

**Správa  
o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok  
elektriny za 2019**

## Obsah

Úvod.....	3
<b>1 Zhodnotenie roku 2019.....</b>	<b>4</b>
1.1 Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR .....	4
1.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny .....	5
1.3 Regulácia sústavy .....	8
1.4 Realizácia investičných zámerov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku 2019 .....	9
<b>2 Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou na nasledujúcich 5 rokov.....</b>	<b>10</b>
2.1 Vývoj spotreby .....	10
2.2 Výroba elektriny .....	11
2.3 Podporné služby .....	15
2.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR .....	19
<b>3 Perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny do roku 2035 .....</b>	<b>22</b>
<b>4 Investičné zámery prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nasledujúcich 10 rokov.....</b>	<b>27</b>
4.1 Vnútroštátne investičné zámery prevádzkovateľa PS .....	27
4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS .....	30
<b>5 Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky ES SR, opatrenia na riešenie preťažení.....</b>	<b>31</b>
5.1 Príprava prevádzky ES SR .....	32
5.2 Vypracovanie Plánu obrany a obnovy ES SR .....	32
5.3 Nápravné opatrenia v zmysle Rámcovej dohody SAFA .....	33
5.4 Vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz .....	34
<b>6 Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR.....</b>	<b>35</b>
<b>7 Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy .....</b>	<b>37</b>
7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu .....	37
7.2 Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny v PS.....	38
<b>Úlohy orgánov štátnej správy.....</b>	<b>39</b>
<b>Záver.....</b>	<b>40</b>
<b>Zoznam použitých skratiek .....</b>	<b>41</b>

## Úvod

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

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

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

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

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

## 1 Zhodnotenie roku 2019

Hodnotenie prevádzky ES SR v predchádzajúcom roku vychádza z oficiálnych údajov prevádzkovateľa prenosovej sústavy, ktoré sú zverejnené na webovom sídle spoločnosti Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.<sup>1</sup>

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

Celková spotreba elektriny v roku 2019 dosiahla hodnotu 30 309 GWh, čo je oproti roku 2018 pokles o 637 GWh (-2,06 %), aj napriek kladnej hodnote medziročnej zmeny HDP.

Vo výrobe elektriny bol zaznamenaný nárast o 5,38% (+ 1 460 GWh), pričom zmena pre jednotlivé typy zdrojov v porovnaní s rokom 2018 je nasledovná:

- jadrové elektrárne (+ 526 GWh, 3,54%),
- fosílné zdroje (+ 328 GWh, 5,57%),
- vodné elektrárne (+ 693 GWh, 17,68%),
- obnoviteľné zdroje energie (- 74 GWh, 3,1%).

Zvýšenie objemu výroby je odrazom 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 22. januára o 9:00 vo výške 4 571 MW, čo je nárast oproti roku 2018 o 65 MW. Minimum zaťaženia (9. júna o 4:00) dosiahlo hodnotu 2 287 MW.

**Tab. 1.1** Výroba, spotreba a zaťaženie ES SR v rokoch 2010 až 2019

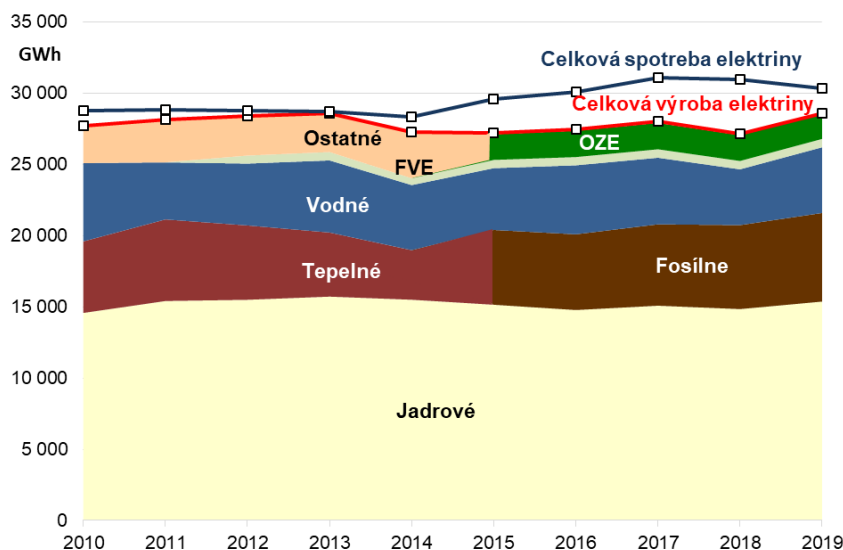
Rok	Výroba [GWh]	Celková spotreba [GWh]	Saldo* [GWh]	Priemerné zaťaženie** [MW]	Maximálne zaťaženie [MW]
2010	27 720	28 761	-1 041	3 283	4 342
2011	28 135	28 862	-727	3 295	4 279
2012	28 393	28 786	-393	3 277	4 395
2013	28 590	28 681	-91	3 274	4 178
2014	27 254	28 355	-1 101	3 237	4 120
2015	27 191	29 548	-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

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

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

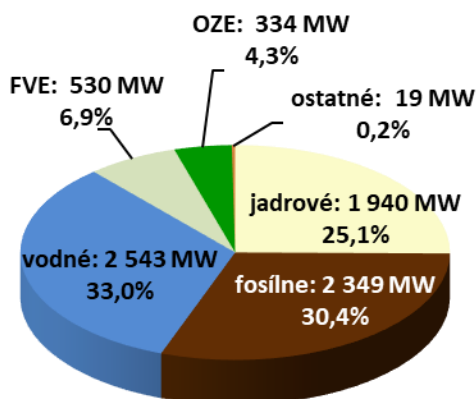
Podiel importu na celkovej spotrebe elektriny klesol na hodnotu 5,6 % (1 700 GWh). Nerovnováha medzi cenou elektriny na trhu a výrobnými nákladmi zariadení na výrobu elektriny, ktorá sa premieta do výhodnejšieho nákupu elektriny v zahraničí, zostáva hlavným dôvodom zabezpečenia dodávok elektriny zo zahraničia.

