

**Správa
o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok
elektriny za 2020**

Obsah

Úvod.....	3
1 Zhodnotenie roku 2020	4
1.1 Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR	4
1.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny	6
1.3 Regulácia sústavy	11
1.4 Realizácia investičných zámerov prevádzkovateľa prenosovej sústavy	
v roku 2020	11
2 Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou na nasledujúcich 5 rokov	13
2.1 Vývoj spotreby.....	13
2.2 Výroba elektriny	14
2.3 Podporné služby.....	18
2.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR	22
3 Perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny do roku 2035.....	24
4 Investičné zámery prevádzkovateľa prenosovej sústavy	
na nasledujúcich 10 rokov	30
4.1 Vnútroštátne investičné zámery prevádzkovateľa PS.....	30
4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS	34
5 Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky ES SR, opatrenia na riešenie pret'ažení.....	35
5.1 Príprava prevádzky ES SR.....	36
5.2 Vypracovanie Plánu obrany a obnovy ES SR	37
5.3 Nápravné opatrenia v zmysle Rámcovej dohody SAFA	37
5.4 Vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz	38
6 Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR	39
7 Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy	41
7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu.....	41
7.2 Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny v PS.....	42
Úlohy orgánov štátnej správy.....	43
Záver.....	44
Zoznam použitých skratiek	45

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.

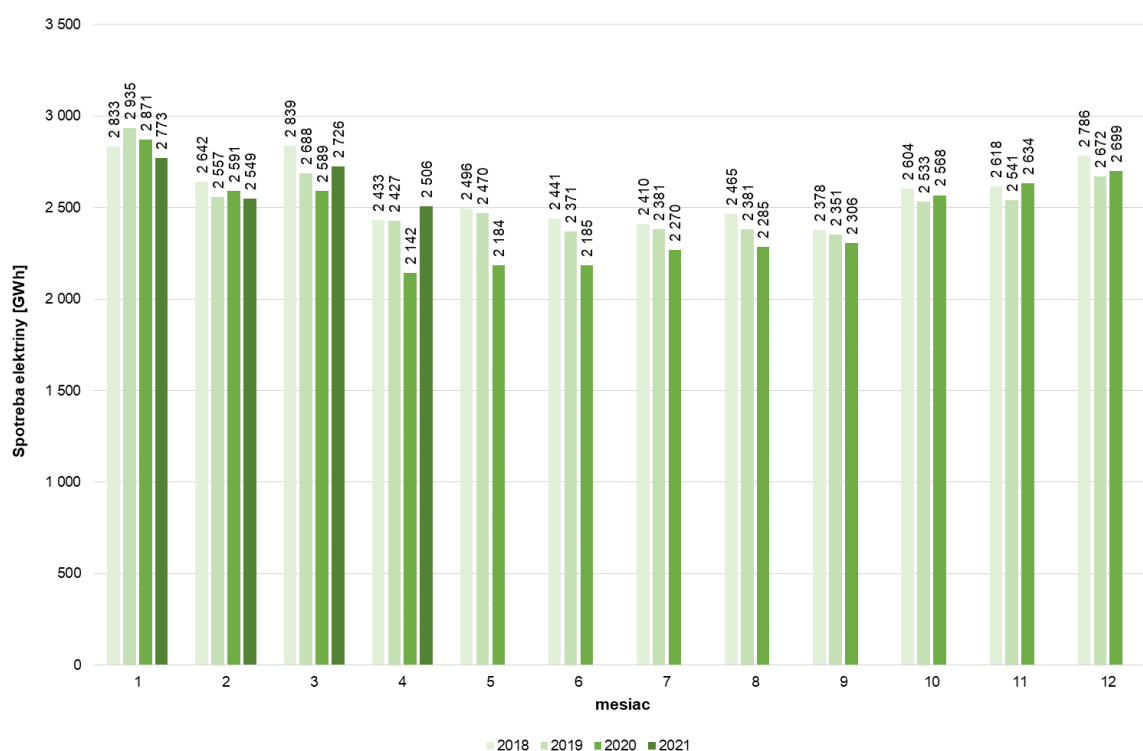
Bezpečnosť dodávky elektriny je zákonom o energetike definovaná ako schopnosť sústavy zásobovať koncových odberateľov elektriny, zabezpečenie technickej bezpečnosti energetických zariadení a rovnováhy ponuky a dopytu elektriny na vymedzenom území Slovenskej republiky alebo jeho časti.

1 Zhodnotenie roku 2020

Hodnotenie prevádzky ES SR za rok 2020 vychádza z oficiálnych údajov prevádzkovateľa prenosovej sústavy, ktoré budú v priebehu roka 2021 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 2020 dosiahla hodnotu 29 328 GWh, čo je oproti roku 2019 pokles o 981 GWh (-3,24 %). Jeho hlavnou príčinou boli dôsledky celosvetovej pandémie COVID-19, hoci ekonomický dopad bol v konečnom dôsledku miernejší, ako sa očakávalo. Výrazné zníženie spotreby bolo zaznamenané v 2.Q vplyvom čiastočného alebo úplného odstavenia prevádzok viacerých priemyselných odberateľov. V nasledujúcich mesiacoch sa situácia v priemysle stabilizovala.



Obr. 1.1 Vývoj mesačnej spotreby v rokoch 2018 – 2021

Vo výrobe elektriny bol oproti roku 2019 zaznamenaný nárast o 1,4% (+ 401 GWh), pričom zmena pre jednotlivé typy zdrojov v porovnaní s rokom 2019 je nasledovná:

- jadrové elektrárne (+ 75 GWh, 0,49%),
- fosílné zdroje (+ 30 GWh, 0,48%),
- vodné elektrárne (+ 258 GWh, 5,59%),
- ostatné obnoviteľné zdroje energie (+ 38 GWh).

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.

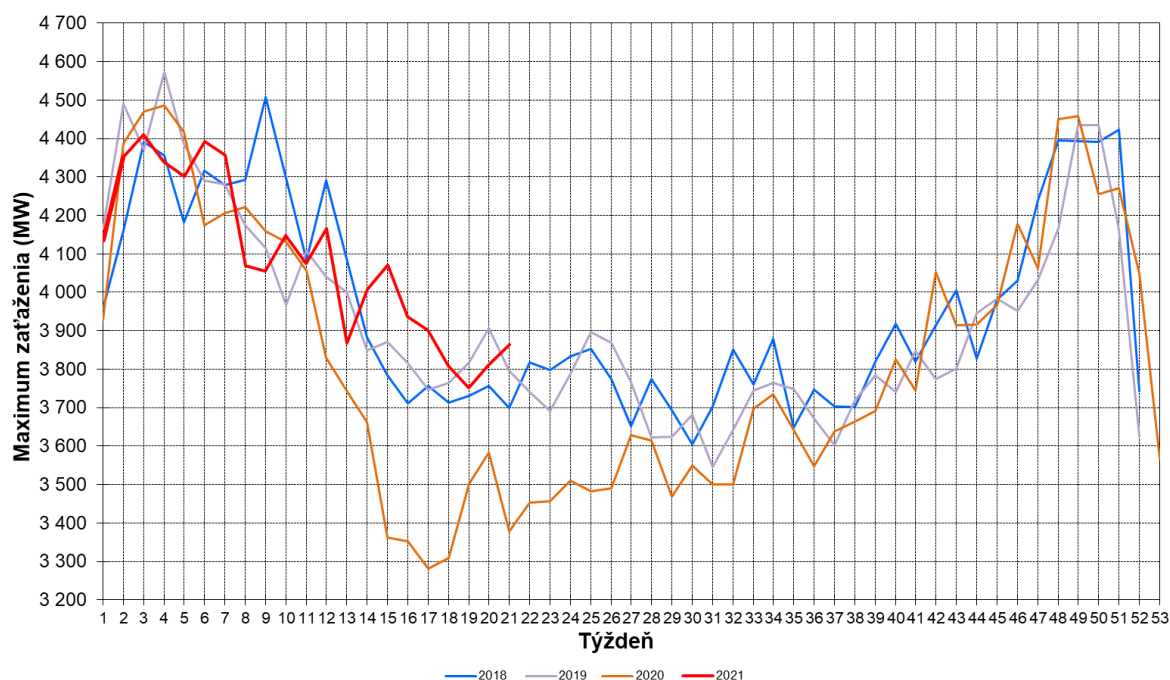
Maximálne zaťaženie sústavy bolo zaznamenané 24. januára 2020 o 9:00 vo výške 4 485 MW, čo je pokles oproti roku 2019 o 86 MW. Minimum zaťaženia sústavy (13. apríla 2020 o 3:00) dosiahlo hodnotu 2 009 MW, čo je pokles o 240 MW.

Tab. 1.1 Výroba, spotreba a zaťaženie ES SR v rokoch 2010 až 2020

Rok	Výroba [GWh]	Celková spotreba [GWh]	Saldo* [GWh]	Priemerné zaťaženie** [MW]	Maximálne zaťaženie [MW]
2010	27 720	28 761	-1 041	3 283	4 342
2011	28 135	28 862	-727	3 295	4 279
2012	28 393	28 786	-393	3 277	4 395
2013	28 590	28 681	-91	3 274	4 178
2014	27 254	28 355	-1 101	3 237	4 120
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

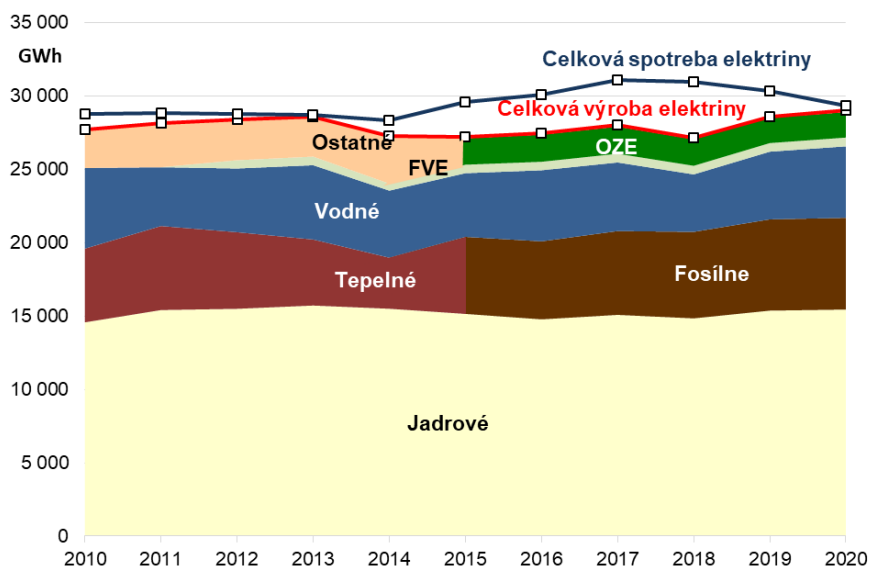
* Kladná/záporná hodnota salda znamená export/import.

** Celková spotreba podelená počtom hodín v príslušnom roku



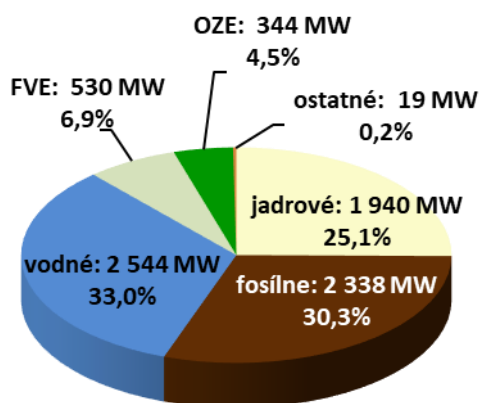
Obr. 1.2 Vývoj týždenných maxím zaťaženia v rokoch 2018 – 2021

Podiel importu na celkovej spotrebe elektriny klesol na hodnotu 1,08 % (318 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.

