostatočná pre import 30 % maximálneho zaťaženia sústavy, a tiež dostatočná pre export 30 % inštalovaného výkonu OZE a priemerný ročný rozdiel marginálnej ceny obchodných zón by nemal byť väčší ako 2 €/MWh.

V prvých dvoch kritériách dosahuje SR v období do roku 2036 úroveň prepojenosti viac ako 60 % pre scenár R, t. j. termálna importná schopnosť na úrovni 244 % predpokladaného maximálneho zaťaženia sústavy a termálna exportná schopnosť na úrovni 206 % predpokladaného inštalovaného výkonu OZE. V prípade, že do roku 2030 budú realizované všetky plánované projekty posilnenia európskej prepojenej sústavy, mal by byť rozdiel priemernej ročnej marginálnej ceny menší ako 2 €/MWh pre susedné obchodné zóny CZ, HU a UA, medzi 5 a 10 €/MWh pre obchodnú zónu PL, a väčší ako 10 €/MWh pre obchodnú zónu AT<sup>12</sup>.

Priemerná ročná marginálna cena v obchodných oblastiach predstavuje výšku variabilných nákladov závernej elektrárne (nasadená elektrárňou do výroby s najvyššími variabilnými nákladmi na 1 MWh), teda je závislá od variabilných nákladov zdrojového mixu členského štátu. Rozdiel cien v susedných oblastiach indikuje mieru deformity trhu obmedzením prenosu. V prípade, že na všetkých profiloch bude dostatočná kapacita, rozdiel priemernej ročnej marginálnej ceny by nemal byť väčší ako 2 €/MWh.

<sup>12</sup>[https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/TYNDP2020\\_Main\\_Report.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/TYNDP2020_Main_Report.pdf)



**Obr. č. 3.10 Predpokladaný vývoj indikatívnych parametrov prepojenosti SR do roku 2036**

Z uvedeného je zrejmé, že 15 % cieľ do roku 2030, ako aj indikatívne parametre budú splnené. Cenový rozdiel medzi obchodnými zónami bude závisieť okrem iného aj od vývoja situácie na trhu s elektrinou a rozvoja prenosových vedení jednotlivých krajín v okolí SR v sledovanom období do roku 2036.

#### 4 Investičné zámery prevádzkovateľa PS na nasledujúcich 10 rokov

Rozvoj PS SR je po rozhodnutí SEPS o postupnom útlme prevádzky 220 kV sústavy z pohľadu prenosovej infraštruktúry (vedenia a transformácia PS/DS) aj naďalej zameraný na rozvoj 400 kV sústavy. Riadený útlm 220 kV PS je dlhodobý, technologicky, časovo, organizačne a finančne náročný zámer, pri ktorom je potrebné opravami zariadení PS 220 kV v nevyhnutnom rozsahu, údržbovými činnosťami, prípadne čiastočnými rekonštrukciami zabezpečiť prevádzkyschopnosť vybraných zariadení 220 kV sústavy približne do obdobia okolo roku 2027, kedy už budú, až na niektoré výnimky, na hranici, popr. za hranicou svojej technickej a morálnej životnosti. Mnohé z plánovaných investícií PPS na nasledujúce obdobie sa týkajú práve náhrady časti PS prevádzkovej na 220 kV napäťovej hladine.

Významný vplyv na rozvoj PS 400 kV má rozvoj nových výrobných kapacít a zmena ich štruktúry tak na území SR, ako aj na území okolitých štátov. Oba faktory majú priamy či nepriamy dopad na zaťaženie zariadení ES SR, z čoho vyplýva potreba posilňovania infraštruktúry PS SR. Okrem toho, strategický cieľ SR vo výrobe elektriny je Energetickou politikou SR smerovaný k exportnej bilancii SR (EMO 3 a EMO 4, decentralizovaná výroba a OZE, po roku 2035 je aj naďalej zvažovaný nový jadrový zdroj), čo má, resp. bude mať vplyv na zaťažovanie cezhraničných profilov exportnými tokmi. Rozširovanie a s tým spojené posilňovanie 400 kV PS je, okrem už vyššie spomenutého postupného útlmu 220 kV PS, podmienené taktiež nemenej dôležitými vplyvmi, či už v podobe investičných zámerov

existujúcich, ako aj potenciálne nových užívateľov 400 kV PS alebo v podobe nepriamo vplyvajúcich podnetov zo strany nižších napät'ových úrovní jednotlivých DS (predovšetkým z pohľadu decentralizovanej výroby), a taktiež vonkajšími vplyvmi, akými sú napríklad tranzitné toky smerujúce v súčasnosti väčšinu roka zo severu na juh. Ďalším významným vplyvom je potreba regulácie nadbytočného jalového výkonu v PS, a to aj v súvislosti s jeho pretokmi z DS. Na riešenie tohto problému na úrovni PS má SEPS pripravené viaceré investície do kompenzačných tlmiviek v terciárnych vinutiach transformátorov PS/DS.

#### **4.1 Vnútroštátne investičné zámery prevádzkovateľa PS**

K hlavným investičným zámerom prevádzkovateľa PS patrí prechod elektrických staníc do ich diaľkovo riadenej a bezobslužnej prevádzky, spojený s celkovou rekonštrukciou stanice. Pri príprave a realizácii daných investícií sú zohľadnené požiadavky na dostatočne dlhú bezporuchovú prevádzku zariadení s minimálnymi nárokmi na vykonávanie revízií a údržbových činností. Predpokladáme, že po roku 2032 by mali byť všetky ESt vo vlastníctve SEPS prevádzkované v režime diaľkového riadenia.

V roku 2020 bolo uvedené do prevádzky nové vedenie 2x400 kV Križovany – Bystričany, vybudované v koridore pôvodného 220 kV vedenia V274 Križovany – Bystričany, vrátane transformátora T401 (400/110 kV) v ESt Bystričany. Transformátor T402 (400/110 kV) v ESt Bystričany bol do prevádzky uvedený v roku 2021. Ukončenie celého projektu zaslučkováním jedného poľahu vedenia 2x400 kV Križovany – Bystričany v trase od Oslian do R400 kV Horná Ždaňa sa predpokladá okolo roku 2025.

V súvislosti s prechodom prevádzky PS z napät'ovej hladiny 220 kV na 400 kV napreduje v súčasnosti investičný projekt v ESt Senica a pripravuje sa projekt výstavby novej ESt Ladce s transformáciou 2x 400/110/33kV, ktorá nahradí prevádzku ESt Považská Bystrica s transformáciou 220/110 kV, ako aj projekt odstavenia prevádzky 220 kV PS v ESt Križovany.

Súbor stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“ sa realizuje v nasledujúcom rozsahu:

- transformácia 400/110 kV Senica,
- zaslučkovanie vedenia V424 do R400 kV v ESt Senica.