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

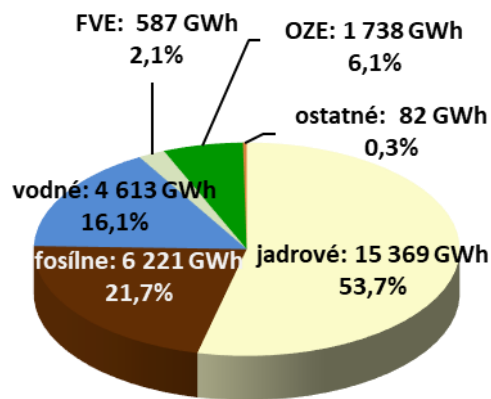


Poznámka: V roku 2015 došlo k zmene v spôsobe vykazovania výroby elektriny

**Obr. 1.1** Bilancia celkovej výroby a spotreby elektriny SR za roky 2010 – 2019



**Obr. 1.2** Štruktúra inštalovaného výkonu v ES SR v roku 2019



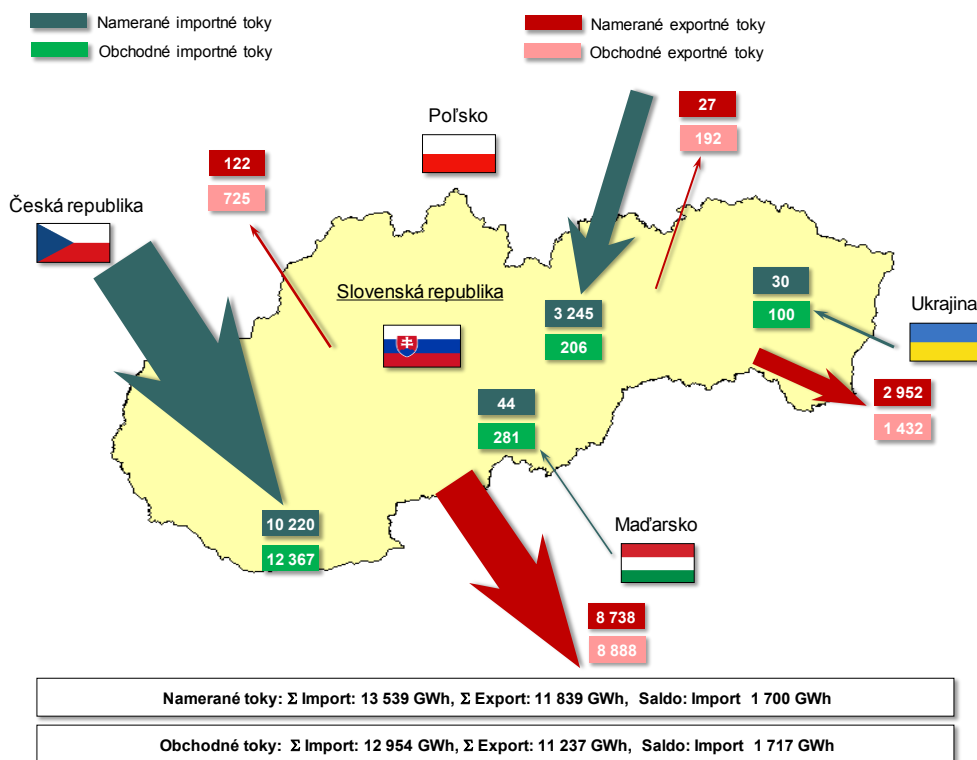
**Obr. 1.3** Štruktúra výroby elektriny v ES SR v roku 2019

Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny v ES SR dosiahol v roku 2019 hodnotu 7 716 MW. Oproti roku 2018 došlo k poklesu o cca 12 MW.

## 1.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny

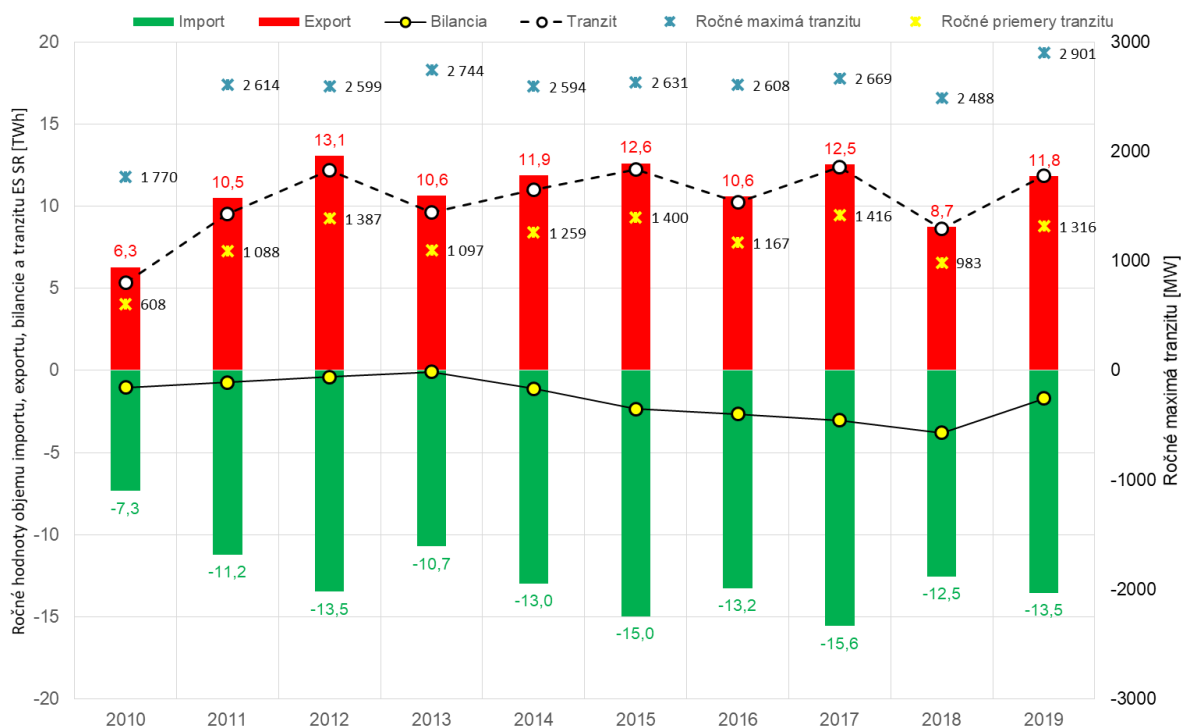
PS SR je vzhľadom na svoju polohu a rozloženie cezhraničných prepojení neustále zaťažovaná neplánovanými cezhraničnými tokmi elektriny, následkom čoho sa zvyšujú nároky na prevádzkovateľa PS zaistiť prevádzkovú bezpečnosť a spoľahlivosť sústavy.

V roku 2019 klesla oproti roku 2018 potreba importu elektriny do SR o 2 097 GWh (výroba elektriny + 1 460 GWh, spotreba elektriny - 637 GWh). Pri cezhraničných prenosoch došlo k nárastu, import stúpol o 995 GWh a export o 3 092 GWh.



**Obr. 1.4** Bilancia cezhraničných výmen ES SR v roku 2019

V roku 2019, tak ako po iné roky, boli dominantné importné toky na profiloch SK-CZ a SK-PL a exportné toky boli prevládajúce na SK-HU a SK-UA profiloch. Z dôvodu medzročného nárastu tokov na cezhraničných profiloch SK-HU, SK-UA a SK-CZ, stúpol aj tranzit cez PS SR.



**Obr. 1.5** Ročné objemy nameraných importných a exportných tokov elektriny na cezhraničných profiloch PS SR za roky 2010 – 2019

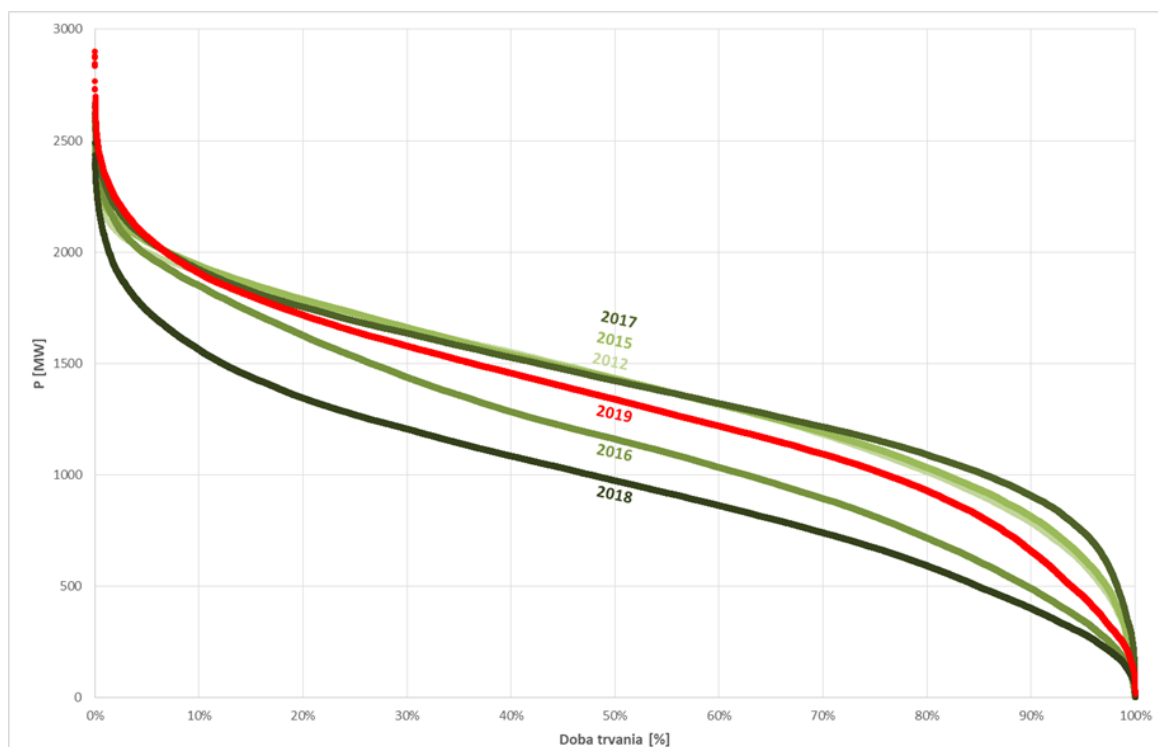
Nežiaduce dôsledky neplánovaných tokov elektriny sú:

- 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 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, sú akékoľvek opatrenia, ktoré prevádzkovateľ PS uplatní včas, aby plnil kritérium N-1. Možnosti využívania nápravných opatrení v ES SR sú uvedené v kapitole 5.3.

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

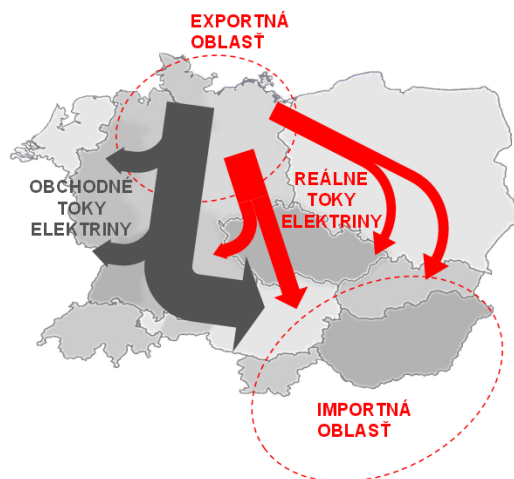
Je však potrebné zdôrazniť, že prípadný pokles tranzitných tokov neznamená priamo úmerné zníženie počtu zložitých prevádzkových stavov, s ktorými sa musí PPS v reálnej prevádzke počas roka vysporiadať.



**Obr. 1.6** Krivky trvania tranzitných výkonov v PS SR pre vybrané roky 2012 až 2019

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 2021.

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 minimalizácii rozdielov medzi obchodnými a reálnymi tokmi výkonu, t.j. minimalizáciou neplánovaných tranzitných tokov elektriny.



**Obr. 1.7** Ilustračné zobrazenie kruhových tranzitných tokov v regióne CCE

Dobrým koncepčným rozvojovým krokom ohľadom znižovania tranzitných tokov, je tiež dlhodobu 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 (na obrázku zobrazené červenou farbou) mali výrazne priblížiť obchodným tokom elektriny (zobrazené tmavosivou farbou).

### 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 2019 v menšom rozsahu opakovali javy z roku 2017 a 2018, ktoré nastávali pri vyšších cenách za elektrinu ako za odchýlku – vedome spôsobená odchýlka. Príčinou bola zmena spôsobu stanovenia ceny za odchýlku.

V roku 2018 začali v prepojenej sústave ENTSO-E vznikať väčšie odchýlky frekvencie, (viac ako  $\pm 100$  mHz), ktoré tiež súvisia s cenami za elektrinu v kombinácii s ekonomickým správaním sa prevádzkovateľov výkonovo veľkých zariadení na výrobu elektriny s rýchlou zmenou výkonu. Tieto odchýlky pokračovali aj v priebehu roka 2019. Zatiaľ najvýraznejší pokles frekvencie bol zaznamenaný dňa 10.01.2019 v čase 21:02:08, kedy frekvencia dosiahla úroveň 49,806 Hz. Príčinou bola zmena plánovanej výroby niektorých zariadení na výrobu elektriny v Európe na prelome 21. a 22. hodiny a technickou poruchou merania na profile AT/DE. Výrazný nárast frekvencie bol zaznamenaný aj dňa 24.01.2019 na úrovni 50,175 Hz.

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

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



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

#### **1.4 Realizácia investičných zámerov prevádzkovateľa prenosovej sústavy v roku 2019**

V roku 2019 začala 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“.

Spomedzi ďalších významných projektov prevádzkovateľa PS je potrebné spomenúť aj prebiehajúce práce na projektoch „Transformácia 400/110 kV Bystričany“, „Dialkové riadenie a výmena T404 v ESt Podunajské Biskupice“ a „Výmena transformátorov T401, T402 a dialkové riadenie v ESt Spišská Nová Ves“. Prebieha fáza projektových a inžinierskych prác na projekte súbor stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“, ktorý je spojený s prechodom ESt Senica z existujúcej napäťovej hladiny 220 kV na 400 kV. Z pohľadu navyšovania kompenzačného výkonu v PS SR je projekt výstavby kompenzačných tlmiviek v ESt Liptovská Mara (2x45 MVar) v príprave realizácie a projekt „Kompenzácia v ESt Varín“ vo fáze výberu projektanta. V súčasnosti prebieha v spolupráci so SSD príprava projektu „Transformácia 400/110 kV v novej ESt Ladce“ pre zabezpečenie spoľahlivého zásobovania dotknutého regiónu. Rozvodňa 220 kV v ESt Sučany je v realizácii jej obnovy, a to s cieľom udržať spoľahlivé napájanie odberateľov OFZ a SSD.

Významné investičné projekty prebiehajú kontinuálne v oblastiach 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.

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

## 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 2020 až 2029, verejne dostupného na webovom sídle prevádzkovateľa prenosovej sústavy<sup>2</sup>, a tiež so zohľadnením aktuálneho vývoja v sektore elektroenergetiky SR.

Budúci vývoj v zásobovaní elektrinou budú ovplyvňovať najmä nasledovné 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 CO<sub>2</sub>,
- 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

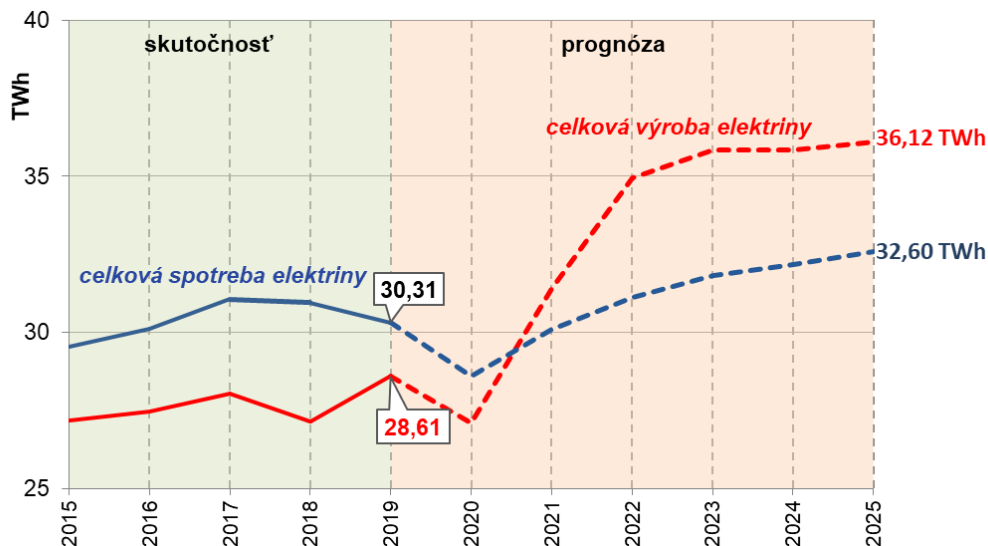
Predpokladaný vývoj spotreby elektriny v SR vychádza zo štúdie „Aktualizácia prognózy spotreby elektriny v SR do roku 2040 po jednotlivých rokoch s výhľadom do roku 2050“ spracovanej EGÚ Brno, a.s. pre SEPS v roku 2020.