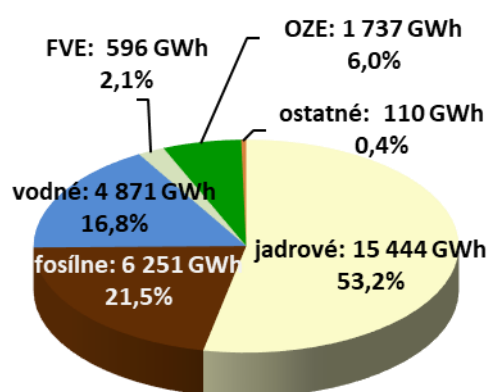


Poznámka: V roku 2015 došlo k zmene v spôsobe vykazovania výroby elektriny

Obr. 1.3 Bilancia celkovej výroby a spotreby elektriny SR za roky 2010 – 2020



Obr. 1.4 Štruktúra inštalovaného výkonu v ES SR v roku 2020



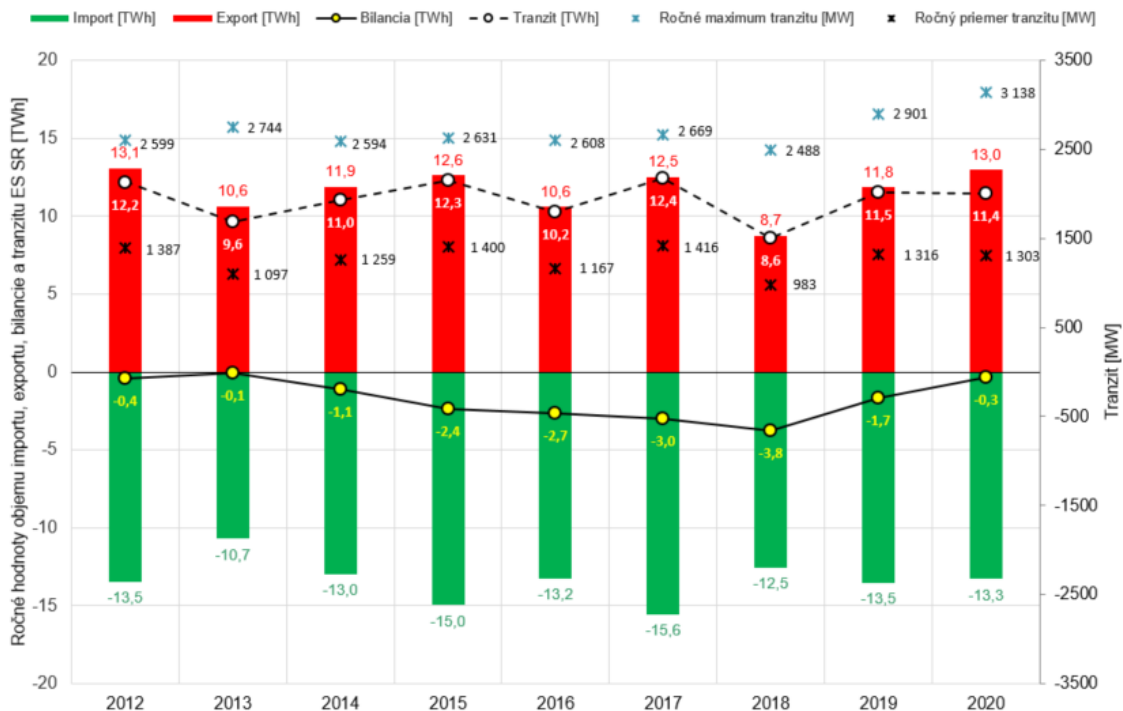
Obr. 1.5 Štruktúra výroby elektriny v ES SR v roku 2020

Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny v ES SR sa v roku 2020 prakticky nezmenil a dosiahol hodnotu 7 715,7 MW.

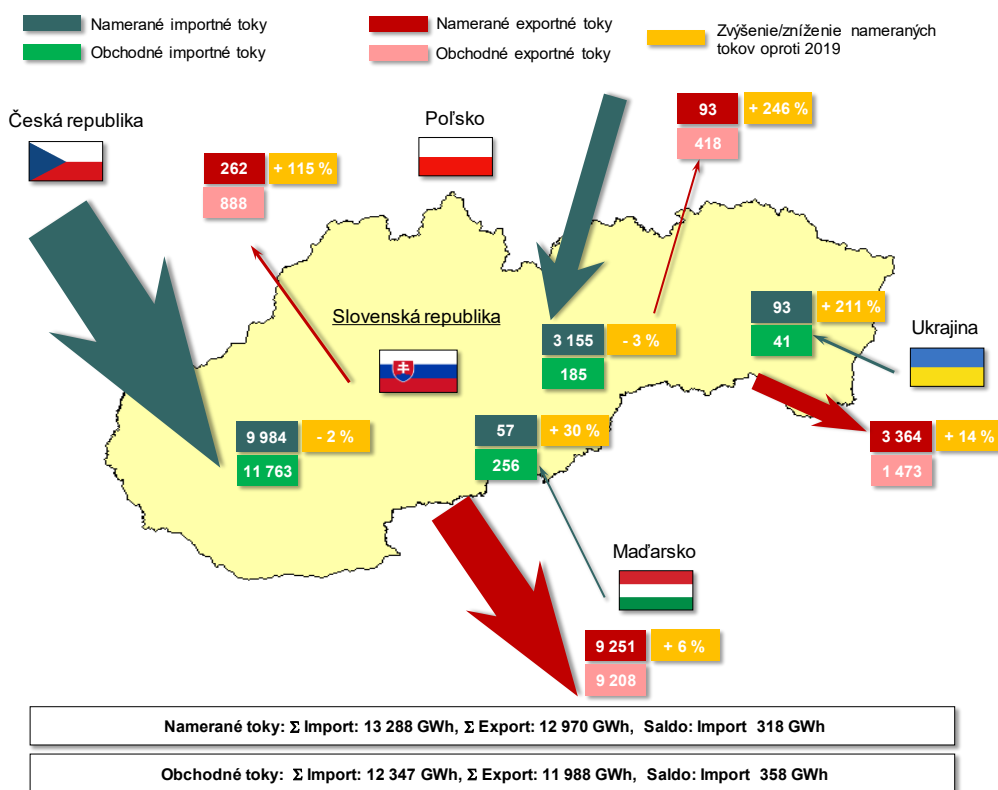
1.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny

PS SR je vzhľadom na svoju polohu a rozloženie cezhraničných prepojení zaťažovaná neplánovanými cezhraničnými tokmi elektriny, následkom čoho sa zvyšujú nároky na prevádzkovateľa PS v súvislosti so zaistením prevádzkovej bezpečnosti a spoľahlivosti sústavy.

V roku 2020 došlo v ES SR k zníženiu spotreby elektriny o 981 GWh a celkovému zvýšeniu výroby elektriny (+401 GWh) oproti roku 2019, a to najmä v PPC Malženice (+530 GWh), čo viedlo k poklesu importu pri cezhraničných prenosoch o 251 GWh. Export narástol o 1 131 GWh a celková bilancia, ktorá má stále importný charakter, klesla o 1 382 GWh (obr. 1.6).



Obr. 1.6 Ročné objemy nameraných importných a exportných tokov elektriny na cezhraničných profiloch PS SR za roky 2012 – 2020



Obr. 1.7 Namerané a obchodné cezhraničné prenosy za rok 2020

V roku 2020 sa opakovala situácia s dominantnými importnými tokmi na cezhraničných profiloch SK-CZ a SK-PL. Exportné toky boli prevládajúce na SK-HU a SK-UA profiloch.

Z dôvodu nízkych rozdielov tokov na cezhraničných profiloch SK-HU, SK-UA a SK-CZ v smere dominantných tokov, tranzit cez PS SR klesol iba o 87 GWh (obr. 1.6) a zároveň bolo zaznamenané historicky najvyššie ročné maximum tranzitu od roku 2009 (3 138 MW), pri porovnateľnom priemernom ročnom tranzite a ročnom objeme tranzitu s rokom 2019.

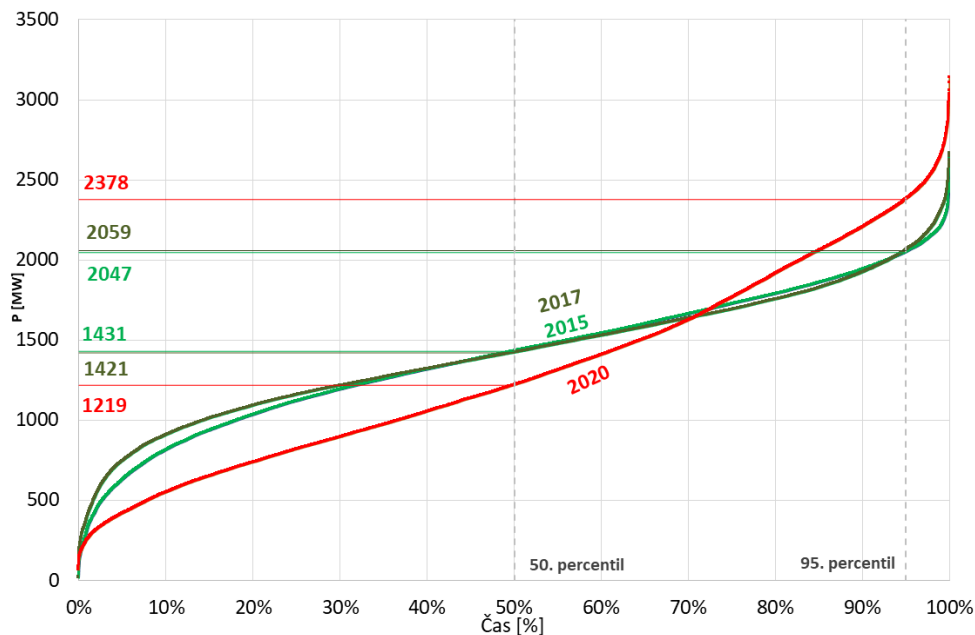
Je možné tiež pozorovať (obr. 1.7.), že dochádza k relatívne veľkému nárastu tokov na profiloch SK-PL, SK-CZ a SK-UA v minoritnom smere objemu prenesenej elektriny, t.j. SK->PL, SK->CZ a UA->SK. Analýzou týchto profilov a uvedených smerov toku výkonu bol zistený nárast viac ako 100 % preneseného objemu elektriny oproti predchádzajúcim rokom (tab. 1.2). V prípade tokov z UA na SK však nedochádza ku kontinuálnemu nárastu za celé sledované obdobie. V roku 2020 bol nameraný najvyšší tok z UA, a to vo výške 590 MW. Najvyšší nárast preneseného objemu elektriny v exportnom smere bol zaznamenaný na SK-PL profile. Kým v rokoch 2018 a 2019 boli tieto objemy na úrovni približne 28 GWh, resp. 27 GWh, v roku 2020 dosiahol objem exportu elektriny hodnotu 93 GWh, čo je navýšenie takmer o 245 %. Je však potrebné dodať, že ide o veľmi nízke hodnoty tokov výkonu v porovnaní s importom na rovnakom profile (3,1 TWh), takže nie je možné konštatovať začiatok výrazného trendu zvýšenia objemov prenesenej elektriny na SK-PL profile.

Tab. 1.2 Objem prenesenej elektriny a doba trvania tokov výkonu na vybraných profiloch v minoritnom smere

Rok	UA→SK		SK→CZ		SK→PL	
	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]
2016	655	65	218	89	59	3
2017	306	10	52	21	3	0,35
2018	1 246	170	290	109	295	28
2019	350	30	149	122	292	27
2020	710	93	187	262	829	93

Maximálny okamžitý prenesený výkon na SK-PL profile v smere do PL sa pohyboval od 86 MW v roku 2017 až po 510 MW v roku 2020. Tento stúpajúci trend 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. Hodnota 95. percentilu tranzitných tokov cez PS SR sa zvýšila v roku 2020 približne o 16 % v porovnaní s rokom 2017. Naopak hodnota mediánu sa znížila približne o 16 % oproti rokom 2015 a 2017, v ktorých bola priemerná hodnota najvyššia spomedzi sledovaných rokov (obr. 1.8).



Obr. 1.8 Krivky trvania tranzitných výkonov v PS SR pre roky 2015, 2017 a 2020

Ako už bolo spomenuté, v ES SR ako aj v okolitých ES, došlo v období prvej polovice roku 2020 v dôsledku proti-epidemických opatrení proti šíreniu COVID-19 a zníženia priemyselnej výroby k poklesu zaťaženia. Z tohto dôvodu mohlo byť v uvedenom období ekonomicky výhodnejšie pokryť zaťaženie importom než výrobou na zariadeniach na výrobu elektriny v danej ES.

Tranzitné toky definované ako menšia hodnota z importných a exportných tokov v ES SR, spôsobujú zvýšené nároky PPS na zaistenie plnenia základného bezpečnostného kritéria N-1 v ES SR. Možnými príčinami ich vzniku 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 a postupné odstavovanie jadrových a uhoľných elektrární v DE.
- Náhle zmeny vyrábaného výkonu fotovoltických 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.
- Pokryvanie 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.