Prechod na napät'ovú úroveň 400 kV v tejto ESt bude realizovaný výstavbou novej rozvodne 400 kV, inštalovaním nového transformátora T401, 400/110/33 kV, 350 MVA a zaslučkováním existujúceho 400 kV vedenia V424 (Križovany – Sokolnice) do novej R400 kV. Súčasťou súboru stavieb je aj výstavba kompenzácie 1x60 MVar. Zároveň s výstavbou R400 kV Senica dôjde k likvidácii existujúcej R220 kV v ESt Senica. Súbor stavieb je vo fáze projektových a inžinierskych prác a jeho uvedenie do prevádzky sa predpokladá v roku 2024.

V štádiu prípravy je aj investičný zámer výstavby súboru stavieb „Transformácia 400/110 kV ESt Ladce“, budovaný v nasledovnom rozsahu:

- transformácia 400/110 kV v ESt Ladce,
- zaslučkovanie V495 do ESt Ladce.

Cieľom investičného projektu je vybudovanie novej ESt v lokalite Lednické Rovne, ktorej súčasťou bude transformácia 400/110 kV s dvoma transformátormi, R400 kV a R110 kV. ESt Ladce bude pripojená do PS zaslučkováním existujúceho 400 kV vedenia V495 (Bošáca – Varín) do novej R400 kV Ladce. Transformačný výkon z novej transformácie v ESt Ladce

bude cez novú R110 kV vyvedený prostredníctvom štyroch 110 kV vedení SSD. Dve z týchto 110 kV vedení budú spájať novú R110 kV Ladce SEPS s existujúcou R110 kV Považská Bystrica SSD s možnosťou využitia prevádzkovania časti existujúcich 220 kV vedení V270/V275 SEPS na napäťovej hladine 110 kV. Dve novovybudované 110 kV vedenia spoja novú R110 kV v ESt Ladce s existujúcou R110 kV VE Ladce SSD. Uvedenie novej ESt Ladce do prevádzky sa predpokladá v roku 2028.

Z pohľadu spoľahlivosti zásobovania veľkoodberateľov elektriny z PS, súvisia s procesom postupného útlmu prevádzky PS na napäťovej hladine 220 kV aj ďalšie dva investičné zámery SEPS. Pre zabezpečenie spoľahlivého napájania spoločnosti OFZ, ktorá je priamym odberateľom elektriny z PS, je dôležitým zámerom realizácia transformácie 400/110 kV v ESt Sučany vrátane vybudovania novej R110 kV a rekonštrukcie R400 kV. Realizácia projektu „Prechod ESt Sučany do diaľkového riadenia“ je naplánovaná na obdobie rokov 2020 – 2028. Súčasťou projektu je aj presun 3x30 MVar kompenzačnej tlmivky z ESt Voľa do terciárneho vinutia existujúceho T401 Sučany. Pôvodná 3x20 MVar kompenzačná tlmivka od T401 Sučany bude presunutá do ESt Voľa. Projekt je vo fáze realizácie projektových a inžinierskych činností.

S ďalším priamym veľkoodberateľom elektriny z PS, so spoločnosťou Duslo, a. s., sa v čase spracovania týchto podkladov ukončili diskusie o spôsobe jeho napájania z PS po roku 2023, kedy vyprší platnosť zmluvy o pripojení. Problematika súvisí aj s tým, že Duslo, a. s., je napájaný z 220 kV PS z ESt Križovany, ktorá bude v horizonte roku 2024 významne oslabená (odstavenie prepojenia V274 Križovany-Bystričany v 10/2021, vedenia V280 Sokolnice – Senica v roku 2022).

Prevádzkové problémy s vysokým napätím v oblasti tzv. severnej vetvy PS SR od ESt Varín, cez ESt Sučany, ESt Medzibrod, ESt Liptovská Mara, ESt Spišská Nová Ves a ESt Voľa (vrátane R400 kV Čierny Váh) bolo rozhodnuté riešiť zvýšením inštalovaného výkonu kompenzačných zariadení vo vybraných staniciach SEPS. V roku 2021 bola do prevádzky uvedená kompenzácia 2x45 MVar v terciárnom vinutí transformátorov T401 a T402 Liptovská Mara a pracuje sa na inštalácii kompenzačných tlmiviek v Sučanoch a vo Varíne (pozri nižšie).

Investičný zámer výmeny transformátorov T401 a T402 v ESt Liptovská Mara a prechod stanice do diaľkového riadenia je plánovaný s predpokladaným termínom ukončenia v horizonte roku 2032. Nemenej dôležitým projektom je „Výmena transformátora T401 a kompenzačné tlmivky v ESt Varín“. V rámci tohto IPR bude prostredníctvom 33 kV rozvodne pripojená kompenzačná tlmivka s výkonom 2x45MVar. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2024. Projekt je vo fáze realizácie projektových a inžinierskych činností. Prechod tejto stanice do diaľkového riadenia je plánovaný s predpokladaným termínom ukončenia v roku 2029.

Významným rozvojovým zámerom, ktorého cieľom je posilnenie transformačnej väzby PS/RDS v západoslovenskom regióne, je realizácia investičného projektu súboru stavieb „Transformácia 400/110 kV Vajnory. Investičný zámer je súčasťou projektu spoločného záujmu (PCI) Danube InGrid, v rámci ktorého SEPS získala možnosť spolufinancovať časť nákladov na realizáciu z Nástroja na prepájanie Európy (CEF). Súbor stavieb je v nasledovnom rozsahu:

- Rozvodňa 400 kV Vajnory, transformátor T401, kompenzačné tlmivky 2x45 MVar,
- Rozšírenie ESt Stupava,

- Rozšírenie ESt Podunajské Biskupice + dozbrojenie prípojnice W2,
- zaslučkovanie 400 kV vedenia V499 (pôvodné V8499) do ESt Vajnory.

Rozsahom ide o vybudovanie novej R400 kV Vajnory s jedným transformátorom 400/110 kV vrátane kompenzačných tlmiviek. Transformačný výkon bude vyvedený cez novovybudovanú R110 kV v ESt Vajnory v majetku ZSD. Nová R400 kV bude do PS SR pripojená zaslučkovaním existujúceho vedenia V8499 Stupava – Podunajské Biskupice, ktoré je v súčasnosti prevádzkované na napäťovej hladine 110 kV. Z dôvodu prechodu prevádzky V8499 z napäťovej hladiny 110kV na napäťovú hladinu 400 kV (V499), budú v rámci súboru stavieb vykonané úpravy súvisiace s rozšírením R400 kV Stupava a R400 kV Podunajské Biskupice. Ukončenie realizácie súboru stavieb sa predpokladá v roku 2027.