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 Integrovaný národný energetický a klimatický plán (INECP) SR. Predpokladá zvyšovanie energetických úspor a efektivity, nové typy spotreby, ako aj nárast elektromobility.

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

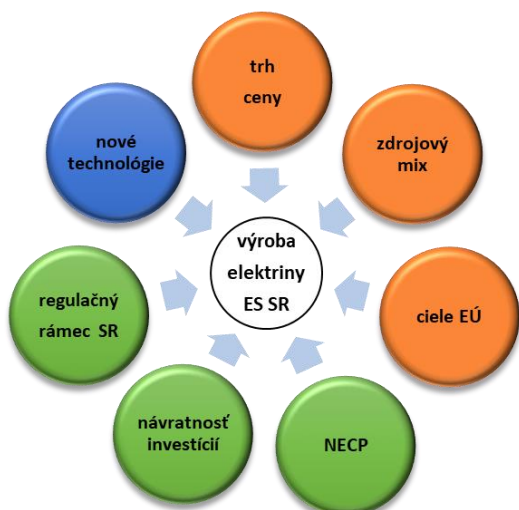
---

<sup>2</sup> <https://www.sepsas.sk/ProgramRozvoja.asp?kod=338>



**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.

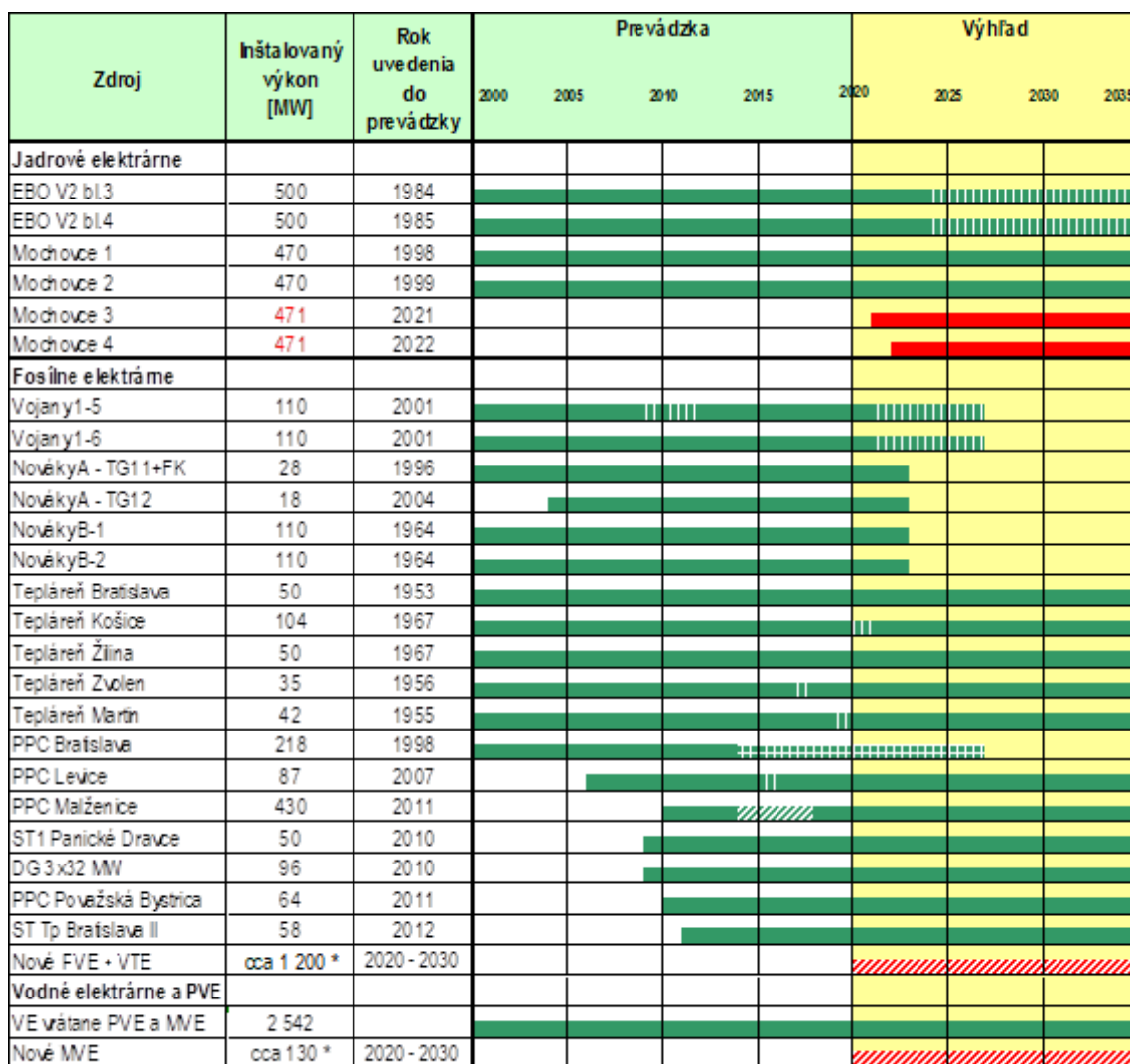
V rokoch 2020 a 2021 dôjde počas plánovaných odstávok k zvýšeniu inštalovaného výkonu EMO, blokov 1 a 2 z 2x470 MW, na hodnotu 2x500 MW.

Výstavba jadrovej elektrárne EMO, blokov 3 a 4 (2x471 MW), pokračuje. Je predpoklad jej uvedenia do prevádzky v roku 2021. Infraštruktúra pre pripojenie oboch nových blokov do PS je už vybudovaná. Blok č. 3 je do PS pripojený od konca roku 2017, zatiaľ pre potreby odberu elektriny.

### Fosilné elektrárne

PPC Malženice (420 MW) bol v priebehu roku 2018 opätovne uvedený do prevádzky. Od roku 2019 bol prevádzkovaný v denných cykloch v čase od 6:00 do 22:00 v pásme dodávky elektriny 380 MW s rezervou pre poskytovanie PpS. V súčasnosti je v prevádzke prevažne len počas pracovných dní. Okrem dodávky silovej elektriny má táto elektrárňa navyše schopnosť rýchlej zmeny výkonu v pomerne širokom rozsahu, čo je výhodné pre poskytovanie PpS, pre ktoré sa v súčasnosti využíva len dieselgenerátor PPC Malženice (10 MW).

S pravidelnou prevádzkou PPC Bratislava (218 MW) sa z ekonomických dôvodov neuvažuje (absencia zmluvy o dodávke tepla).



\* - 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 uvažuje s ukončením jej prevádzky. Predpokladá sa, že táto elektrárňa by mala byť nahradená zariadením pre výrobu a dodávku tepla pre daný región.