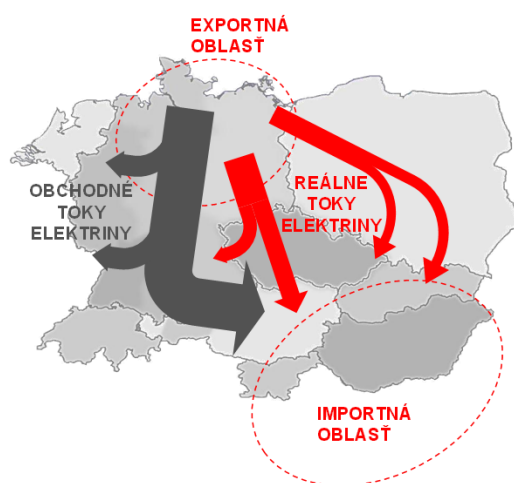
Nežiaduce dôsledky neplánovaných tokov elektriny, ktorým SEPS ako prevádzkovateľ PS musí čeliť, sú:

- veľké rozdiely medzi reálnymi a plánovanými tokmi elektriny,
- stanovenie 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 čiastočné zníženie bezpečnosti a/alebo spoľahlivosti prevádzky danej časti PS SR a zvýšenie nákladov na prevádzku sústavy.



Obr. 1.9 Ilustračné zobrazenie kruhových tranzitných tokov v regióne CCE

Za účelom minimalizácie vplyvov neplánovaných tranzitných tokov elektriny na bezpečnosť prevádzky prepojených PS, je v pracovnej skupine „CORE CCR Project“ ENTSO-E, kde je združených 16 PPS, vyvíjaná metodika tzv. flow-based výpočtu alokácie cezhraničných prenosových kapacít. Proces jej implementácie je aktuálne v testovaní a nasadenie do reálnej prevádzky sa očakáva v priebehu roka 2022.

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

Dobрым koncepčným rozvojovým krokom za účelom znižovania tranzitných tokov, je taktiež dlhodobou 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. V konečnom dôsledku by sa objemy a smer reálnych tokov elektriny mali výrazne priblížiť obchodným tokom elektriny.

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).

Pri dodržiavaní vyrovnanej výkonovej bilancie sa aj v roku 2020 v menšom rozsahu opakovali javy z roku 2017, 2018 a 2019, ktoré nastávali pri vyšších cenách za elektrinu ako za odchýlku. – vedome spôsobená odchýlka alebo odchýlka spôsobená zmenou ceny elektriny po výpadku. Týmto spôsobom vznikla v rámci dňa 2.12.2020 odchýlka sústavy, ktorú SEPS naprávala nasadením časti PpS. Výška regulačnej elektriny medzi 16:00 – 19:00 hod. dosahovala úroveň 250 – 550 MW.

V roku 2018 začali v prepojenej sústave ENTSO-E vznikať väčšie odchýlky frekvencie, (viac ako ± 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 2020.

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.

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 odborných 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.

1.4 Realizácia investičných zámerov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku 2020

V roku 2020 pokračovala výstavba významných medzinárodných projektov cezhraničných prepojení prenosových sústav Slovenska a Maďarska, projektov spoločného záujmu podľa Nariadenia európskeho parlamentu a rady (EÚ) č. 347/2013, a to „Vedenie 400 kV Gabčíkovo – št. hr. SK/HU – Veľký Ďur“ a „Vedenie 400 kV Rimavská Sobota – št. hr. SK/HU“. Vzhľadom na nepredvídateľnosť vývoja situácie v súvislosti s pandémiou COVID-19,

bol priebeh realizačných prác v oneskorení, čo viedlo k omeškaniu uvedenia predmetných vedení do komerčnej prevádzky oproti plánovanému termínu 31.12.2020 (v komerčnej prevádzke sú od 5.4.2021). V roku 2020 pokračovala aj realizácia súboru stavieb „Transformácia 400/110 kV Bystričany“. Do prevádzky bol uvedený transformátor T401 a vedenie 2x400 kV Križovany – Bystričany, s jedným poťahom prevádzkovaným ako 220 kV vedenie V274.

Spomedzi ďalších významných projektov prevádzkovateľa PS je potrebné spomenúť aj prebiehajúce projektové a inžinierske práce na projekte súboru stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“, ktorý je spojený s prechodom ESt Senica z napäťovej hladiny 220 kV na 400 kV. V rámci projektu bude v ESt Senica realizovaná aj výstavba kompenzačných tlmiviek. Z pohľadu navyšovania kompenzačného výkonu v PS SR je v realizácii projekt výstavby dvoch skupín kompenzačných tlmiviek v ESt Liptovská Mara (3x15 MVar) a vo fáze výberu realizátora projektových a inžinierskych činností sú projekty „Výmena transformátora T401 a kompenzačné tlmivky v ESt Varín“ a „Výmena transformátora T402 a inštalácia kompenzačných tlmiviek v ESt Podunajské Biskupice“. S cieľom udržať spoľahlivé napájanie odberateľov OFZ a SSD z PS, je v realizácii investičný projekt obnovy rozvodne 220 kV v ESt Sučany. V roku 2020 začala v spolupráci so SSD príprava projektu „Súbor stavieb – Transformácia 400/110 kV ESt Ladce“ a v spolupráci so ZSD príprava projektu „Súbor stavieb – Transformácia 400/110 kV Vajnory“ pre zabezpečenie spoľahlivého zásobovania dotknutých regiónov.

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

Významnými investičnými projektami prevádzkovateľa PS, ktorých realizácia bola v roku 2020 ukončená, sú projekty „Výmena T401, T402 a diaľkové riadenia v ESt Spišská Nová Ves“ a „Diaľkové riadenie a výmena transformátora T404 v ESt Podunajské Biskupice“.

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, ktorý bude v priebehu roka 2021 dostupný na webovom sídle prevádzkovateľa prenosovej sústavy, a zohľadňujú tiež aktuálny vývoj v sektore elektroenergetiky SR.

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

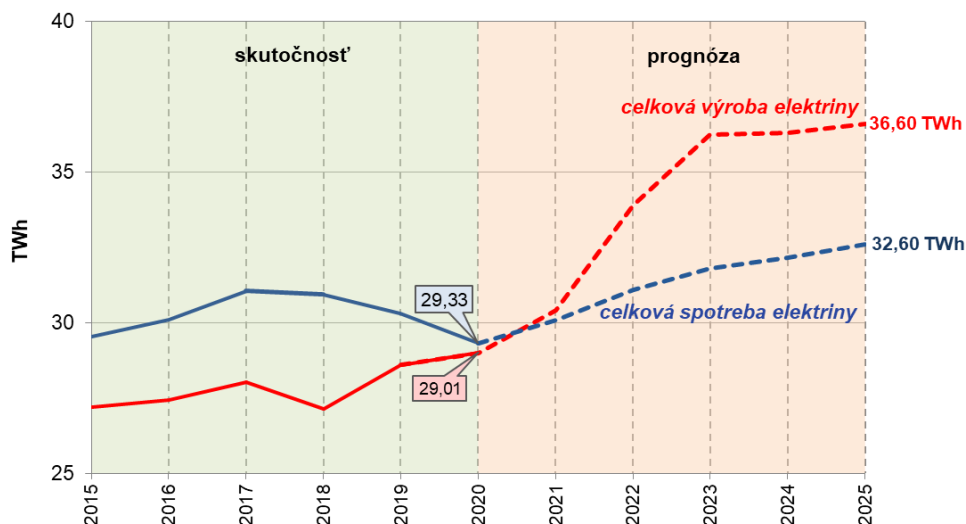
- vývoj spotreby elektriny,
- pripájanie nových kapacít na výrobu elektriny, ako aj vyradovanie kapacít s ukončenou dobou životnosti,
- dostupnosť primárnych palív a ich cenový vývoj na svetových trhoch,
- vývoj cien na trhu s elektrinou,
- vývoj cien v oblasti nových technológií na výrobu elektriny,
- neistoty súvisiace s vývojom výšky poplatkov za emisie skleníkových plynov, predovšetkým CO₂,
- doba návratnosti vložených investičných prostriedkov pri realizácii projektov v elektroenergetike,
- stabilita podnikateľského prostredia a regulačného rámca,
- 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,
- 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 Integrovaného národného energetického a klimatického plánu (INECP) SR. Predpokladá zvyšovanie energetických úspor a efektivity, nové typy spotreby, ako aj rozvoj elektromobility.

Krátkodobý výhľad spotreby elektriny je ovplyvnený očakávaným poklesom tvorby HDP v národnom hospodárstve vplyvom dopadov pandémie COVID-19.



Obr. 2.1 Skutočnosť a prognóza celkovej spotreby elektriny a očakávanej výroby elektriny v SR (2015 – 2025)

2.2 Výroba elektriny



Obr. 2.2 Hlavné faktory ovplyvňujúce výrobu 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 vplyvať 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 na inštalovanom výkone a na celkovej výrobe elektriny v SR.

Jadrové elektrárne

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

V roku 2020 došlo počas plánovanej odstávky 2. bloku EMO k zvýšeniu jeho inštalovaného výkonu z hodnoty 470 MW na hodnotu 501,44 MW. S rovnakým zvýšením sa uvažuje v roku 2021 aj v prípade EMO 1.

Podľa aktuálneho harmonogramu sa predpokladá zaváženie paliva do konca roku 2021. a následné spustenie 3. bloku EMO do prevádzky. S časovým odstupom dôjde k uvedeniu bloku EMO 4 do prevádzky. Výkon oboch blokov bude postupne zvyšovaný až na 2x530 MW.

Infraštruktúra pre pripojenie nových blokov do PS je už vybudovaná. Blok č. 3 je do PS pripojený od konca roku 2017, zatiaľ pre potreby odberu elektriny.

Fosílna elektrárne

Zdroj PPC Malženice, s inštalovaným výkonom 430 MW, bol v roku 2020 prevádzkovaný v dennom cykle od 6:00 do 22:00 v pásme dodávky elektriny 380 MW s rezervou na PpS. Oproti roku 2019 vzrástla ročná doba prevádzky zdroja o cca 1500 hodín a produkcia elektriny vzrástla o cca 530 GWh. V súčasnosti je toto zariadenie na výrobu elektriny prevádzkované nepretržite v pásme 380 MW aj počas nepracovných dní.

Zdroj	Inštalovaný výkon [MW]	Rok uvedenia do prevádzky	Prevádzka				Výhľad			
			2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Jadrové elektrárne										
EBO V2 bl.3	500	1984								
EBO V2 bl.4	500	1985								
Mochovce 1	470	1998								
Mochovce 2	470	1999								
Mochovce 3	471	2021								
Mochovce 4	471	2023								
Fosílna elektrárne										
Vojany 1-5	110	2001								
Vojany 1-6	110	2001								
Nováky A - TG11+FK	28	1996								
Nováky A - TG12	18	2004								
Nováky B-1	110	1964								
Nováky B-2	110	1964								
Tepláreň Bratislava	50	1953								
Tepláreň Košice	104	1967								
Tepláreň Žilina	50	1967								
Tepláreň Zvolen	35	1956								
Tepláreň Martin	42	1955								
PPC Bratislava	218	1998								
PPC Levice	87	2007								
PPC Malženice	430	2011								
ST1 Panické Dravce	50	2010								
DG 3x32 MW	96	2010								
PPC Považská Bystrica	64	2011								
ST Tp Bratislava II	58	2012								
Nové OZE	cca 1 200 *									
Vodné elektrárne a PVE										
VE vrátane PVE a MVE	2 542									
Nové VE	cca 130 *									

* - INECP



Obr. 2.3 Obdobie prevádzky súčasných a plánovaných väčších výrobných jednotiek

Prevádzka hneďouhoľnej 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 výstavba zariadenia na výrobu a dodávku tepla pre daný región po roku 2023.

Pôvodný zámer, ukončiť v roku 2021 prevádzku zvyšných 2 blokov elektrárne Vojany (2x110 MW) z dôvodu nerentabilnej prevádzky a dodatočných investičných nákladov

pre zmenu pripojenia do ES SR, prevádzkovateľ tohto zariadenia na výrobu elektriny stále prehodnocuje. V súčasnosti prebieha v elektrárni skúšobná prevádzka spaľovania tzv. tuhého druhotného paliva až do výšky 95% do konca tohto roka podľa rozhodnutia vecne príslušného orgánu. V prípade úspešnosti skúšobnej prevádzky sa predpokladá ďalšie pokračovanie výroby elektrickej energie v tejto elektrárni, kde dĺžka prevádzky bude závisieť od stavu a prevádzkyschopnosti samotnej technológie ako aj legislatívno-regulačného rámca.