Udržateľnosť rozvoja v danom regióne posilnením transformácie PS/RDS je taktiež zámerom realizácie investičných projektov „Výmena transformátora T402 a inštalácia kompenzačných tlmiviek ESt Podunajské Biskupice“ a „Výmena transformátora T401 v ESt Stupava“. Projekt „Výmena transformátora T402 a inštalácia kompenzačných tlmiviek ESt Podunajské Biskupice“ je vo fáze realizácie projektových a inžinierskych činností. Predpokladaný termín uvedenia zariadení do prevádzky je v roku 2024. Projekt „Výmena transformátora T401 ESt Stupava“ je vo fáze realizácie projektových a inžinierskych činností. Predpokladaný termín uvedenia zariadení do prevádzky je v roku 2025. Oba investičné projekty sú súčasťou PCI Danube InGrid, s možnosťou spolufinancovania časti nákladov na realizáciu z nástroja CEF.

V oblasti transformácie PS/DS sa do roku 2030 predpokladá výmena fyzicky dožívajúcich transformátorov, pri ktorých sa predpokladá, že ich technický stav po uplynutí ich životnosti nedovolí ich ďalšiu bezpečnú a spoľahlivú prevádzku. Okrem vyššie spomínaných ide o nasledujúce projekty:

- Výmena T401 a T403 v ESt Horná Ždaňa<sup>13</sup>,
- Výmena T403 v ESt Rimavská Sobota.
- Výmena T401 v ESt Križovany.

#### **4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS**

Na slovensko – českom profile je v období rokov 2024 – 2025 naplánovaná obnova cezhraničného vedenia V404 Varín (SK) – Nošovice (CZ) na strane SEPS. Tento projekt je vo fáze výberu dodávateľa realizačných prác. V súvislosti s postupným útlmom a likvidáciou prenosovej sústavy na napäťovej hladine 220 kV, sa predpokladá ukončenie prevádzky existujúcich slovensko – českých cezhraničných 220 kV vedení, a to vedenia V270 P. Bystrica (SK) – Lískovec (CZ) cca v roku 2027 a vedenia V280 Senica (SK) – Sokolnice (CZ) v roku 2022. Pre potreby navýšenia prenosovej kapacity na slovensko – českom profile, spolupracuje SEPS s českým prevádzkovateľom prenosovej sústavy ČEPS, a.s., na príprave projektu výstavby nového 400 kV cezhraničného prepojenia medzi ESt Ladce (SK) a Otrokovice (CZ). Predpokladaný termín uvedenia cezhraničného vedenia do prevádzky je v roku 2034.

Z dôvodu potreby posilnenia slovensko – ukrajinského profilu sa prevádzkovatelia PS SR a Ukrajiny dohodli na obnove existujúceho cezhraničného 400 kV vedenia V440 Veľké

<sup>13</sup> Definitívne rozhodnutie a konkrétny harmonogram výmeny bude závisieť od konečnej dohody so spoločnosťou Slovalco, a. s., o ďalšej prevádzke jej zariadení v PS a o celkovej výške odberu z PS.

Kapušany (SK) – Mukačevo (UA). Tento investičný zámer bol pod názvom „Obnova 400 kV vedenia Mukačevo (UA) – Veľké Kapušany (SK)“ zaradený do posledného zoznamu PECI/PMI projektov v rámci Energetického spoločenstva<sup>14</sup>. Predpokladaný termín obnovy SK – UA vedenia v celom rozsahu je v horizonte roku 2030. Z dôvodu zlého technického stavu vedenia V440 na území Ukrajiny, plánuje ukrajinský PPS v koridore existujúceho vedenia výstavbu nového 2x400 kV vedenia, predbežne vyzbrojeného jedným poľahom, s pôvodne plánovaným uvedením do prevádzky už v roku 2023. Finálne technické riešenie a rozsah obnovy vedenia V440, ako aj prípadné úpravy v časovom harmonograme obnovy, sa upresnia na základe výsledkov spoločnej štúdie PPS SR a Ukrajiny spracovanej predpokladane v roku 2023.

## 5 Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky ES SR, opatrenia na riešenie preťaženií

Vo všetkých etapách prípravy prevádzky sa navrhujú vhodné riešenia prevádzky ES SR a vytvára sa potrebný priestor pre údržbu, inováciu a výstavbu elektroenergetických zariadení na zabezpečenie dlhodobu spoľahlivého, bezpečného a účinného prevádzkovania sústavy za hospodárnych podmienok. Pre riešenie stavov núdze, alebo na predchádzanie týchto stavov, má prevádzkovateľ PS vypracovaný plán obrany na predchádzanie vzniku závažných porúch, opatrenia pri havarijných zmenách frekvencie a napätia, ako aj plán obnovy sústavy po vzniku poruchy typu „black-out“. Bezpečná a spoľahlivá prevádzka a plnenie požiadaviek na prenos elektriny je kontrolovaná v každej etape prípravy prevádzky (ročná, mesačná, týždenná a denná). Vypínanie zariadení PS sa vykonáva v koordinácii so susednými prevádzkovateľmi PS v rámci všetkých etáp prípravy prevádzky. Základným hodnotiacim kritériom sledovaným vo všetkých etapách prípravy prevádzky je bezpečnostné kritérium N-1.

Ak dôjde v sústave pri jej prevádzke k takým zmenám, ktoré vyvolajú náhle preťaženie niektorého z prvkov v prenose elektriny (zaťaženie prvku nad normou stanovenú hodnotu), prevádzkovateľ PS s cieľom odstrániť preťaženie v zmysle § 21 Vyhlášky ÚRSO č. 24/2013 Z. z., ktorou sa ustanovujú pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s elektrinou a pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s plynom v znení neskorších predpisov:

- a) aktivuje nakúpené podporné služby,
- b) využije zmluvne dohodnuté havarijné rezervy,
- c) zmení zapojenie elektroenergetických zariadení v prenosovej a distribučnej sústave.

Na predchádzanie preťaženií zariadení PS sa priebežne podľa potreby vykonáva výpočet ustáleného chodu siete s údajmi vlastnej elektrizačnej sústavy, ako aj s údajmi ostatných sústav v ENTSO-E.

Otázke bezpečnosti a spoľahlivosti je venovaná zo strany prevádzkovateľa PS vysoká pozornosť. Pre jej zaistenie sú v rámci ES SR vykonávané:

- **preventívne opatrenia** – analýza výsledkov výpočtov chodu siete, výpočtov skratových pomerov, nastavenie ochrán, optimalizácia vypínacieho plánu, pravidelná údržba prenosových zariadení a spracovanie opatrení na riešenie havarijných situácií. Ďalej sú to opatrenia v oblasti prípravy prevádzky a opatrenia v oblasti optimalizácie údržby a rozvoja PS,

<sup>14</sup> <https://energy-community.org/regionalinitiatives/infrastructure/selection.html>

- **dispečerské opatrenia** – havarijná výpomoc, prerušenie prác na zariadeniach PS v koordinácii s prevádzkovateľmi distribučných sústav (PDS), využívanie PpS a systémových služieb, využitie opatrení pre riešenie havarijných situácií, rekonfigurácia PS,
- **technické opatrenia** – nastavenie pôsobenia ochrán, využívanie PpS, pôsobenie frekvenčných automatík a automatickej regulácie napätia,
- **opatrenia plánu obrany** - technické a organizačné opatrenia prijímané na zabránenie šíreniu alebo zhoršeniu poruchy v prenosovej sústave s cieľom zamedziť rozsiahlemu poruchovému stavu a stavu bez napätia.