Z dôvodu finančne náročnej prevádzky a potreby dodatočných investičných nákladov pre zmenu pripojenia ostatných čiernouhoľných blokov elektrárne Vojany (2x110 MW) je potrebné hľadať riešenie na existujúce výzvy (napr. zmena využívaného paliva). V súčasnosti prebieha v elektrárni

testovanie samostatného spaľovania tzv. tuhého druhotného paliva, od ktorého výsledkov bude závisieť ďalší postup investora.

### 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 neeviduje 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.

### OZE

V súvislosti s novelizáciou Zákona č. 309/2009 Z. z. o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov, zverejnilo MH SR dňa 27.02.2019 pre rok 2019 objem pre inštalovaný výkon nových zariadení na výrobu elektriny z OZE a VÚ KVET s podporou a tiež inštalovaný výkon v lokálnych zdrojoch bez povinnosti platby tarify za prevádzkovanie systému. V roku 2019 bolo možné do sústavy pripojiť zariadenia na výrobu elektriny o sumárnom inštalovanom výkone 77 MW.

Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny s právom na podporu pre rok 2019, 2020 a 2021 je zverejnený na webovom sídle MH SR<sup>3</sup>. Ide o maximálny inštalovaný výkon nových zariadení na výrobu elektriny [MW], ktorý je možné pripojiť do regionálnej distribučnej sústavy v roku 2020 z pohľadu vplyvov na prevádzku PS. Ak určený inštalovaný výkon pre uvedené roky pre danú regionálnu distribučnú sústavu a pre daný typ zdroja nebol využitý (nebol pripojený do regionálnej distribučnej sústavy v konkrétnom roku), pripočíta sa k inštalovanému výkonu stanovenému pre nasledujúci rok. V prípade nevyužitia inštalovaného výkonu v roku 2019 a 2020, je možné celý zvyšný objem pripočítať k hodnote stanovenej pre rok 2021.

**Tab. 2.1** Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny s právom na podporu na rok 2020

Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny	ZSD	SSD	VSD	ES SR
OZE s podporou	5	5	5	15
VÚ KVET s podporou	4	4	4	12
Lokálny zdroj	8	6	5	19
Aukcie				
<b>Inštalovaný výkon celkom (MW)</b>	<b>17</b>	<b>15</b>	<b>14</b>	<b>46</b>

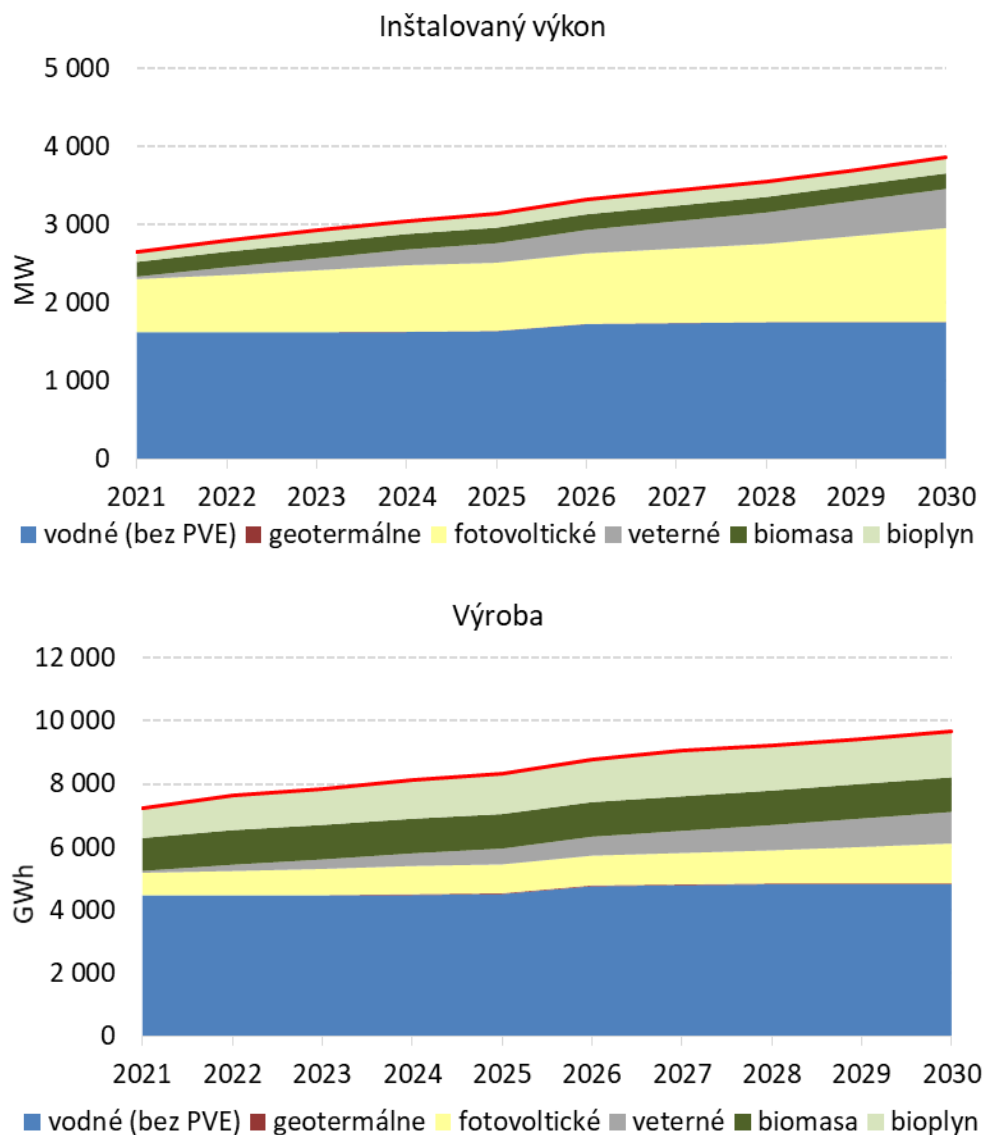
Závazný cieľ Európskej únie pre podiel energie z obnoviteľných zdrojov na hrubej konečnej energetickej spotrebe predstavuje v roku 2030 aspoň 32%.

<sup>3</sup> <https://www.mhsr.sk/energetika/urcenie-instalovaneho-vykonu-zariadeni-na-vyrobu-elektriny-z-oze-a-kvet-na-ktore-sa-vztahuje-podpora-pre-rok-2019>

V návrhu INECP SR zo dňa 21.12.2018, ktorý pripravilo MH SR na základe povinností členských štátov EÚ v zmysle nariadenia EP a Rady (EÚ) 2018/1999 o riadení energetickej únie, si SR okrem iného stanovila príspevok k dosiahnutiu dekarbonizačných cieľov EÚ v roku 2030 na úrovni 18% podielu OZE na celkovej spotrebe energie v SR, čo predstavuje 25% podiel OZE na celkovej výrobe elektriny.

Komisia vo svojom posúdení návrhu INECP SR zo dňa 18.6.2019 odporučila výrazne zvýšiť úroveň ambícií SR na rok 2030 čo sa týka podielu OZE na celkovej spotrebe energie SR aspoň vo výške 24%, ako príspevok SR k cieľu EÚ.

V prepracovanom návrhu INECP SR, ktorý bol dňa 11.12.2019 schválený Vládou SR, bol príspevok SR navýšený na 19,2% podielu OZE na konečnej spotrebe energie.



**Obr. 2.4** Predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu a výroby elektriny z OZE v SR podľa INECP v období do roku 2030

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 menia výkonovú bilanciu Slovenska. V období rokov 2007 až 2019 mala ES SR importný charakter. Výraznejší pokles importného salda však nastane už po uvedení tretieho bloku JE Mochovce

do prevádzky. Komerčná výroba elektriny v štvrtom bloku JE Mochovce, bude znamenať zmenu importného charakteru bilancie ES SR na exportný.