Vodné elektrárne

V súčasnosti nie je rozpracovaná žiadna väčšia investícia, ktorá by výrazným spôsobom zmenila, resp. ovplyvnila podiel VE v zdrojovom mixe SR.

Ostatné zariadenia na výrobu elektriny

V súčasnej dobe a ani za uplynulých 5 rokov neviduje SEPS záujem o výstavbu významného zariadenia na výrobu elektrickej energie (cca 50 MW a viac). 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. Dá sa očakávať, vzhľadom na zvýšený tlak v oblasti efektívneho a ekologického spracovania odpadu, 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.

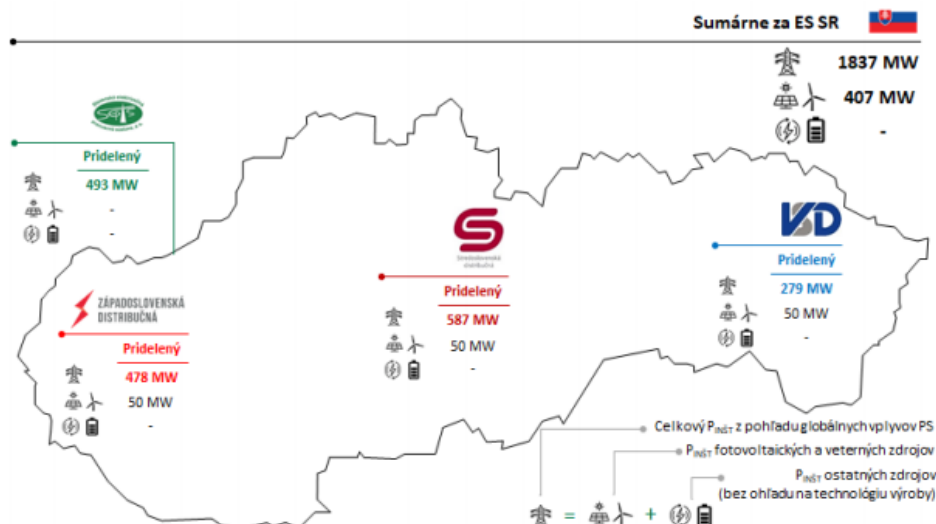
Obnoviteľné zdroje energie

Spoločnosť SEPS v spolupráci s prevádzkovateľom PS v Maďarsku uviedla dňa 05.04.2021 do komerčnej prevádzky nové vedenia 2x400 kV Veľký Ďur – Gabčíkovo – Gönyű a 1x400 kV Rimavská Sobota – Sajóivánka. Spreádzkovaním vedení došlo k odstráneniu úzkeho miesta v PS SR z pohľadu priepustnosti sústavy a bola ním vytvorená voľná kapacita pre pripájanie nových zariadení na výrobu elektriny do ES SR .

Na základe uvedeného, prevádzkovatelia regionálnych distribučných sústav v spolupráci s PPS a Ministerstvom hospodárstva SR pristúpili k uvoľneniu obmedzenia pre pripájanie nových zdrojov do ES SR. Zároveň boli prevádzkovateľom PS na základe analýz, simulácií a výpočtov, stanovené hraničné hodnoty voľného inštalovaného výkonu zdrojov, ktoré je možné pripojiť do ES SR. Posudzované bolo hľadisko priepustnosti a flexibility ES SR.

Celkový voľný inštalovaný výkon zdrojov, ktoré je možné v súčasnosti do ES SR pripojiť, bol zo strany PPS stanovený na 1 837 MW. Nakoľko FVE a VTE sú zdroje s vysokou fluktuáciou výroby elektriny, PPS musí na ich prevádzku zabezpečiť dostatočné množstvo podporných služieb. Za účelom zaistenia bezpečnosti prevádzky ES SR bola PPS stanovená maximálna hodnota inštalovaného výkonu pre variabilné OZE na 407 MW za celú SR.

MH SR v spolupráci s PPS, RPDS a ÚRSO aktívne pristupuje k hľadaniu technických a legislatívnych riešení, ktoré by umožnili zvýšiť inštalovaný výkon aktuálne vyhradený pre variabilné OZE. Zvyšovanie flexibility je tiež jednou z hlavných oblastí, ktoré plánuje MH SR podporiť v rámci Plánu obnovy a odolnosti SR s cieľom umožniť zvyšovanie podielu OZE na výrobe elektriny v súlade s záväzkami SR v oblasti energetiky a klímy.



Obr. 2.4 Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny s právom na podporu na rok 2020¹

Závazný 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 podielu OZE 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).

V ďalších častiach tejto správy je uvažované s inštalovaným výkonom OZE podľa predpokladov PPS, ktoré sa v celkových hodnotách inštalovaného výkonu OZE približujú hodnotám podľa návrhu INECP SR.

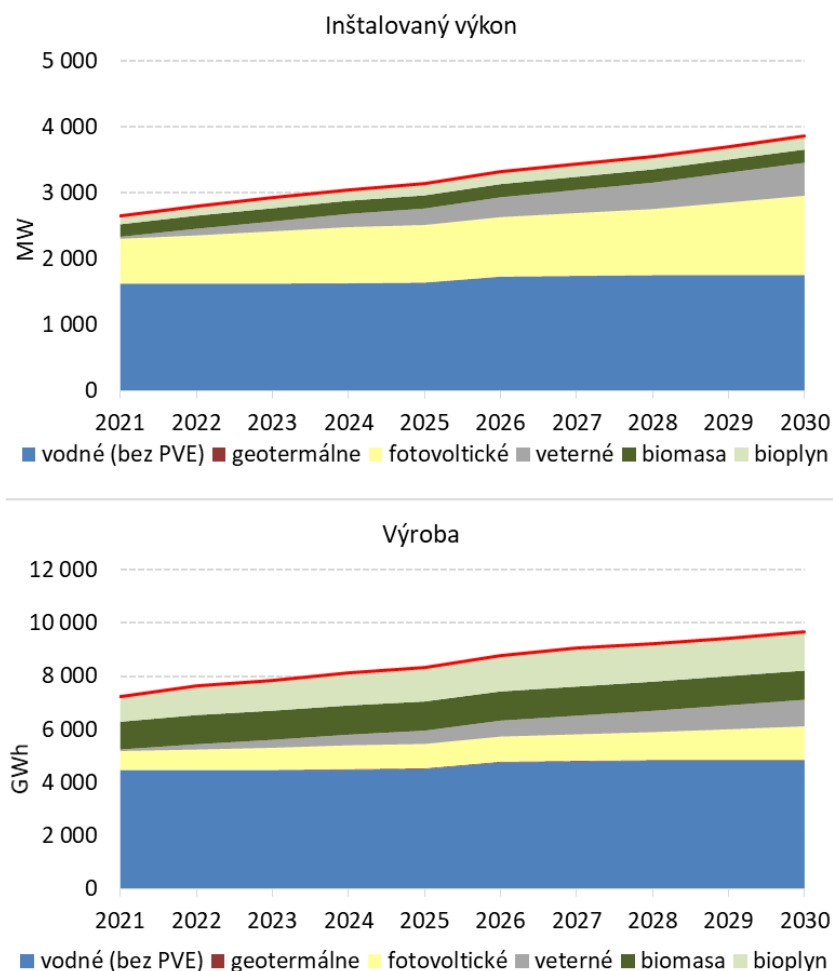
Vyššie uvedené zmeny, predovšetkým komerčná prevádzka blokov č. 3 a 4 JE Mochovce, výrazne zmenia výkonovú bilanciu Slovenska. V období rokov 2007 až 2020 mala ES SR importný charakter. K zmene salda na exportné dôjde už po uvedení 3. bloku JE Mochovce do komerčnej prevádzky.

Vzhľadom na súčasný harmonogram uvedenia blokov č. 3 a 4 JE Mochovce do prevádzky, si situácia pravdepodobne nebude vyžadovať realizáciu zásadných opatrení pre zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR.

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

Referenčný scenár	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Celková spotreba elektriny	30,3	29,3	30,1	31,1	31,8	32,2	32,6
Celková výroba	28,6	29,0	30,4	33,9	36,2	36,3	36,6
Bilančné saldo (výroba – spotreba)	-1,7	-0,3	0,3	2,8	4,4	4,1	4,0
Bilančné saldo (%)	-5,6 %	-1,1 %	+1,1 %	+9,0 %	+13,9 %	+12,8 %	+12,3 %

¹ <https://www.sepsas.sk/sk/technicke-udaje/instalovany-vykon/>



Obr. 2.5 Predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu a výroby elektriny z OZE v SR podľa INECP v období do roku 2030

2.3 Podporné služby

V oblasti dostatočnosti požadovaného objemu PpS dochádza medziročne k jej zlepšovaniu aj vďaka opatreniam prijímaným na strane prevádzkovateľa PS. V niektorých mesiacoch roka však tento objem PpS nebol naplnený. Dôvody sú nasledovné:

- 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 poklesu výkupných cien silovej elektriny na burze pod ich prevádzkové náklady,
- extrémne výkyvy počasia.

Nároky na PpS sa od ich obchodného vzniku v roku 2004 postupne zvyšujú. S nárastom inštalovaného výkonu vo FVE sa zvýšila požiadavka na objem PpS, schopných reagovať na rýchle zmeny v sústave (predovšetkým TRV3MIN). Dostatočný objem PpS je potrebné zabezpečiť zariadeniami na výrobu elektriny s adekvátnymi regulačnými schopnosťami alebo dovozom zo zahraničia.

V regulačnej oblasti SR sa pre potreby zabezpečenia dostatočného množstva PpS využívajú aj regulácia na strane spotreby elektriny, a to terciárna regulácia zníženie odoberaného výkonu vybraného odberateľa elektriny (ZNO) a terciárna regulácia zvýšenie odoberaného výkonu vybraného odberateľa elektriny (ZVO).

Tab. 2.2 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 a doplnení niektorých zákonov vždy do 30.9. aktuálneho roku. Veľkosti požadovaných objemov PpS a ich pokrytie sa ďalej upresňujú a optimalizujú na dennej báze.

Tab. 2.2 Vážené priemery podporných služieb v rokoch 2005 - 2021 [MW]

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

Z vyhodnotenia pokrývania disponibilít PpS v roku 2020 bol evidovaný (rovnako ako v roku 2019) predovšetkým pretrvávajúci nedostatok kladnej, ako aj zápornej terciárnej regulácie výkonu (TRV15MIN+/TRV15MIN-) vo výške 28,1 %, resp. 9,0 % z požadovaného objemu.

Pri pokrývaní požadovaného rozsahu primárnej regulácie (vrátane garantovaného výkonu PRV± zo zahraničia) a sekundárnej regulácie bol zaznamenaný nedostatok vo výške 0,1 % a 1,7 % z požadovaného obchodne uznaného objemu. Ostatné TRV v kladnom aj zápornom smere boli pokryté na 100%, okrem TRV3MIN+ a ZNO kde boli zaznamenané len malé odchýlky medzi plánom a skutočnosťou, a to vo výške 0,2 % a 2,9%.

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 nahradená spoločným systémom s názvom International Grid Control Cooperation (IGCC). Spoločnosť SEPS sa do spolupráce v IGCC pripojila dňa 13.5.2020.

Predpokladaná disponibilita PpS

Vyhodnotenie predpokladanej disponibilít PpS v roku 2025 vychádza z analýzy výsledkov optimalizácie pravdepodobného nasadenia dostupných výrobných jednotiek na základe ich technicko-ekonomických predpokladov a obmedzení pre pokrývanie predpokladaného zaťaženia v hodinovom rozlíšení, tzv. market-simulácia.



Obr. 2.6 Predpokladaná disponibilita PpS v týždenných maximách zaťaženia v roku 2025

Z analýzy disponibilít jednotlivých PpS vyplýva, že požadovaný objem PpS pre pokrytie všetkých predpokladaných požiadaviek v rámci 52 týždňov v roku 2025 nebude možné zabezpečiť na 100 %.