Okrem spomínaných opatrení sú v zmysle legislatívy pri stave núdze v elektroenergetike a pri predchádzaní stavu núdze v elektroenergetike a jeho odstránení stanovené obmedzujúce opatrenia:

- a) obmedzenie spotreby elektriny,
- b) prerušenie distribúcie elektriny,
- c) zmena hodnoty výkonu dodávaného výrobcom elektriny do sústavy,
- d) použitie voľných výrobných kapacít,
- e) operatívne vypnutie časti zariadenia v rozsahu nevyhnutnom na vyrovnanie výkonovej bilancie dotknutej časti sústavy,
- f) opatrenia pre obnovu prenosu a distribúcie elektriny.

Vyhláška MH SR č. 416/2012 Z. z. o obmedzujúcich opatreniach následne špecifikuje prípravu obmedzujúcich opatrení, ktoré sú každoročne z úrovne dispečingu PPS aktualizované:

- plán obmedzovania spotreby,
- havarijný vypínací plán,
- frekvenčný vypínací plán.

Elektroenergetický dispečing prevádzkovateľa PS aktualizuje každoročne plán frekvenčného odľahčovania (frekvenčný vypínací plán) v zmysle štandardov a odporúčaní RG CE ENTSO-E.

Frekvenčný vypínací plán bol v roku 2021 aktualizovaný v súlade s nariadením Komisie (EÚ) 2017/2196 z 24. novembra 2017, ktorým sa stanovuje sieťový predpis o stavoch núdze a obnovy prevádzky v sektore elektrickej energie.

Automatické odľahčovanie sústavy začína pri poklese frekvencie na 49,0 Hz (1. stupeň). Pri poklese frekvencie pod 49,0 Hz dochádza v intervaloch 200 mHz k postupnému vypínaniu spotreby v sústave. Frekvenčný vypínací plán, uvedený v tabuľke č. 5.1, je detailne rozpracovaný v TP SEPS (Dokument O, časť O 2 Plán obrany, kap. 2.1.4.a reflektuje na požiadavky európskej legislatívy a pravidiel prevádzkovania synchronnej prepojenej sústavy RG CE.



Stupne vypínania	Prahová frekvencia	Vypínaná časť zaťaženia v PS SR
1. stupeň	49,0 Hz	10,00%
2. stupeň	48,8 Hz	9,00%
3. stupeň	48,6 Hz	9,00%
4. stupeň	48,4 Hz	8,00%
5. stupeň	48,2 Hz	7,40%
6. stupeň	48,0 Hz	4,80%
Spolu vo všetkých stupňoch	49,0 - 48,0 Hz	48,20%

**Tab. č. 5.1 Frekvenčný vypínací plán na rok 2021**

### 5.1 Príprava prevádzky ES SR

Cieľom prípravy prevádzky na všetkých úrovniach dispečerského riadenia je vytvoriť podmienky pre bezpečnú, spoľahlivú a hospodárnu prevádzku ES SR pri rešpektovaní platnej legislatívy, Technických podmienok SEPS a PRDS, záväzkov vyplývajúcich z členstva SEPS v medzinárodných organizáciách, prevádzkových zmlúv so zahraničnými prevádzkovateľmi PS, uzatvorených zmlúv medzi účastníkmi trhu s elektrinou. Elektroenergetický dispečing prevádzkovateľa PS v spolupráci s dispečingmi PRDS zodpovedá za koordináciu a vypracovanie jednotlivých etáp prípravy prevádzky ES SR pre optimálne riešenia prevádzky a vytvorenie potrebného časového priestoru na údržbu, inováciu a výstavbu elektroenergetických zariadení za účelom zabezpečenia dlhodobo spoľahlivej a bezpečnej prevádzky ES SR.

Plánovanie a príprava prevádzky ES sa člení na:

- a) plánovanie a koordináciu prevádzky silových zariadení PS,
- b) prípravu prevádzky zariadení na výrobu a odber elektriny a poskytovanie PpS.

Elektroenergetický dispečing prevádzkovateľa PS spracováva v rozsahu svojich kompetencií daných príslušnou legislatívou prípravu prevádzky na ročnej, mesačnej, týždennej a dennej báze.

### 5.2 Vypracovanie Plánu obrany a obnovy ES SR

PS môže byť z hľadiska bezpečnosti, spoľahlivosti a riadenia prevádzky v normálnom a v mimoriadnom stave, ktorý sa ďalej člení na poruchový stav a na stav, kedy hrozí vyhlásenie alebo je vyhlásený stav núdze v elektroenergetike.

Počas normálneho stavu musí prevádzkovateľ PS v stanovených časových intervaloch monitorovať aktuálny stav sústavy a musí reagovať na odchýlky hodnôt frekvencie, maximálnych skratových prúdov alebo napätia, ako aj na preťaženia zariadení. Na túto reguláciu využíva zálohy zariadení na výrobu elektriny (činný a jalový výkon) a manipulácie s prenosovými zariadeniami.

Pri poruchovom stave elektroenergetický dispečing lokalizuje poruchové miesto, zisťuje rozsah a dopady poruchového stavu na zásobovanie odberateľov, na výrobu elektriny a na cezhraničné

prenosy. Rieši obnovenie dodávky a výroby elektriny a cezhraničné prenosy tak, aby prerušenie dodávky alebo výroby bolo čo najkratšie.

Na účel stanovenia podmienok a pravidiel pre zabránenie šírenia porúch, ako aj na účel stanovenia podmienok a pravidiel pre obnovu bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR po prípadnej poruche, je pravidelne (spravidla v dvojročnom cykle) spracovávaný:

- a) **Plán obrany** proti šíreniu veľkých systémových porúch v ES SR ako súhrn všetkých technických a organizačných opatrení na zabránenie šírenia alebo zhoršovania poruchy ES, aby sa zabránilo jej kolapsu,
- b) **Plán obnovy** prevádzky ES SR po veľkom systémovom výpadku typu „black-out“ ako súhrn technicko-organizačných opatrení pre zabezpečenie uvedenia sústavy do normálneho stavu po jej úplnom alebo čiastočnom rozpade.

Prevádzkovateľ elektroenergetického zariadenia a príslušný dispečing zodpovedá za prijatie opatrení zameraných na predchádzanie stavu núdze v elektroenergetike a za riešenie stavov núdze v elektroenergetike. Pre tento účel je povinný vypracovať obranné plány. Obranné plány riešia problematiku predchádzania a likvidácie závažných a systémových porúch, obsahujú plány na nasadzovanie systémových a lokálnych frekvenčných relé (f relé) na reguláciu spotreby elektriny, rôzne automatické a manuálne opatrenia tak na strany výroby, ale aj spotreby a plány obnovy sústavy.