Limitujúcim miestom ES SR pre export vyrobenej elektriny, môže byť medzištátny profil Slovensko – Maďarsko. K posilneniu prepojenia dôjde uvedením nových vedení 2x400 kV Gabčíkovo (SK) – Gönyű (HU) – Veľký Ďur (SK) a 2x400 kV Rimavská Sobota (SK) – Sajóivánka (HU) do prevádzky v termíne 12/2020 (pozri tiež kapitolu 4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS). 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. 2.2** 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	28,6	30,1	31,1	31,8	32,2	32,6
Celková výroba	28,6	27,1	31,4	34,9	35,9	35,8	36,1
Bilančné saldo (výroba – spotreba)	-1,7	-1,5	1,3	3,8	4,0	3,7	3,5
Bilančné saldo (%)	-5,6 %	-5,2 %	+4,3 %	+12,3 %	+12,7 %	+11,4 %	+10,8 %

### 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.

Prevádzka FVE, resp. VTE je spojená so zvýšenými nárokmi na rýchle PpS, ktoré je potrebné zabezpečiť zariadeniami na výrobu elektriny s adekvátnymi regulačnými schopnosťami alebo jej dovozom zo zahraničia. Z prevádzkového hľadiska by najväčším rizikom mohla byť situácia, v ktorej by neregulovaná výstavba týchto zariadení na výrobu elektriny (FVE a VTE) prevládla nad prírastkami zariadení poskytujúcich PpS.

V regulačnej oblasti SR sa pre potreby zabezpečenia dostatočného množstva PpS využíva 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).

Nároky na PpS sa od ich obchodného vzniku (r. 2004) postupne zvyšujú. S nárastom inštalovaného výkonu vo FVE sa zvýšila požiadavka na objem PpS, schopných reagovať na rýchle zmeny v sústave (predovšetkým TRV3MIN).

Tab. 2.3 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.

**Tab. 2.3** Vážené priemery podporných služieb v rokoch 2005 - 2020 (MW)



Rok	PRV $\pm$	SRV $\pm$	TRV 3MIN+	TRV 3MIN-	TRV 10MIN+	TRV 10MIN-	TRV 15MIN+	TRV 15MIN-	TRV 30MIN+	TRV 30MIN-	TRV HOD	TRV 120MIN	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

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.

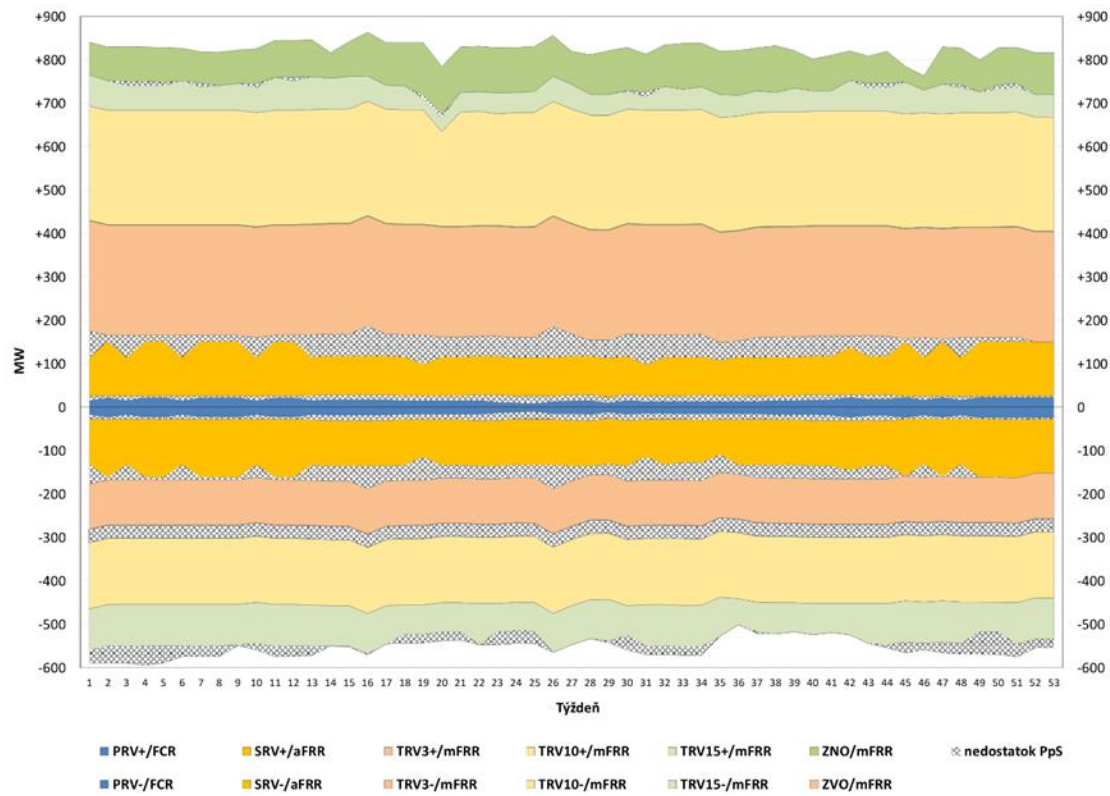
Počet aktivácií TRV v roku 2019 dosiahol hodnotu 182, čo je o 113 aktivácii menej ako v roku 2018. Najväčší podiel aktivácií TRV bolo zaznamenaných v mesiacoch máj (28 krát), január (22 krát) a december (19 krát). Najnižšia potreba aktivácie bola zaznamenaná v mesiaci júl (4 krát). Najviac sa pochopiteľne využívala najrýchlejšia TRV3MIN $\pm$  (100 krát), nasledovala TRV15MIN $\pm$  (57 krát), TRV10MIN $\pm$  (14 krát). K zníženiu odoberaného výkonu prišlo (11 krát).

Prevádzka e-GCC bola však ukončená, a to z dôvodu zapojenia sa do spoločného systému s názvom International Grid Control Cooperation (IGCC) založenej na optimalizácii aktivácie podporných služieb, konkrétne sekundárnej regulácie výkonu (SRV). Spoločnosť SEPS sa do spolupráce v IGCC pripojila dňa 13.5.2020.