V roku 2025 (obr. 2.6) je možné pozorovať výrazné zvýšenie maximálnych požiadaviek na PpS, predovšetkým pre točivé rezervy SRV+/aFRR+ a SRV-/aFRR-. Hlavný dôvod ich výrazného zvýšenia je nárast inštalovaného výkonu vo FVE a VTE v roku 2025 podľa INECP. Maximálne požiadavky na PpS boli vypočítané podľa metodiky uvedenej v Dokumente F TP SEPS.

Analýzy disponibility vychádzajú z maximálnych požiadaviek na PpS identifikovaných v maximách zaťaženia sústavy. Požiadavky na PpS sú však v reálnej prevádzke optimalizované na dennej báze s ohľadom na skutočnú potrebu PpS, preto vzniknuté deficity môžu byť oveľa nižšie, prípadne nemusia v niektorých týždňoch vôbec nastať.

Možnými riešeniami pre zaistenie dostatočnosti PpS by mohli byť:

- zníženie hodnoty inštalovaného výkonu, od ktorého majú byť zdroje elektriny povinne certifikované na PpS,
- úpravy/zníženie spodnej hranice regulačného výkonu, ktoré by umožnilo poskytovanie PpS aj distribuovanej výroby na lokálnej úrovni, napr. v podobe malých kogeneračných zdrojov elektriny,
- aktivácia jednotlivých druhov PpS na maximálnu možnú úroveň u certifikovaných zdrojov,
- optimalizácia požiadaviek na jednotlivé typy PpS z dôvodu portfólio efektu (agregácia výrobných a/alebo odberných zariadení, napr. využitím nových technológií výroby/spotreby elektriny, akými sú batériové úložiská, elektrolyzéry na báze vodíka a pod.),
- prehodnotenie potrebnej výšky požiadaviek na PpS zrealizovaním koeficientov obdobia a rozmiestnenia OZE, prípadne zavedenie nového koeficientu vplyvu OZE na ACE,
- alokovanie chýbajúcich objemov konkrétnych PpS zo zahraničia,
- pozitívne motivujúca cena za odchýlku,
- zahrnutie FVE a VTE medzi možných poskytovateľov PpS.

V nasledujúcom období sa bude pokračovať v zavádzaní zmien do praxe vyplývajúcich z nariadení Komisie (EÚ), predovšetkým z usmernenia v zmysle nariadenia č. 2017/2195 o zabezpečovaní rovnováhy v ES (Electricity Balancing Guideline – 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 – The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation). Ďalšou európskou platformou je platforma na výmenu regulačnej energie z rezerv na obnovenie frekvencie s manuálnou aktiváciou (MARI - Manually Activated Reserves Initiative).

Vstupom PPS SR do uvedených platforiem by malo vo všeobecnosti 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 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR

Prenosové kapacity na cezhraničných profiloch PS SR sú pridelené v niekoľkých časových rámcoch – na ročnej, mesačnej, dennej a vnútrodennej báze. Na pridelenie 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.

Pridelenie dlhodobých cezhraničných prenosových kapacít na profile PS SR (SEPS) s Poľskom (PSE), s Českou republikou (ČEPS) a s Maďarskom (MAVIR) prebiehalo v roku 2020 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 pridela SAP dlhodobé kapacitné práva v ročnej a mesačných aukciách.

Na dennej báze boli cezhraničné kapacity na profiloch SK/HU a SK/CZ pridelené implicitne v rámci procedúry štvorstranného Market couplingu medzi Českou republikou, Slovenskom, Maďarskom a Rumunskom (4M MC), ktorého prevádzka začala 19. novembra 2014. Prevádzka počas roka 2020 bola bez mimoriadnych prevádzkových stavov.

Cezhraničné kapacity na profile SK/PL boli na dennej báze pridelené prostredníctvom denných explicitných aukcií, ktoré vykonáva JAO.

Aukčná kancelária SEPS organizovala v roku 2020 pridelenie prenosových kapacitných práv na cezhraničnom profile SK-UA. Pridelenie cezhraničných prenosových kapacít sa uskutočňovalo formou mesačných a denných explicitných jednostranných aukcií podľa pravidiel zverejnených na webovom sídle www.sepsas.sk. Jednostranný spôsob pridelenia 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.

Tab. 2.3 Prehľad režimu pridelenia kapacít na cezhraničných profiloch SEPS v roku 2020

profil	ročná aukcia	mesačné aukcie	denné aukcie	vnútrodenné pridelenie
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

V roku 2018 začala príprava zavedenia spoločných aukcií prenosových kapacít na profile SK-UA. Cieľom je pridelenie kapacít na ročnej, mesačnej a dennej báze na základe spoločných aukčných pravidiel, pričom úlohu aukčnej kancelárie bude plniť Ukrenergo. Pridelenie cezhraničných kapacít formou spoločných aukcií zjednoduší prístup k cezhraničným kapacitám pre účastníkov trhu a je krokom k harmonizácii spôsobu pridelenia kapacít na cezhraničných profiloch SEPS. Podmienkou zavedenia spoločných aukcií je úprava príslušnej legislatívy na Ukrajinskej strane. V súvislosti s potrebnou úpravou Ukrajinskej legislatívy bola príprava zavedenia spoločných aukcií v roku 2020 pozastavená.

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. Vnútrodenné 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. Vnútrodenné pridelovanie kapacít na profile SK/PL bolo počnúc 19.11.2019 na žiadosť PSE dočasne prerušené. 4.2.2020 bolo pridelovanie opätovné spustené.

V súvislosti s nadobudnutím platnosti a účinnosti Nariadenia Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre pridelovanie kapacity a riadenie preťaženia (Nariadenie CACM) sa v budúcnosti očakáva výrazne širšie prepojenie denných a vnútrodenných trhov v rámci EÚ vedúce k vytvoreniu jednotného prepojenia týchto trhov, ktoré by umožnilo účastníkom trhu obchodovať elektrinu v rámci celej EÚ resp. EHP. Pre naplnenie tohto cieľa v rámci denného trhu je potrebné prepojiť dva veľké celky, v súčasnosti fungujúce ako prepojené denné trhy – 4M MC a tzv. Multi Regional Coupling (MRC), ktorý združuje krajiny západnej, severnej a južnej Európy. Spustenie jednotného integrovaného trhu do prevádzky je plánované v priebehu 2021.

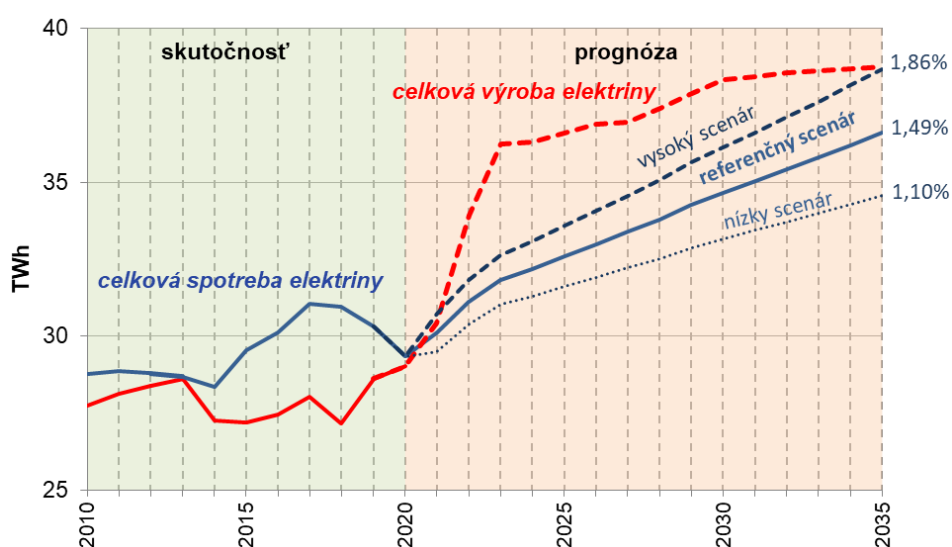
V priebehu Q1 2020 bol zo strany SEPS úspešne realizovaný prístupový proces k celoeurópskemu projektu pre jednotné vnútrodenné obchodovanie SIDC-XBID. Implementácia a testovanie riešenia pre implicitné priebežné obchodovanie v rámci vnútrodenného trhu na báze SIDC-XBID je na hraniciach ponukovej oblasti 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 2035

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“, ktorú pre potreby SEPS spracoval EGÚ Brno, a.s., v roku 2020. V nasledujúcich rokoch sa uvažuje s rastúcim trendom spotreby elektriny so zohľadnením veľkosti vlastnej spotreby pre očakávaný vývoj výrobnéj základne.

Predpokladaný vývoj celkovej výroby elektrickej energie do roku 2035 je výsledkom tzv. market simulácie celoeurópskeho modelu.



Obr. 3.1 Prognóza vývoja celkovej spotreby elektriny na Slovensku v rokoch 2020 až 2035 (priemerný rast do roku 2035 vzťahujúci k roku 2019)

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

Scenár	Skutočnosť						Prognóza		
	2010	2015	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Nízky scenár							31,62	33,17	34,56
Referenčný scenár	28,76	29,55	31,06	30,95	30,31	29,33	32,60	34,65	36,62
Vysoký scenár							33,59	36,13	38,67

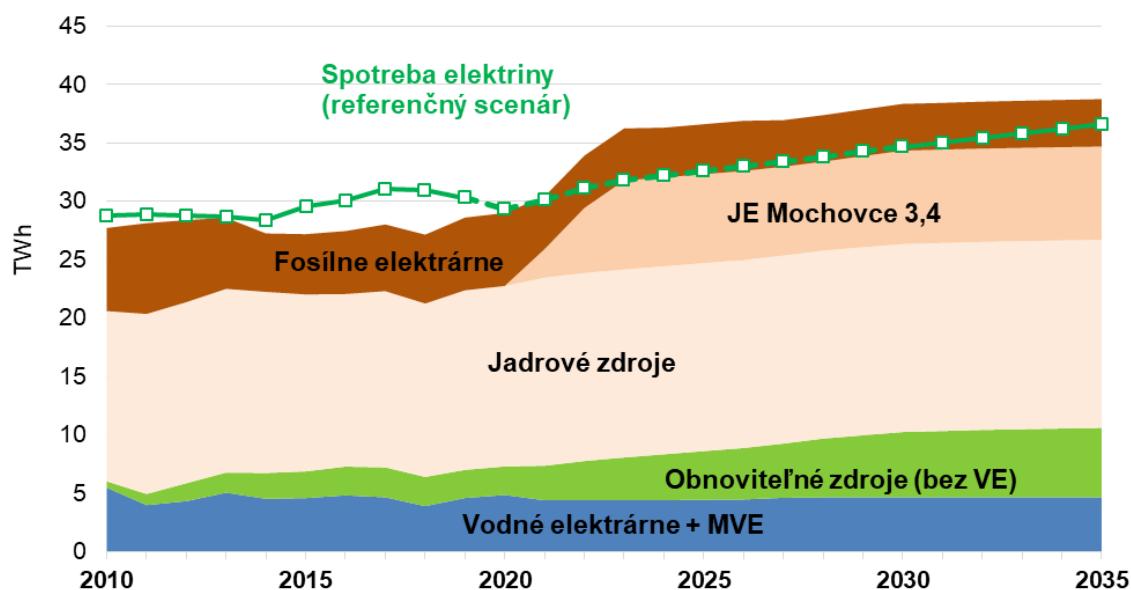
Analýza zabezpečenia dodávok elektriny v SR do roku 2035 vychádza z predpokladov prognózy spotreby elektriny a aktualizovaného očakávaného vývoja disponibilnej výroby elektriny v zariadeniach na výrobu elektriny v SR. Na základe predpokladov PPS sa v očakávanom zdrojovom mixe ES SR predpokladá dostavba a uvedenie blokov č.3 a 4 JE Mochovce do prevádzky, prevádzka existujúcich zariadení na výrobu elektriny vrátane PPC Malženice a rozvoj OZE podľa príspevku SR k cieľom EÚ do roku 2030. 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 disponibilná výroba elektriny prevyšovala od roku 2021 očakávanú spotrebu elektriny v SR. Veľkosť prebytku disponibilného výkonu zariadení na výrobu elektriny na území SR bude závisieť aj od rozsahu výstavby ďalších nových výrobní.