### 5.3 Nápravné opatrenia v zmysle Rámцovej dohody SAFA

Bezpečnosť sústavy je primárnym cieľom prevádzky prepojených sústav. V prostredí liberalizovaného trhu nemajú prevádzkovatelia PS povolené zasahovať do trhových mechanizmov, pokiaľ nie je ohrozená bezpečnosť sústavy.

Nápravné opatrenia v zmysle Rámцovej dohody SAFA sú akékoľvek opatrenia, ktoré prevádzkovateľ PS uplatní včas, aby plnil kritérium N-1. Možnosti využívania nápravných opatrení v ES SR sú nasledovné:

- a) zrušenie plánovaných prác na zariadeniach PS,
- b) rekonfigurácia v PS SR,
- c) vypínanie vedení v PS SR,
- d) zníženie kapacít na cezhraničných profiloch,
- e) obmedzenie spotreby (realizácia obmedzenia spotreby v ES SR je možná až po vyhlásení stavu núdze v ES SR).

Nápravné opatrenia redispečing a protiobchod v súčasnosti nemá možnosť PPS využívať, ich implementácia v podmienkach ES SR momentálne prebieha.

Všetky nápravné opatrenia susedných prevádzkovateľov PS, ktoré majú dopad na prevádzku PS SR, by mali byť vopred konzultované a koordinované s dispečerom elektroenergetického dispečingu prevádzkovateľa PS. Rozhodnutie dispečera elektroenergetického dispečingu prevádzkovateľa PS je vždy na základe posúdenia momentálnej situácie v ES, dopadov na bezpečnosť prevádzky sústavy, plnení medzinárodných záväzkov a ekonomických dopadov na SEPS.

## 5.4 Vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz

Vykonávanie bezpečnostných analýz ustáleného chodu sústavy deň vopred (DACF) a v rámci dňa (IDCF) je jednou zo základných povinností prevádzkovateľov prenosových sústav, ktorá je požadovaná nie len platnou Rámcovou dohodou SAFA, ale rovnako tiež aktuálne platnou európskou legislatívou. Z dôvodu zvyšujúceho sa výskytu situácií, ktoré vyžadujú nasadenie rôznych nápravných opatrení za účelom zachovania spoľahlivosti a stability prevádzky sústavy, vyplynula potreba prípravy a koordinácie týchto opatrení už deň vopred. To je realizované v rámci DACF procesu s prevádzkovateľmi prenosových sústav v celom regióne. Schválením Nariadenia Komisie (EÚ) 2017/1485 z 2. augusta 2017, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prevádzkovanie elektrizačnej prenosovej sústavy spolu s Rámcovou dohodou SAFA prišla do platnosti povinnosť pre prevádzkovateľov prenosových sústav týkajúca sa poskytovania modelov sústavy, vykonávanie bezpečnostných analýz a koordinácie nápravných opatrení aj v rámci IDCF.

Plnenie predmetných povinností je zabezpečované prostredníctvom systému pre koordinované bezpečnostné analýzy AMICA. Systém je prevádzkovaný spoločnosťou TSCNET Services GmbH. Systém AMICA umožňuje výpočet kontingenčnej analýzy, aplikáciu nápravných opatrení a generovanie výstupných správ tak z DACF procesu, ako aj z IDCF procesu. Koordinácia jednotlivých možných nápravných opatrení, ktorých vplyv bol predtým overený výpočtom v samotnom systéme AMICA, prebieha na pravidelnej dennej video resp. telekonferencii (DOPT), ktorá môže byť organizovaná v prípade potreby aj v rámci dňa (tzv. iDOPT).

Výsledky resp. reporty vygenerované z procesov DACF a IDCF sú automaticky importované do systému MES2 a tým sú hneď k dispozícii pre potreby odboru riadenia ES.

Koordinácia na úrovni bezpečnostných analýz je komplexný proces, ktorý každoročne napreduje v oblasti rozvoja nástrojov, výmeny údajov, charakteru a optimalizácie nasadzovaných nápravných opatrení a podobne.

## 6 Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR

Prevádzkovateľ PS zabezpečuje systémové služby pre udržanie prevádzkyschopnosti ES, bezpečnosti, kvality a spoľahlivosti dodávky elektriny z PS, udržiavanie vyrovnanej výkonovej bilancie a obnovy synchronnej prevádzky pri rozpade ES SR. Podporné služby potrebné pre zabezpečenie systémových služieb zabezpečuje SEPS, ako prevádzkovateľ PS, nákupom od certifikovaných poskytovateľov podporných služieb. Zabezpečenie spoľahlivej a bezpečnej prevádzky ES SR z hľadiska pokrytia diagramu zaťaženia v hodinách špičkového dopytu, alebo v prípade výpadkov zariadení na výrobu elektriny je riešené prostredníctvom elektroenergetického dispečingu najmä aktivovaním PpS, ďalej využitím havarijnej výpomoci od susedných prevádzkovateľov PS a tiež nákupom negarantovanej regulačnej elektriny.

Pri stanovení optimálneho objemu jednotlivých druhov PpS sa uplatňuje najmä kritérium spoľahlivosti, princíp časového rozvrstvenia a sezónnosti. Východiskovými údajmi sú najmä očakávané maximálne zaťaženia regulačnej oblasti pre sledovaný časový úsek podľa časového rozvrstvenia a štatistické údaje podľa sezónnosti, pod ktorú daný časový úsek spadá.

Ďalej sa pre stanovenie jednotlivých objemov PpS vychádza z nasledovných súvislostí:

- záväzné štandardy Rámcovej dohody SAFA,

- upresnené predpokladané maximálne zaťaženie v príslušnom časovom období,
- očakávané dynamické zmeny zaťaženia v regulačnej oblasti (ES SR),
- očakávané dynamické zmeny výroby OZE v regulačnej oblasti (ES SR),
- pravdepodobnosť výpadku jednotlivých zariadení na výrobu elektriny (ES SR).

Jednotlivé PpS sa zabezpečujú v rámci viacročného, ročného, mesačného a denného výberového konania, alebo na základe priamych dlhodobých zmlúv. Na každú obchodnú hodinu je vypočítaný požadovaný objem jednotlivých PpS, potrebný pre zabezpečenie bezpečnej prevádzky sústavy. Príprava prevádzky obsahuje zoznam nasadených výrobných zariadení, nakúpené objemy PpS, cenu regulačnej elektriny, plánované zapojenie PS po dohode so susednými prevádzkovateľmi PS a zapojenie regionálnej distribučnej sústavy po dohode s prevádzkovateľmi susediacich regionálnych distribučných sústav.