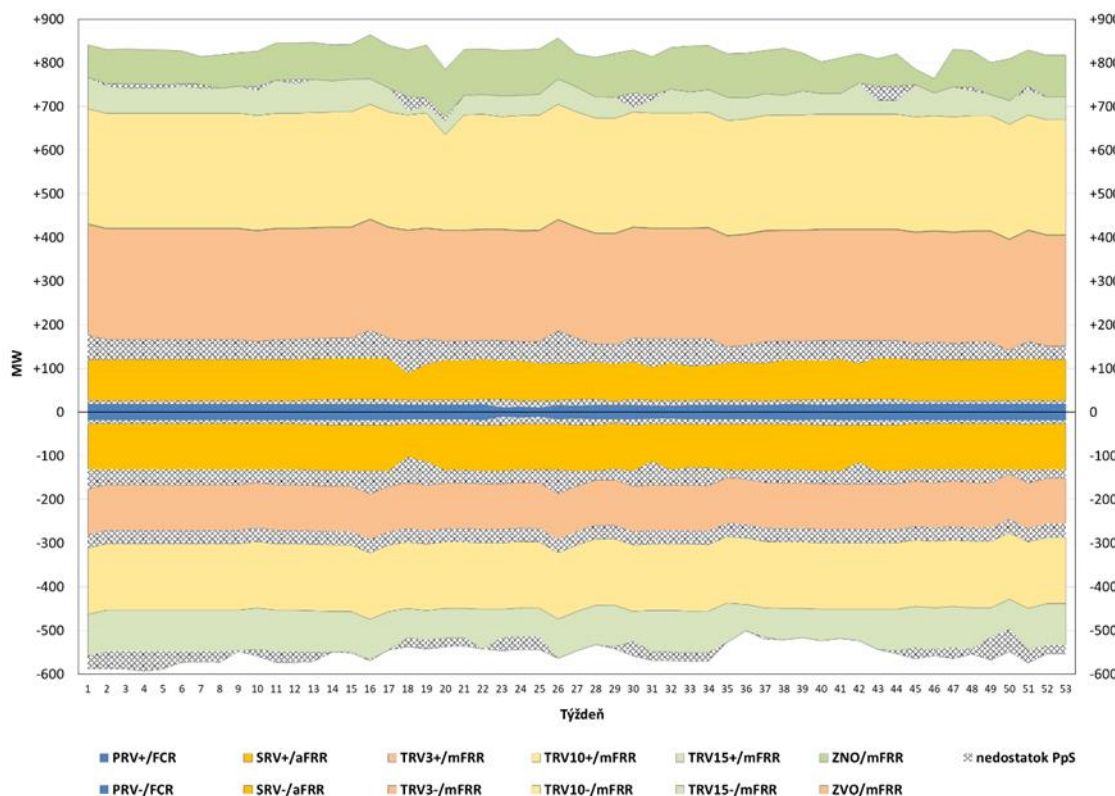
### **Predpokladaná disponibilita PpS**

Vyhodnotenie predpokladanej disponibilít PpS v prierezových rokoch 2025 a 2030 v členení PpS platného pre rok 2019 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. 2.5** Predpokladaná disponibilita PpS v priezovom roku 2025



**Obr. 2.6** Predpokladaná disponibilita PpS v priezovom roku 2030

Na základe uvedenej analýzy disponibility jednotlivých PpS je zrejmé, že požadovaný objem PpS pre pokrytie všetkých predpokladaných požiadaviek v rámci 53 týždňov nebude možné zabezpečiť na 100 %.

Najväčší nedostatok PpS na základe analýz market-simulácie je indikovaný pre SRV+/aFRR+ a to v 26. týždni vo výške 71 MW v roku 2025 a 74 MW v roku 2030. V prípade väčšieho nárastu FVE a VTE oproti očakávanému nárastu, by bol tento nedostatok omnoho vyšší.

V reálnej prevádzke by pravdepodobne bolo možné nahradiť chýbajúcu disponibilitu PpS jej aktiváciou na inom certifikovanom zariadení, ktoré sa uplatní na trhu s elektrickou energiou, rovnako tak využitím zahraničnej výpomoci, či už dovozom danej PpS, prípadne nákupom NRE. Všetky uvedené možnosti by mohli dopomôcť k zníženiu nedostatku PpS.

V rozmedzí rokov 2020 až 2022 budú zavedené do praxe zmeny vyplývajúce už v súčasnosti platných nariadení Komisie (EÚ), predovšetkým však z nariadenia č. 2017/2195. Uvedené nariadenie, ktorým sa ustanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (Electricity Balancing Guideline – EBGL), vstúpilo do platnosti dňa 23.11.2017. EBGL definuje spoločné technické, prevádzkové a trhové pravidlá pre cezhraničný trh s regulačnou elektrinou v Európe, resp. v rámci ENTSO-E.

Prijatím EBGL boli zároveň 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, z ktorej pre prevádzkovateľa PS SR vyplývajú úlohy, 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).

Zmeny vyplývajúce z EBGL, boli v súčasnosti identifikované najmä v súvislosti so SRV± a povinnosťou jej rozdelenia na nesymetrické zložky SRV+ a SRV-. Z hľadiska dôležitých opatrení pri aplikácii tejto povinnosti, sa javí ako správne nastavenie regulovanej ceny obidvoch zložiek SRV voči ostatným typom PpS zo strany ÚRSO. SEPS tento spôsob obstarávania a poskytovania SRV umožní od 1.10.2020, dokedy mal ÚRSO-m schválenú derogáciu (dočasný nesúlad národnej legislatívy s už platnou nadradenou európskou). Na základe už uzatvorených kontraktov na poskytovanie SRV sa v roku 2020 nepredpokladá situácia, kedy by poskytovatelia služieb z dôvodu ekonomickej nevýhodnosti a bez dostatočného ekonomickeho stimulu, nemohli jeden alebo obidva typy služieb poskytovať. V prípade opačnej situácie v súvislosti s nastavením regulovanej ceny obidvoch zložiek SRV, by uvedená skutočnosť mohla v konečnom dôsledku viesť až k ohrozeniu tých činností prevádzkovateľa PS, ktoré súvisia s jeho zodpovednosťou za zabezpečenie vyrovnanej výkonovej bilancie v reálnom čase.

Ďalšia európska platforma v zmysle článku 20 EBGL, z ktorej pre PS SR vyplývajú úlohy, je platforma na výmenu regulačnej energie z rezerv na obnovenie frekvencie s manuálnou aktiváciou (MARI - Manually Activated Reserves Initiative). Spoločnosť SEPS sa stala plnohodnotným členom uvedeného projektu 26.7.2018. Uvedená platforma sa týka produktov zabezpečujúcich v sústave terciárnu reguláciu výkonu a v tejto súvislosti, všetky doteraz existujúce a platné podporné služby terciárnej regulácie, tak ako sú uvedené v tab. č. 2.3 s výnimkou PpS typu TRV3MIN+ a TRV3MIN- prejdú pod jeden štandardný produkt s označením mFRR (manual Frequency Restoration Reserve), resp. mFRR+/mFRR-. Uvedené zmeny pre mFRR vojdú do platnosti od 1.1.2022.

V priebehu roku 2018 bolo zorganizované viacročné výberové konanie (VVK) na PpS na roky 2019 – 2021 a v priebehu roka 2019 výberové konanie na rok 2022. Obstaranie PpS na dlhšie obdobie už nie je podľa CEP možné. Cieľom obstarania PpS na dlhšie obdobie bolo prispieť k eliminácii rizík a neistôt súvisiacich s nedostatočnou ponukou disponibility PpS, čím sa zvýši spoľahlivosť a bezpečnosť prevádzky ES SR. Taktiež zabezpečuje dosiahnutie stabilnejšieho výhľadu prevádzkovej ekonomiky poskytovateľov PpS, čo sa pozitívne prejaví v znížení prevádzkových nákladov.

V mesiaci september 2019 bol spoločnosťou SEPS zabezpečený chýbajúci objem PpS pre rok 2020 formou ročného výberového konania na obdobie jedného kalendárneho roka od 1.1.2020 do 31.12.2020. Uvedený objem pre dokup bol stanovený na základe prevádzkových požiadaviek na rok 2020 a výsledkov obstarávania disponibilít jednotlivých PpS v rámci viacročného výberového konania na obdobie 2019-2021 z augusta 2018 podľa „Stratégia zabezpečenia dostatočného objemu podporných služieb pre poskytovanie systémových služieb a bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR pre obdobie rokov 2019 až 2021“.

Chýbajúci objem disponibilít PpS pre rok 2020, t.j. dokup, zohľadňoval objem zmluvne zabezpečených disponibilít PpS v roku 2018 (PRV 96,3%, SRV 76,9%, TRV3MIN+ 100%, TRV3MIN- 0%, TRV10MIN+ 100%, TRV10MIN- 0%, spoločné obstaranie TRV15MIN+ a ZNO 68,9%, TRV15MIN- a ZVO 77,2%).