Tab. 3.2 Predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny v SR do roku 2035 (TWh)

	Skutočnosť						Prognóza		
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Celková brutto spotreba	29,55	30,10	31,06	30,95	30,31	29,33	32,60	34,65	36,62
Celková výroba	27,19	27,45	28,03	27,15	28,61	29,01	36,60	38,34	38,75
Bilančné saldo*	-2,36	-2,65	-3,03	-3,80	-1,70	-0,32	4,00	3,69	2,14
Bilančné saldo (%)*	-8,0%	-8,8%	-9,8%	-12,3%	-5,6%	-1,1%	12,3%	10,7%	5,8%

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

Uvedením tretieho bloku JE Mochovce do prevádzky dôjde k zmene importného charakteru bilancie ES SR na exportný. V celom sledovanom období nie je uvažované s pravidelnou výrobou PPC Bratislava. Potenciálna výroba tohto zariadenia je 1 TWh. Pokiaľ bude toto významné zariadenie na výrobu elektriny znovu uvedené do pravidelnej prevádzky, celková výroba elektriny v SR vzrastie a s ňou úmerne aj bilančné saldo.



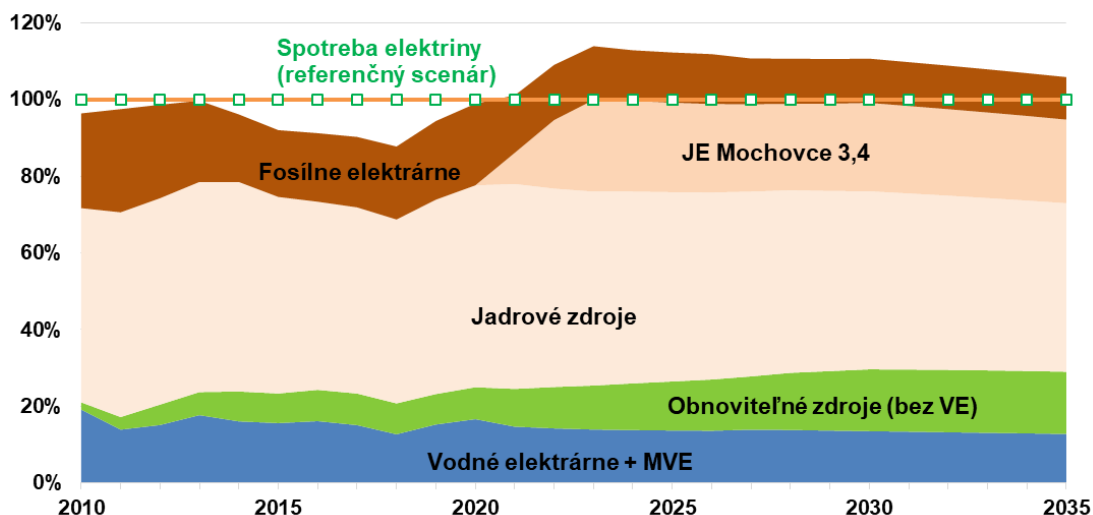
Obr. 3.2 Prognóza vývoja spotreby elektriny a jej pokrývania disponibilnou výrobou elektriny podľa očakávaného vývoja do roku 2035

Z uvedeného vyplýva, že pre dosiahnutie vyrovanej bilancie medzi spotrebou a výrobou do roku 2035, pri predpoklade dokončenia už rozostavaných výrobných kapacít a predpokladanej realizácie projektov OZE, nebude potrebná výstavba ďalších väčších elektrární.

Tab. 3.3 Prognóza vývoja podielu disponibilnej výroby elektriny podľa očakávaného vývoja na spotrebe elektriny SR v %

	2010	2015	2019	2020	2025	2030	2035
Bezuhlíkové technológie	71,7%	74,6%	73,9%	71,1%	99,2%	99,1%	94,8%
z toho: OZE + vodné	21,0%	23,3%	23,2%	21,7%	26,5%	29,6%	29,0%
z toho: jadrové	50,7%	51,3%	50,7%	49,3%	72,7%	69,5%	65,8%
Fosilne elektrárne	24,7%	17,4%	20,5%	21,3%	13,1%	11,5%	11,1%
Spolu	96,4%	92,0%	94,4%	92,4%	112,3%	110,7%	105,8%

SR má v súčasnosti podiel bezuhlíkovej výroby elektriny na úrovni 71,1 % celkovej spotreby elektriny. Podiel bezuhlíkových technológií v roku 2025 na predpokladanej spotrebe elektriny v SR môže po dostavbe EMO 3, 4 a naplnení cieľov výroby elektriny z OZE podľa INECP SR dosiahnuť až 99,2 %-ný podiel.



Obr. 3.3 Prognóza vývoja podielu disponibilnej výroby elektriny na spotrebe elektriny SR v %

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.

Zdrojová primeranosť je vyhodnocovaná na základe „market simulácie“ pravdepodobnostnými ukazovateľmi bezpečnosti, resp. primeranosti dodávok:

- trvanie nedodávky v hodinách za rok (LOLE - Loss Of Load Expectation),
- nedodanej energie v GWh/rok (EENS – Expected Energy Not Served).

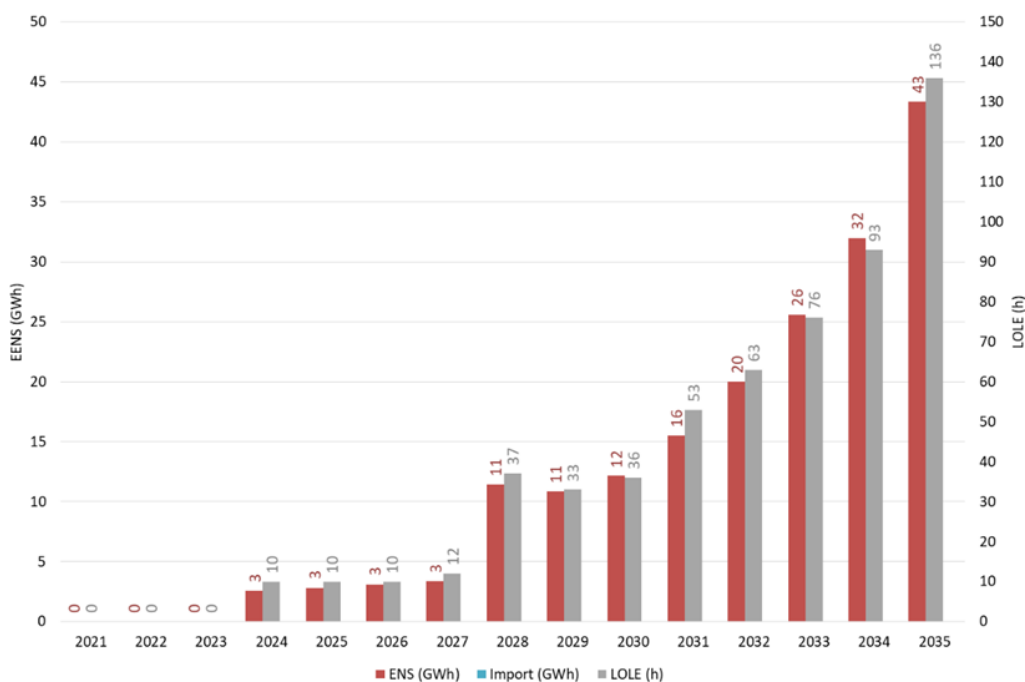
V zmysle Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou musí mať členský štát v prípade zavedenia kapacitných mechanizmov stanovený štandard spoľahlivosti (RS – Reliability Standard) minimálne v podobe cieľového trvania nedodávky, tzv. LOLERS. Nenulové hodnoty LOLE, resp. hodnoty vyššie ako stanovený štandard spoľahlivosti, indikujú neprimeranosť zdrojového mixu pokryť dopyt elektriny (predpokladanú spotrebu), resp. potvrdzujú existenciu deformácie trhu.

Vo všetkých uvažovaných časových horizontoch modelu celoeurópskej prepojenej prenosovej sústavy je v ES SR dostatok výkonu pre pokrytie predpokladaného zaťaženia (LOLE = 0 h/rok; EENS = 0 GWh/rok), resp. sústava má dostatočnú importnú schopnosť pokryť prípadný deficit importom elektriny zo zahraničia.

Pre stanovenie importnej závislosti ES SR v rámci hodnotenia primeranosti zdrojov boli všetky scenáre preverené aj pre prípad nedostupnosti importu, t. j. pre nulovú importnú kapacitu na cezhraničných profiloch sústavy SR. Pri analýze primeranosti zdrojov, tzv. izolovanej ES SR, bola preukázaná nedodávka, teda nenulové hodnoty LOLE a EENS. V takomto prípade by bola nedodávka elektriny v roku 2035 na úrovni 43 GWh v trvaní 136 hodín, čo predstavuje 1,6 % z celkového časového fondu roka.

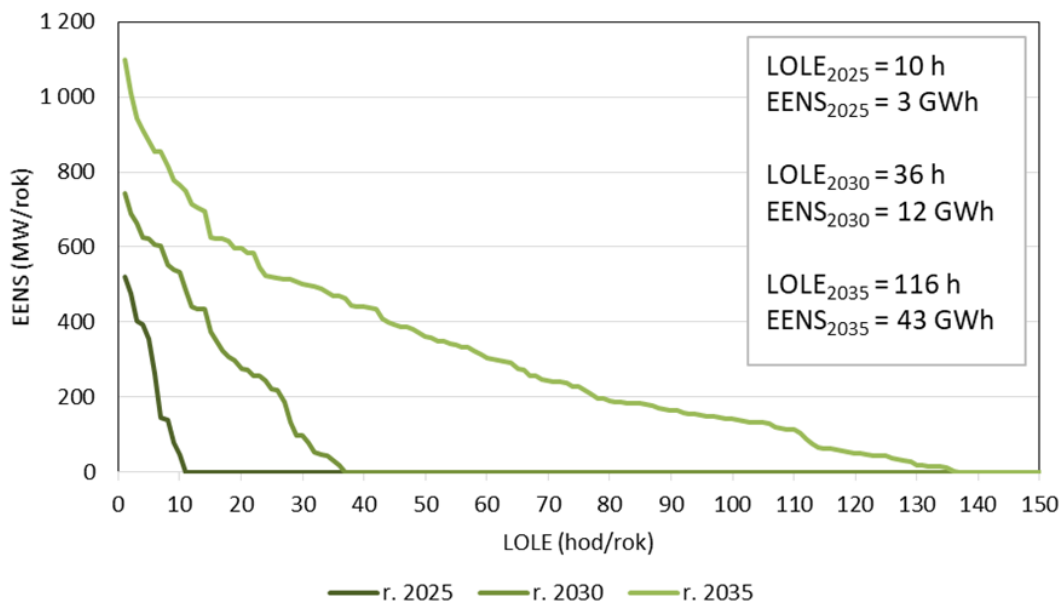
Nedodávka sa vyskytuje hlavne v čase, kedy dochádza súčasne k plánovanej údržbe jedného výrobného bloku a náhodného výpadku iného/-ých blokov. Ak by v uvedenom období

bol zabezpečený import elektriny vo výške nedodanej elektriny, tak EENS aj LOLE by boli nulové. Vzhľadom na výšku nevyhnutného importu a importné kapacity PS SR to nepredstavuje v uvedenom časovom horizonte riziko



Obr. 3.4 Zdrojová dostatočnosť ES SR v prípade nedostupnosti importu 2021-2035

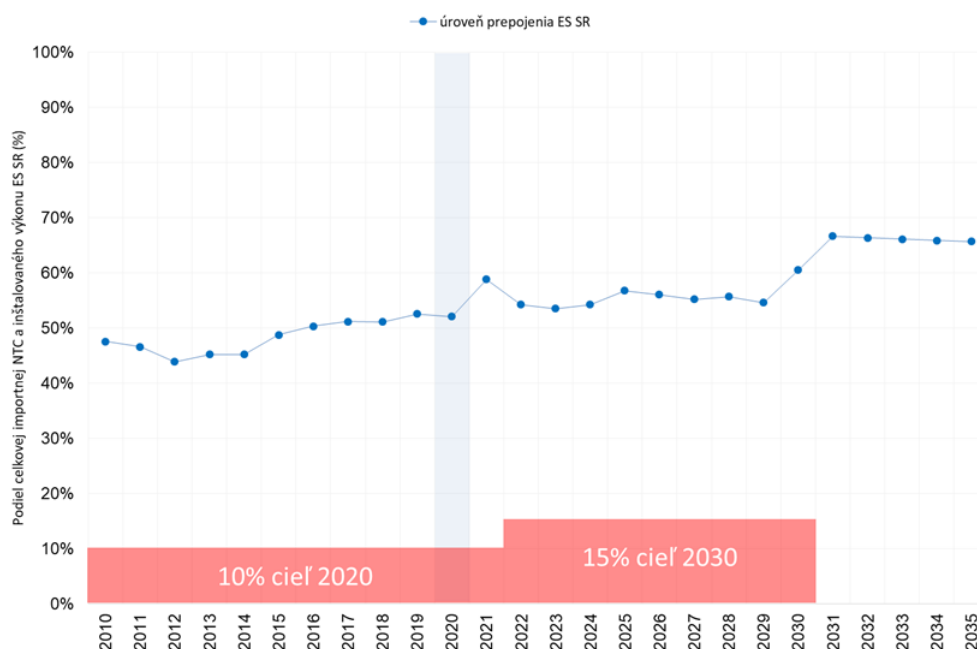
Zo závislosti veľkosti nedodaného výkonu od jeho trvania je možné teoreticky stanoviť, koľko pohotovového výkonu by bolo do sústavy potrebné pripojiť, aby bol pri uvažovaní izolovanej sústavy splnený štandard spoľahlivosti, ktorý by bol stanovený ukazovateľmi LOLERS prípadne hodnotou EENSRS pre prepojenú sústavu.