Nariadenie Komisie (EÚ) č. 2017/2195, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (EBGL), ktoré vstúpilo do platnosti dňa 18.12.2017, zavádza nové prvky v oblasti zabezpečovania PpS, jednotnú štruktúru PpS a spôsob ich obstarania. Vývoj v oblasti PpS je bližšie popísaný v kapitole 2.3. Podporné služby.

Po analýze rôznych technických riešení sa do aplikačnej praxe zavádzajú niektoré varianty, ktoré pokrývajú nedostatok PpS. Realizuje sa nákup PpS od susedných prevádzkovateľov PS, napr. nákup PRV z iných regulačných oblastí. Prostredníctvom aktualizácie Technických Podmienok SEPS (dokument B), sa pre PpS typu SRV otvorila možnosť ich poskytovania prostredníctvom virtuálnych blokov zariadení na výrobu elektriny. Pripravujú sa podmienky aj pre nových hráčov na energetickom trhu (agregátor, energetické spoločenstvá, poskytovateľ flexibility a pod.).

Cezhraničné prenosy na účely dovozu a vývozu elektriny na úrovni prenosovej sústavy v rámci medzinárodnej energetickej spolupráce sa riadia dvoj a viacstrannými zmluvami medzi jednotlivými prevádzkovateľmi PS a ich oprávnenými subjektmi. V prípade ohrozenia prevádzkovej bezpečnosti sústavy môže dispečer využiť nákup havarijnej negarantovanej regulačnej elektriny zo zahraničia. V prípade havarijnej výpomoci zo susednej regulačnej oblasti sa nákup regulačnej elektriny uskutočňuje podľa zásad uvedených v zmluve o poskytnutí havarijnej výpomoci s príslušným susedným prevádzkovateľom PS.

Operatívne riadenie cezhraničných prenosov na účel dovozu a vývozu elektriny v rámci platných zmlúv a dohôd medzi SEPS a susednými prevádzkovateľmi PS, technické plnenie týchto zmlúv a dohôd a vnútrodenne zmeny prenosov na spojovacích vedeniach sú zabezpečované prostredníctvom SED.

Všetky postupy pre riadenie cezhraničných prenosov, koordináciu vypínacích plánov spojovacích vedení, určovanie kapacít na spojovacích vedeniach, kontrolu a riadenie preťaženia sú v súlade s Rámcovou dohodou SAFA, Technickými podmienkami a Prevádzkovým poriadkom prevádzkovateľa PS. Pridelovanie prenosových kapacít na spojovacích vedeniach sa určuje na základe výpočtov prenosových kapacít so susediacimi prevádzkovateľmi PS a následného vzájomného odsúhlasenia, pričom platí menšia hodnota. Hodnoty prenosových kapacít sa určujú pre ročnú, mesačnú a dennú prípravu prevádzky. Pridelovanie kapacít sa vykonáva na základe bilaterálnych a multilaterálnych dohôd medzi prevádzkovateľmi PS. V prípade vypnutia prenosových prvkov sa určený objem cezhraničnej prenosovej kapacity prispôbuje technickým podmienkam v sústave. Proces pridelovania

prenosových kapacít je popísaný v kapitole 2.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR.

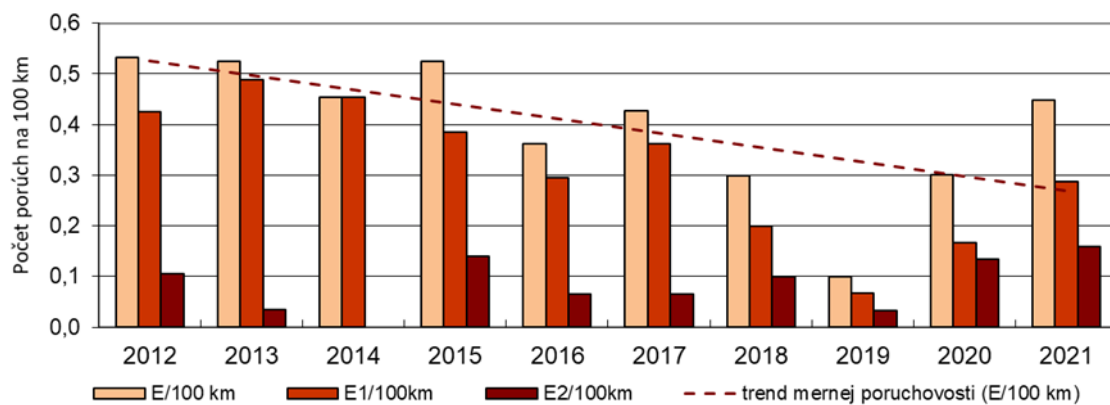
## 7 Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy

Súhrnné vyhodnotenie štandardov kvality prenosu elektriny za rok 2021 v zmysle §11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. je zverejnené na webovom sídle prevádzkovateľa PS SR (ďalej len „Vyhodnotenie štandardov kvality SEPS“)<sup>15</sup>.

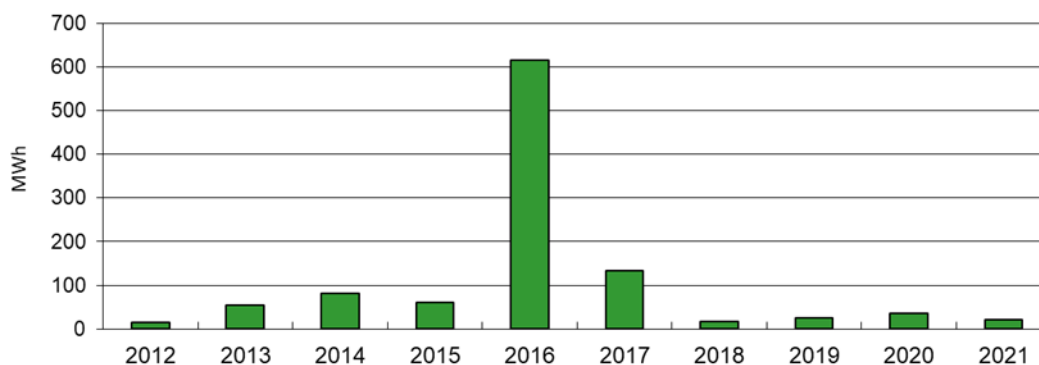
### 7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu

V roku 2021 bolo na zariadeniach prevádzkovateľa PS zaevidovaných celkom 14 poruchových vypnutí. Z toho 9 typu E1 - bez poškodenia zariadenia a 5 porúch typu E2 - s poškodením zariadenia. Pri všetkých poruchách došlo k obmedzeniu dodávky elektrickej energie zo strany prevádzkovateľa PS vo výške 20,49 MWh.

Vývoj mernej poruchovosti zariadení PS a nedodanej elektriny prevádzkovateľom PS v období 2012 – 2021 je uvedený v grafoch na nasledujúcich obrázkoch.