Obr. 3.5 Závislosť nedodaného výkonu od doby trvania

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 dosiahla úroveň prepojenia takmer 67 %. SR tak plní cieľ 10 % úrovne

prepojenosti prenosových sústav členských štátov Európskej únie do roku 2020 prijatých Radou EÚ v roku 2002 a tiež 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.



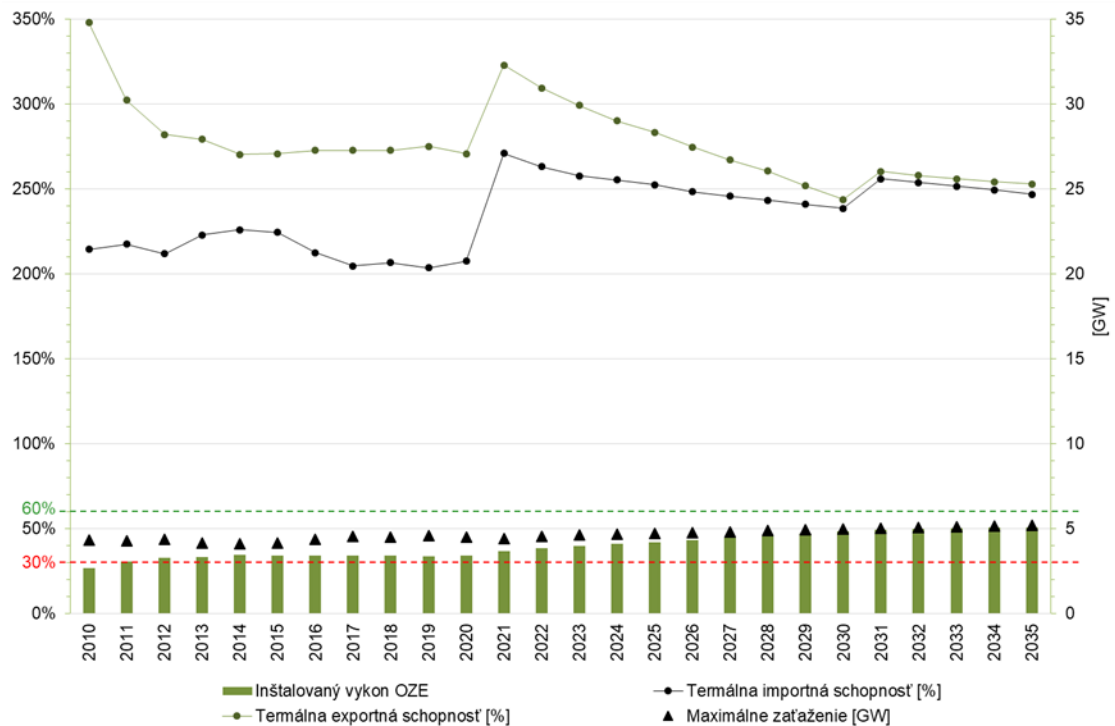
Obr. 3.5 Predpokladaný vývoj prepojenosti SR do roku 2035

SR plní aj 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 2035 úroveň prepojenosti viac ako 60 % pre očakávaný scenár, t. j. termálna importná schopnosť na úrovni 230 – 270 % predpokladaného maximálneho zaťaženia sústavy a termálna exportná schopnosť na úrovni približne 240 – 350 % 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 AT².

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.

²https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/TYNDP2020/Foropinion/TYNDP2020_Main_Report.pdf



Obr. 3.6 Predpokladaný vývoj indikatívnych parametrov prepojenosti SR do roku 2035

Z uvedeného je zrejmé, že 15 % cieľ do roku 2030, ako aj indikatívne parametre budú splnené. Cenový rozdiel medzi obchodnými zónami bude závisieť od vývoja situácie na trhu s elektrinou v sledovanom období do roku 2035.

4 Investičné zámery prevádzkovateľa prenosovej sústavy 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 2025, kedy už budú – až na niektoré výnimky – na hranici svojej technickej a morálnej životnosti, alebo za ňou. Mnohé z plánovaných investícií PPS na nasledujúce obdobie sa týkajú práve náhrady časti PS prevádzkovej na 220 kV napätovej hladine.

Významný vplyv na rozvoj PS 400 kV má najmä 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 nasmerovaný k exportnej bilancii SR (EMO 3,4, decentralizovaná výroba a OZE, po roku 2045 potreba nákladovo efektívnej náhrady za existujúce jadrové zdroje), čo má, resp. bude mať vplyv na zaťažovanie cezhraničných profilov exportnými tokmi. Rozširovanie a s tým spojené posilňovanie 400 kV PS, je okrem vyššie spomenutého postupného útlmu 220 kV PS podmienené investičnými zámermi existujúcich a potenciálnych nových užívateľov 400 kV PS, vývoja požiadaviek nižších napätových úrovní jednotlivých DS (predovšetkým z pohľadu decentralizovanej výroby), alebo vonkajšími vplyvmi, akými sú tranzitné toky. 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.

Rozvoj prenosovej infraštruktúry bude ovplyvnený aj útlmom svetovej ekonomiky v súvislosti s ochorením COVID-19, nakoľko aj SEPS čelí poklesu tržieb, resp. zisku, čo sa odzrkadlí na výške plánovaných investícií v najbližších rokoch.

Nasledujúce informácie o investičných zámeroch prevádzkovateľa PS vychádzajú z dokumentu Desiatročný plán rozvoja prenosovej sústavy na roky 2022 – 2031, ktorý bude verejne dostupný na webovom sídle SEPS v priebehu roka 2021. Informácie o vybraných projektoch SEPS sú dostupné aj v dokumente Ten Year Network Development Plan ENTSO-E, ktorého aktuálna verzia je dostupná na webovom sídle ENTSO-E³. Základné informácie o projektoch spoločného záujmu SEPS sú dostupné na webovom sídle MH SR⁴.

4.1 Vnútroštátne investičné zámery prevádzkovateľa PS

K hlavným investičným zámerom prevádzkovateľa PS patrí prechod elektrických staníc na ich diaľkovo riadenú a bezobslužnú prevádzku. Pri jej realizácii sú zohľadnené požiadavky na dostatočne dlhú bezporuchovú prevádzku zariadení s minimálnymi nárokmi na vykonávanie revízií a údržbových činností. PPS predpokladá, že po roku 2032 by mali byť všetky ESt vo vlastníctve SEPS prevádzkované v režime diaľkového riadenia.

³ <http://tyndp.entsoe.eu/>

⁴ <https://www.mhsr.sk/energetika/medzinarodna-spolupraca/projekty-spolocneho-zaujmu-pci>

V súvislosti s prechodom prevádzky PS z napät'ovej hladiny 220 kV na 400 kV prebiehajú v súčasnosti investičné projekty v ESt Bystričany a ESt Senica a pripravuje sa projekt výstavby novej ESt Ladce s transformáciou 2x 400/110/33kV, ktorá nahradí ESt Považská Bystrica s transformáciou 220/110 kV.

Prechod ESt Bystričany z transformácie 220/110 kV na transformáciu 400/110 kV je súčasťou súboru stavieb „Transformácia 400/110 kV Bystričany“. Tento súbor stavieb je spolufinancovaný z podporného fondu BIDSF, spravovaného Európskou bankou pre obnovu a rozvoj, ktorý je určený na zníženie dôsledkov predčasného odstavenia jadrovej elektrárne EBO V1 v Jaslovských Bohuniciach. Súčasťou tohto súboru sú nasledovné stavby:

- rozvodňa 400 kV Bystričany (zrealizované 2019),
- vedenie 2x400 kV Horná Ždaňa – lokalita Oslany,
- rozvodňa 400 kV Horná Ždaňa – rozšírenie (zrealizované 2019),
- vedenie 2x400 kV Bystričany – Križovany,
- rozvodňa 400 kV Križovany – rozšírenie (zrealizované 2019),
- transformácia 400/110 kV Bystričany – transformátory T401 a T402.

V roku 2020 bolo uvedené do prevádzky nové vedenie 2x400 kV Križovany – Bystričany, vybudované v koridore pôvodného 220 kV vedenia V274 Križovany – Bystričany. Jeden poťah tohto dvojitého vedenia je prevádzkovaný na napät'ovej hladine 220 kV ako vedenie V274. Ide o prechodný stav pred definitívnym ukončením prevádzky transformácie 220/110 kV v Bystričanoch, a to so zreteľom na časovo limitované čerpanie finančných prostriedkov z fondu BIDSF pre tento súbor stavieb. V konečnom stave budú obidva poťahy vedenia Bystričany – Križovany prevádzkované na 400 kV, pričom jeden z nich bude v lokalite Oslany prerušený a zaústený do R400 kV Horná Ždaňa. Ukončenie celého súboru stavieb sa predpokladá v roku 2022, hoci v prípade vedenia 2x400 kV H. Ždaňa - lokalita Oslany sa z dôvodu priet'ahov v procese získavania stavebného povolenia, predpokladá ukončenie realizácie až v roku 2024.

Ďalšou významnou investíciou v procese postupného útlmu 220 kV sústavy je súbor stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“ 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 kV, 350 MVA a zaslučkovaním 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 Senica. Súbor stavieb je vo fáze projektových a inžinierskych prác. Na projekt „Zaslučkovanie vedenia V424 do R400 kV v ESt Senica“ je vydané právoplatné stavebné povolenie a prebieha výber dodávateľa realizačných prác. Práce na novej R400kV Senica pokračujú vo fáze inžinierskych a projektových činností pre vydanie stavebného povolenia. Uvedenie novej transformácie 400/110 kV Senica do prevádzky sa predpokladá v roku 2023.

Okrem týchto dvoch už prebiehajúcich projektov súvisiacich s riadeným postupným útlmom prevádzky 220 kV PS, je v štádiu prípravy zmluvy o spoločnom postupe so SSD, a.s., investičný zámer výstavby súboru stavieb „Transformácia 400/110 kV ESt Ladce“, ktorého

výstavba slúži ako náhrada za transformáciu 220/110 kV v ESt Považská Bystrica. Súbor stavieb je 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 zaslučkovaním 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 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 2027.

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 PPS. Pre zabezpečenie spoľahlivého napájania spoločnosti OFZ, a.s., 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 – 2026. 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 výberu dodávateľa projektových a inžinierskych činností.

S ďalším priamym veľkoodberateľom elektriny z PS, so spoločnosťou Duslo, a. s., prebiehajú 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 do roku 2023 významne oslabená (odstavenie prepojenia V274 Križovany-Bystričany v 10/2021, vedenia V280 Sokolnice-Senica v roku 2022, vedenia V283 Sokolnice – Senica v 2022). SEPS spoločne s Duslo, a. s., intenzívne hľadajú obojstranne technicky aj ekonomicky vyhovujúce riešenie. Ide o jeden z dôležitých investičných zámerov PPS v strednodobom horizonte.

Prevádzkové problémy s vysokým napätím v oblasti tzv. severnej vetvy PS SR od ESt Varín, cez ESt Sučany, ESt Medzibrod, ESt Liptovská Mara (aj R400 kV Čierny Váh) až po ESt Spišská Nová Ves bolo rozhodnuté riešiť zvýšením inštalovaného výkonu kompenzačných zariadení vo vybraných staniciach SEPS.