Obr. č. 7.1 Vývoj mernej poruchovosti v prenosovej sústave SR za roky 2012 až 2021



Obr. č. 7.2 Vývoj nedodanej elektriny v prenosovej sústave SR za roky 2012 až 2021

<sup>15</sup> <https://www.sepsas.sk/media/5408/standarty-kvality-2021-podla-vyhlasky-236-2016-pdf.pdf>

Z grafov je zrejmé, že veľkosť nedodanej energie v PS nie je úmerná počtu porúch, ale závisí od množstva špecifických faktorov konkrétnej poruchy v PS.

Údržba zariadení PS bola v predchádzajúcom období zabezpečovaná kontinuálne podľa vopred stanoveného harmonogramu zosúladeného s prípravou prevádzky, pri zohľadnení pravidelne monitorovaného, diagnostikovaného a vyhodnocovaného stavu zariadení PS (asset monitoring).

V rámci prípravy prevádzky PS dochádza k maximálnej koordinácii vypínacích plánov s odstávkami výrobných zariadení. Je snaha, čo možno v najväčšej miere zabrániť zníženiu spoľahlivosti vyvedenia výkonov z jednotlivých výrobní. Táto oblasť je náročná hlavne pri vyvedení výkonu z jadrových elektrární. Dôležitou časťou je zabezpečenie rezervného napájania vlastnej spotreby jadrových elektrární.

Súčasne sa kladie dôraz aj na koordináciu vypínacích plánov zariadení SEPS s prevádzkovateľmi regionálnych distribučných sústav tak, aby nedošlo k obmedzeniu, resp. k zníženiu bezpečnosti ich zásobovania, predovšetkým pri údržbe rozvodní elektrických staníc PS s transformačnou väzbou PS/DS napájaných len dvoma prenosovými vedeniami.

Všetky strednodobé a dlhodobé investičné a rozvojové zámery prevádzkovateľa PS rešpektujú vyššie uvedené skutočnosti, týkajúce sa prípravy prevádzky, asset monitoringu zariadení PS a požiadavky pre zabezpečenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR v dlhodobom horizonte.

## **7.2 Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny v PS**

Na základe vyhodnotenia štandardov kvality prenosu elektriny vypracovaného v zmysle § 11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. (Štandardy kvality prenosu elektriny, distribúcie elektriny a dodávky elektriny) je možné konštatovať, že v roku 2021 nebolo v SEPS evidované žiadne podanie užívateľa PS na nedodržanie kvality prenosu elektriny, a teda v roku 2021 nedošlo zo strany PPS k žiadnemu porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov štandardov kvality. V roku 2021 sa realizoval systém merania a vyhodnocovania kvality elektriny v PS v súlade s Technickými podmienkami SEPS. Celková úroveň kvality elektriny v prenosovej sústave je na vysokej úrovni, nakoľko až 97,49 % z celkového množstva meraných vzoriek je v súlade s predpísanými limitnými hodnotami kvality elektriny.

### **Úlohy orgánov štátnej správy**

Ministerstvo hospodárstva SR podľa zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov zabezpečuje sledovanie dodržiavania bezpečnosti dodávky elektriny, prijíma opatrenia zamerané na zabezpečenie bezpečnosti dodávok elektriny, určuje rozsah kritérií technickej bezpečnosti sústavy a siete, rozhoduje o uplatnení opatrení, ak ide o ohrozenie bezpečnosti a spoľahlivosti prevádzky sústavy a siete. Uverejňuje každoročne do 31. júla správu o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny a o prijatých a predpokladaných opatreniach na riešenie bezpečnosti dodávok elektriny. Na žiadosť ÚRSO vydáva stanovisko o ohrození bezpečnosti dodávok elektriny na vymedzenom území a na území Európskej únie podľa osobitného predpisu (Zákon č. 250/2012 o regulácii a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov).

## 8 Záver

Prevádzka ES SR v roku 2021 bola bezpečná a spoľahlivá bez výraznejších obmedzení dodávok elektriny. Napriek tomu boli zaznamenané disproporcie medzi očakávanou spotrebou ES SR a obchodným diagramom (odchýlka). Na zmiernenie veľkosti odchýlok došlo k zmene stanovenia určenia ceny RE a k zmene koeficientu výpočtu ceny odchýlky.

V roku 2021 prebiehali investičné a realizačné práce podľa harmonogramu, počas ktorého boli uvedené do prevádzky vedenia V480 z Veľkého Ďuru do Gönyű, V481 z Gabčíkova do Gönyű, V447 z Rínavskej Soboty do Sajóivánka a transformátor T402 (400/110 kV) v ESt Bystričany.

V roku 2021 nedošlo k žiadnemu porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov štandardov kvality elektriny. Na zachovanie tohto stavu bude v nasledujúcich rokoch potrebné kvalitu elektriny naďalej pozorne monitorovať, vyhodnocovať a predovšetkým s ohľadom na avizované možné zvýšenie elektrifikácie na strane spotreby realizovať opatrenia pre dodržanie štandardov na strane prenosu. Vyššia elektrifikácia na strane spotreby bude mať výrazný vplyv na navýšenie potreby disponibilít PpS, najmä mFRR-. S ohľadom na riešenie zaistenia disponibilít všetkých typov PpS bude potrebné vyhodnotiť a prípadne uviesť do praxe odporúčania uvedené v kapitole č. 2.3.

Rozvoj PS SR smeruje k útlmu prevádzky 220 kV sústavy a rozvoju 400 kV sústavy. S tým súvisí aj predpokladané ukončenie prevádzky existujúcich cezhraničných 220 kV. Výstavba nových vedení ako ich náhrada je plánovaná medzi ESt Ladce (SK) a Otrokovice (CZ) do roku 2034, obnova vedenia V404 Varín (SK) – Nošovice (CZ) na strane SEPS je plánovaná v období 2024 – 2025 a posilnenie vedenia V440 Veľké Kapušany (SK) – Mukačevo (UA) v horizonte roku 2030.

Mierne oživenie ekonomiky po zmiernení protipandemických opatrení, ktoré sa premietlo do medziročného rastu HDP 3,0 % (2021 vs. 2020), sa prejavilo v náraste spotreby elektriny vo výške 5,2 %. Situácia v závere roka 2021 dávala nádej na postupný návrat k trajektóriám ekonomického rastu a rastu spotreby, s ktorými sa uvažovalo pred vypuknutím celosvetovej pandémie COVID-19. Vývoj cien energií na trhoch v období od konca roka 2021, zvýšená inflácia a neistoty týkajúce sa dostupnosti primárnych zdrojov energií, dávajú predpoklady na nenaplnenie, resp. oddialenie predchádzajúcich očakávaní ekonomického rastu.

Tento dokument analyzuje primeranosť zdrojového mixu pre pokrývanie spotreby elektriny v časových horizontoch rokov 2026, 2031 a 2036.