Prioritné je vybudovanie kompenzácie 2x45 MVar v terciárnom vinutí transformátorov T401 a T402 Liptovská Mara. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2021. 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.

Nadväzujúcim a 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 výberu dodávateľa projektových a inžinierskych činností. Prechod tejto stanice do diaľkového riadenia je plánovaný s predpokladaným termínom ukončenia v roku 2028.

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 napätí 110 kV. Z dôvodu prechodu prevádzky V8499 z napäťovej hladiny 110kV na napäťovú hladinu 400 kV (V499), budú v rámci súboru stavieb vykonané úpravy/doplnenie polí v R400 kV Stupava a R400 kV Podunajské Biskupice. Ukončenie realizácie súboru stavieb sa predpokladá v roku 2026.

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 obstarávania dodávateľa projektových a inžinierskych činností. Predpokladaný termín uvedenia zariadení do prevádzky je v roku 2024. Projekt „Výmena transformátora T401 ESt Stupava“ je vo fáze prípravy technických a zmluvných podmienok realizácie. 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 plánuje výmena fyzicky dožívajúcich transformátorov, pri ktorých sa predpokladá, že ich technický stav po uplynutí ich životnosti nedovolí ich ďalšiu bezpečnú a spoľahlivú prevádzku. Vráťane už vyššie spomínaných ide o nasledujúce projekty:

- výmena T401 v ESt Stupava,
- výmena T402 v ESt Podunajské Biskupice,
- výmena T401 a T403 v ESt Horná Ždaňa⁵,
- výmena T403 v ESt Rimavská Sobota,
- výmena T401 v ESt Varín,
- výmena T401 v ESt Križovany.

⁵ 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.

4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľ a 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 realizácie inžinierskych a projektových činností. V súvislosti s postupným útlmom a likvidáciou prenosovej sústavy na napätovej hladine 220 kV, sa predpokladá ukončenie prevádzky existujúcich slovensko – českých cezhraničných 220 kV vedení, a to vedenia V270 P. Bystrica (SK) – Lískovec (CZ) približne 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 Kapušany (SK) – Mukačevo (UA). Tento investičný zámer bol pod názvom „Obnova 400 kV vedenia Mukačevo (UA) – Veľké Kapušany (SK)“ zaradený do posledného zoznamu PEI/PMI projektov v rámci Energetického spoločenstva⁶. 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 do roku 2023 výstavbu nového 2x400 kV vedenia, predbežne vyzbrojeného jedným poťahom. Finálne technické riešenie a rozsah obnovy vedenia V440, ako aj prípadné úpravy v časovom harmonograme obnovy, budú upresnené na základe výsledkov spoločnej štúdie PPS SR a Ukrajiny spracovanej predpokladane v roku 2023.

Rokovania s rakúskym ani poľským prevádzkovateľmi PS v súčasnosti neprebiehajú, nakoľko sa v strednodobom a ani v dlhodobom horizonte neuvažuje so vzájomným prepojením PS SR a Rakúska, resp. s ďalším prepojením s Poľskom.

⁶ <https://energy-community.org/regionalinitiatives/infrastructure/selection.html>

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. novelizovanou Vyhláškami ÚRSO č. 423/2013 Z. z. a č. 371/2016:

- 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,
- **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 2020 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 tab. 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.

Tab. 5.1 Frekvenčný vypínací plán na rok 2020

Stupne vypínania	Prahová frekvencia	Vypínaná časť zaťaženia v PS SR
1. stupeň	49,0 Hz	10,00%
2. stupeň	48,8 Hz	9,02%
3. stupeň	48,6 Hz	9,00%
4. stupeň	48,4 Hz	8,00%
5. stupeň	48,2 Hz	7,57%
6. stupeň	48,0 Hz	5,94%
Spolu vo všetkých stupňoch	49,0 - 48,0 Hz	49,53%

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 PDS, 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 PDS 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 dlhodobu 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 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 a plány obnovy sústavy.

5.3 Nápravné opatrenia v zmysle Rámcovej 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 Rámcovej dohody SAFA⁷ 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 PPS v súčasnosti nemá možnosť využívať. 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 nariadením 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.

V priebehu roka 2020 došlo k prvému testovaniu novej verzie systému AMICA (AMICA v2), ktorý prechádza zmenou konceptu - z decentralizovaného na centralizovaný systém.

⁷ <https://www.crz.gov.sk/index.php?ID=4006242&l=sk>

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 distribučnej sústavy po dohode s prevádzkovateľmi distribučných sústav.

Nariadenie Komisie (EÚ) č. 2017/2195, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (GL EB), 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 vnútrodenné 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 prispôsobuje technickým podmienkam v sústave. Proces pridelovania prenosových kapacít je popísaný v kapitole 2.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR.

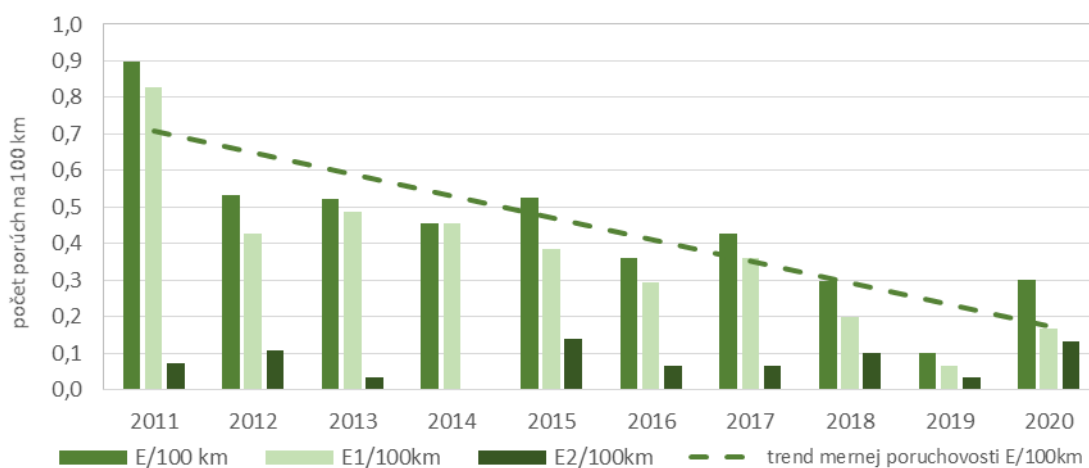
7 Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy

Súhrnné vyhodnotenie štandardov kvality prenosu elektriny za rok 2020 v zmysle §11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. je zverejnené na webovom sídle prevádzkovateľa PS SR (ďalej len „Vyhodnotenie štandardov kvality SEPS“)⁸.

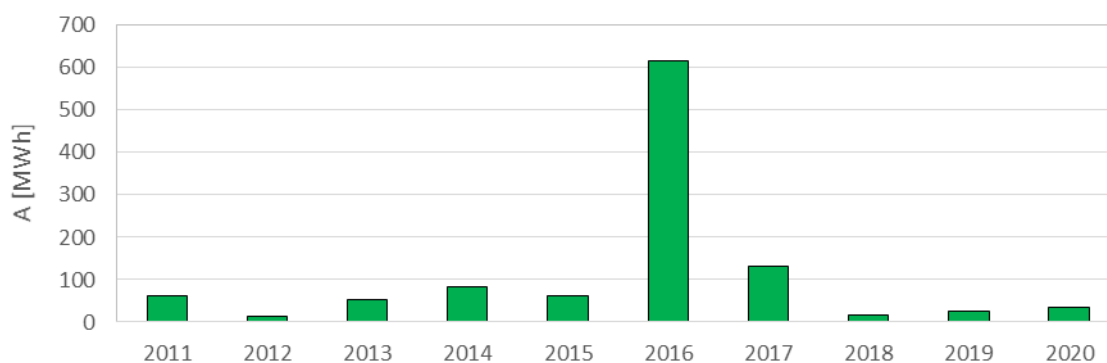
7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu

V roku 2020 bolo na zariadeniach prevádzkovateľa PS zaevidovaných celkom 9 poruchových vypnutí. Z toho 5 typu E1 - bez poškodenia zariadenia a 4 poruchy typu E2 - s poškodením zariadenia. Pri všetkých poruchách došlo k obmedzeniu dodávky elektrickej energie zo strany prevádzkovateľa PS vo výške 35,32 MWh.

Vývoj mernej poruchovosti zariadení PS a nedodanej elektriny prevádzkovateľom PS v období 2011 – 2020 je uvedený v grafoch na nasledujúcich obrázkoch.



Obr. 7.1 Vývoj mernej poruchovosti v prenosovej sústave SR za roky 2011 až 2020



Obr. 7.2 Vývoj nedodanej elektriny v prenosovej sústave SR za roky 2011 až 2020

Z grafov je zřejmé, 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

⁸ <https://www.sepsas.sk/media/4407/standardy-kvality-2020-podla-vyhlasaky-236-2016.pdf>

monitorovaného, diagnostikovaného a vyhodnocovaného stavu zariadení PS (asset monitoring).

V rámci prípravy prevádzky PS dochádza k maximálnej koordinácii vypínacích plánov s odstavkami 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 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 2020 nebolo v SEPS evidované žiadne podanie užívateľa PS na nedodržanie kvality prenosu elektriny, a teda v roku 2020 nedošlo zo strany PPS k žiadnemu porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov štandardov kvality. V roku 2020 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 96,9 % 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 URSO 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).

Záver

Prevádzka ES SR bola v predchádzajúcom roku bezpečná a spoľahlivá bez výraznejších obmedzení dodávok elektriny.

Globálny prepád hospodárskeho rastu (medziročný pokles HDP o 5,2%) z dôvodu COVID-19 mal priamy dopad aj na vývoj spotreby elektriny. Pokles o 3,24 % (981 GWh) bol však nižší ako sa predpokladalo po vypuknutí pandémie. K zotaveniu trendu vývoja spotreby elektriny dôjde pravdepodobne rýchlejšie ako sa očakávalo, návrat k hodnotám pred vypuknutia COVID-19 sa očakáva už v roku 2022. Výhľad spotreby elektriny v sledovanom období tejto správy predpokladá priemerný medziročný rast na úrovni 1,49 %. Podľa tohto predpokladu dosiahne celková brutto spotreba elektriny v roku 2035 hodnotu 36 615 GWh, čo predstavuje celkový nárast +7 287 GWh (+25 %) oproti roku 2020.

Za predpokladu, že nedôjde k neočakávaným zmenám vo vývoji zdrojového mixu SR oproti predpokladom uvedeným v kapitole 2.2, bude v ES SR dostatok výkonu pre pokrývanie očakávanej spotreby elektriny SR. Po spustení 3. bloku JE Mochovce (471 MW) dôjde k zmene bilančného charakteru sústavy z importnej (-1,1 %; 2020) na exportnú (+9,0%; 2022), ktorá však bude vplyvom predpokladaného rastu spotreby elektriny a ďalším odstavením alebo náhradou fosílnych zdrojov pri výrobe elektriny klesať (+5,8 %; 2035).

Do roku 2035 bude v sústave dostatok výkonu pre zaistenie zdrojovej primeranosti. Nárastom inštalovaného výkonu FVE a VTE môže v niektorých hodinách v sústave chýbať regulačný výkon.

Bezpečnosť dodávok elektriny SR môže byť v sledovanom období ovplyvnená predovšetkým:

- možným nárastom tranzitných a kruhových tokov elektriny, čo môže spôsobiť obsadenie prenosových kapacít vnútroštátnych, ale najmä cezhraničných vedení,
- avizovaným odstavením fosílnych elektrární, čo môže viesť k zníženiu disponibilného výrobného výkonu,
- vývojom cien palív, emisií a elektriny,
- zjednotením trhu s podpornými službami v rámci Európy,
- nedostupnosťou výkonu v okolitých sústavách v dôsledku odstavovania najmä jadrových a uhľových elektrární,
- spôsobom a úrovňou plnenia stanovených cieľov EÚ v oblasti elektroenergetiky a ochrany klímy.

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

- dokončenie rozpracovaných projektov cezhraničných prepojení PS SR a súvisiacej vnútornej infraštruktúry ES SR,
- obnova energetických zariadení PS SR v zmysle aktuálneho DPRPS,
- implementácia nových spoločných európskych sieťových predpisov a metodík v oblasti synchronnej prevádzky prenosových sústav,
- zavedenie jednoznačnej a stabilnej koncepcie štátu aby bolo garantované stabilné ekonomické prostredie pre investorov.

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
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
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
LOLE	Loss of Load Expectation
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
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
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
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