Predpokladaná referenčná celková brutto spotreba elektriny dosiahne v roku 2036 hodnotu 37 186 GWh, čo predstavuje celkový nárast +6 319 GWh (+20 %) oproti roku 2021.

Z pohľadu zdrojového mixu SR sa v najbližších piatich rokoch v ES SR očakáva dostatok výkonu pre pokrývanie očakávanej spotreby elektriny SR. Po spustení 3. bloku JE Mochovce (471 MW) dôjde k zmene bilančného charakteru sústavy z importnej (-2,5 %; 2021) na exportnú (+11,4%; 2023) a vplyvom rastúcej výroby z OZE a zvyšovaním výkonu na jadrových blokoch bude exportný charakter sústavy ďalej rásť (+20,5 %; 2036).

Matematický model pre časový horizont 2036 referenčného scenára indikuje pri mediánovom stave riziko výskytu miernej nedodávky energie počas dlhšie trvajúcich období s nízkou výrobou OZE v celom regióne. Pripojením nových flexibilných zdrojov s vhodnou použiteľnou technológiou a inštalovaným výkonom cca 79 MW by došlo k takému zníženiu nedodávky, že by mohol byť dodržaný predpokladaný štandard spoľahlivosti. Vzhľadom k tomu, že sa jedná o pomerne časovo vzdialený horizont bude tento nález treba pravidelne vyhodnocovať.



Pre zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR bude v rámci ďalšieho rozvoja sústavy dôležité:

- obnova energetických zariadení PS SR v zmysle aktuálneho DPRPS,
- implementácia nových spoločných európskych sieťových predpisov a metodík v oblasti synchronnej prevádzky prenosových sústav,
- zavedenie jednoznačného, stabilného a predvídateľného legislatívneho prostredia v elektroenergetickom odvetví SR,
- dostatočnosť primárnych palív,
- vyriešenie problémov s flexibilitou sústavy pri pokračujúcom zvyšovaní podielu OZE na výrobe elektriny.

Pre zaistenie bezpečnej, spoľahlivej a ekonomicky efektívnej prevádzky ES SR v časoch, kedy pred prevádzkovateľmi sústav stoja nové výzvy, je nevyhnutné sledovať a analyzovať vývoj v oblasti elektroenergetiky a koordinovanou spoluprácou národných autorít a relevantných účastníkov trhu prijímať v dostatočnom časovom predstihu prevádzkové, investičné, regulačné a legislatívne opatrenia.

## 9 Zoznam použitých skratiek

4M MC	4M Market Coupling medzi Českou republikou, Slovenskom, Maďarskom a Rumunskom
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
aFRR	Automated Frequency Restoration Reserve
AT	Rakúsko, medzinárodné označenie
BIDSF	Bohunice International Decommissioning Support Fund
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management Guideline
CCE	Continental Central East
CCR	Capacity Calculation Region
CONE	Cost of New Entry – náklady na nový zdroj
CORE	Región pre koordinovaný výpočet prenosových kapacít
CZ	Česká republika, medzinárodné označenie
ČEPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Českej republike
ČOV	Čistiareň odpadových vôd
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
DE	Nemecko, medzinárodné označenie
DOPT	Daily Operational Planning Teleconference
DS	Distribučná sústava
EBGL	Electricity Balancing Guideline
EBO	Elektrárň Jaslovské Bohunice
e-GCC	Grid Control Cooperation ČEPS, MAVIR, SEPS
EMO	Elektrárň Mochovce
ENO	Elektrárň Nováky
ENS	Energy Not Supplied
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ES	Elektrizačná sústava
ESt	Elektrická stanica
EÚ	Európska únia
EVO	Elektrárň Vojany
FCFS	First Comes First Served
FVE	Fotovoltická elektrárň
GCC	Grid Control Cooperation
HDP	Hrubý domáci produkt
HU	Maďarsko, medzinárodné označenie
IDCF	IntraDay Congestion Forecast
iDOPT	intraDay Operational Planning Teleconference
IGCC	International Grid Control Cooperation
$I_{dov}$	Prúdová zaťažiteľnosť vedenia
INECP	Integrovaný národný energetický a klimatický plán
IPR	Investičný projekt
JAO	Joint Allocation Office S.A.
JE	Jadrová elektrárň
KVET	Kombinovaná výroba elektriny a tepla
LLD	Loss of Load Duration – trvanie nedodávky v hodinách
LOLE	Loss of Load Expectation – očakávaná nedodávka elektriny v hodinách

MARI	Manually Activated Reserves Initiative
MAVIR	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Maďarsku
MC	Market Coupling
mFRR	manual Frequency Restoration Reserve
MH SR	Ministerstvo hospodárstva Slovenskej republiky
MRC	Multi Regional Coupling
MVE	Malá vodná elektrárň
MŽP SR	Ministerstvo životného prostredia
NJZ	Nový jadrový zdroj
NRE	Negarantovaná regulačná elektrina
OFZ	Oravské ferozliatinové závody, a.s.
OKTE	Organizátor krátkodobého trhu s elektrinou
OZE	Obnoviteľné zdroje energie
PDS	Prevádzkovateľ distribučnej siete
PICASSO	The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
PL	Poľsko, medzinárodné označenie
PPC	Paroplynový cyklus
PpS	Podporné služby
PPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy
PRV	Primárna regulácia výkonu
PS	Prenosová sústava
PSE	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Poľsku
PVE	Prečerpávacia vodná elektrárň
R	Rozvodňa
RE	Regulačná elektrina
RG CE	Regional Group Continental Europe
RG CCE	Regional Group Continental Central East Europe
ROVE	Riadenie obchodu a výroby elektrární
RS	Reliability Standard – štandard spoľahlivosti
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement
SAP	Single Allocation Platform
SE	Slovenské elektrárne, a.s.
SED	Slovenský elektroenergetický dispečing
SEPS	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.
SIDC	Single Intra-Day Coupling
SK	Slovensko, medzinárodné označenie
SR	Slovenská republika
SRV	Sekundárna regulácia výkonu
SSD	Stredoslovenská distribučná, a.s.
T	Transformátor
TE	Tepelná elektrárň
TNS	Tuzemská netto spotreba
TP	Technické podmienky
TRM	Transmission Reliability Margin
TRV	Terciárna regulácia výkonu

TYNDP	Ten Years Network Development Plan
UA	Ukrajina, medzinárodné označenie
UIOSI	Use it or sell it
ÚRSO	Úrad pre reguláciu sieťových odvetví
V	Vedenie
VE	Vodná elektrárň
VOLL	Value of Lost Load – cena nedodanej energie
VTE	Veterná elektrárň
VÚ KVET	Vysoko účinná kombinovaná výroba elektriny a tepla
VVK	Viacročné výberové konanie
XBID	European Cross-border Intraday
ZNO	Zníženie odoberaného výkonu
ZSD	Západoslovenská distribučná, a.s.
ZVO	Zvýšenie odoberaného výkonu