Počas roku 2019 bola priebežne obstarávaná disponibilita jednotlivých PpS v časových horizontoch deň až mesiac prostredníctvom informačného systému PPS (ďalej len „IS PPS“) a v súlade s prevádzkovým poriadkom, technickými podmienkami prístupu a pripojenia a pravidlami prevádzkovania prenosovej sústavy SEPS, zverejnenými na svojom webovom sídle<sup>4</sup>.

V mesiaci júl – august 2019 bola vypracovaná a následne v orgánoch spoločnosti SEPS schválená „Stratégia zabezpečenia dostatočného objemu podporných služieb pre poskytovanie systémových služieb a bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR na rok 2022“.

Uvedená stratégia zohľadňuje požiadavky vyplývajúce z európskej legislatívy a ďalšie argumenty pre zabezpečenie dostatočného objemu PpS na rok 2022 pri minimalizácii nákladov na obstaranie PpS na základe ekonomicky efektívneho a transparentného princípu, ktoré boli verejne konzultované a prezentované na Workshope dňa 21. 8. 2019. V nadväznosti na prijatú stratégiu bolo koncom septembra 2019 vyhlásené VVK na rok 2022. V rámci podmienok výberového konania bola stanovená výška cenovej ponuky 96% maximálnej ceny za disponibilitu PpS určenej platným rozhodnutím ÚRSO č.0001/2019/E zo dňa 3.10.2018 na obdobie od 1.1.2019 do 31.12.2021. Na základe vyhodnotenia výberového konania bol zabezpečený požadovaný objem PpS na rok 2022 na úrovni 100% okrem služieb Frequency Containment Reserve (FCR), Automatic Frequency Restoration Reserve positive (aFRR+), Manual Frequency Restoration Reserve negative (mFRR-) (podľa znenia vyplývajúceho z legislatívy EÚ).

Spoločnosť SEPS z dôvodu legislatívnych zmien vyplývajúcich z Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) č. 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou pristúpila v priebehu roku 2019 k harmonizácii pravidiel organizovania denných výberových konaní na obstaranie podporných služieb pre obdobie od 1.1.2020 do 31.12.2020 v režime 7 dní (sú zverejnené na webovom sídle spoločnosti SEPS<sup>6</sup>).

## **2.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR**

Prenosové kapacity na cezhraničných profiloch PS SR sú pridelované v niekoľkých časových rámcoch – na ročnej, mesačnej, dennej a vnútrodennej báze. Na pridelovanie kapacít sú v závislosti odcpríslušného 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.

Pridelovanie dlhodobých cezhraničných prenosových kapacít na profile PS SR (SEPS) s Poľskom (PSE), s Českou republikou (ČEPS) a s Maďarskom (MAVIR) prebiehalo v roku 2019 prostredníctvom Jednotnej alokačnej platformy SAP (Single Allocation Platform), ktorú prevádzkuje Joint Allocation

---

<sup>4</sup> [www.sepsas.sk](http://www.sepsas.sk)

Office S.A. (JAO) so sídlom v Luxemburgu. Na profiloch SK/CZ, SK/HU a SK/PL pridelovala SAP dlhodobé kapacitné práva v ročnej a mesačných aukciách.

Na dennej báze boli cezhraničné kapacity na profiloch SK/HU a SK/CZ pridelované 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 2019 bola bez mimoriadnych prevádzkových stavov.

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

Aukčná kancelária SEPS organizovala v roku 2019 pridelovanie prenosových kapacitných práv na cezhraničnom profile SK-UA. Pridelovanie cezhraničných prenosových kapacít sa uskutočňovalo formou mesačných a denných explicitných jednostranných aukcií podľa pravidiel zverejnených na webovom sídle [www.sepsas.sk](http://www.sepsas.sk).

Počas roka 2019 pokračovali rokovania s Ukrajinou (National Power Company Ukrenergo) v otázkach zavedenia spoločných aukcií prenosových kapacít na profile SK-UA, a tiež práce na príprave spoločných aukčných pravidiel. Cieľom je pridelovanie kapacít na ročnej, mesačnej a dennej báze, pričom úlohu aukčnej kancelárie bude plniť Ukrenergo. 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 2019 pozastavená.

**Tab. 2.4** Prehľad režimu pridelovania kapacít na cezhraničných profiloch SEPS v roku 2019

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

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 pridelované ako tzv. „práva s povinnosťou“, t. j. účastník trhu je povinný pridelované kapacitné práva využiť v plnom rozsahu. Vnútrodenne 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. Vnútrodenne pridelovanie kapacít na profile SK/PL bolo počnúc 19.11.2019 na žiadosť PSE dočasne prerušené. 4.2.2020 bolo pridelovanie opätovne 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 vnútrodených 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.

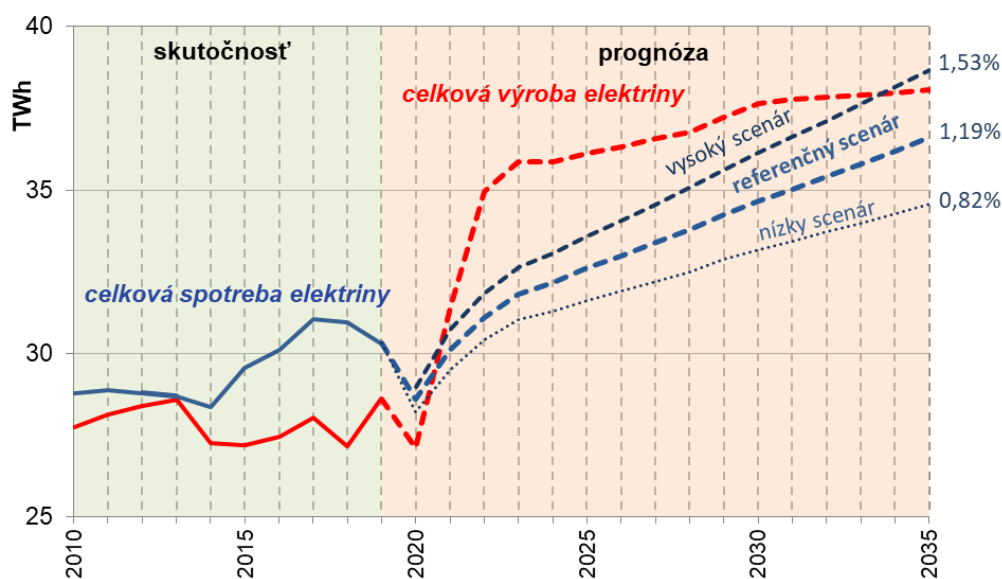
V priebehu Q1 2020 bol zo strany SEPS úspešne realizovaný prístupový proces k celoeurópskemu projektu pre jednotné vnútrodené obchodovanie SIDC-XBID. Implementácia a testovanie riešenia pre implicitné priebežné obchodovanie v rámci vnútrodeného trhu na báze SIDC-XBID je na hraniciach ponukovej oblasti SR, t.j., na profiloch SK/CZ, SK/PL a SK/HU plánovaná v priebehu rokov 2020/2021, s predpokladaným spustením riešenia v Q4 2021. 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 výrobných základne.

Predpokladaný vývoj celkovej výroby elektrickej energie do roku 2035 je výsledkom tzv. market simulácie<sup>5</sup> celoeurópskeho modelu.



**Obr. 3.1** Prognóza vývoja celkovej spotreby elektriny na Slovensku v rokoch 2019 až 2035 (priemerný rast do roku 2035 vztiahnutý 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						28,21	31,62	33,17	34,56
Referenčný scenár	28,76	29,55	31,06	30,95	30,31	28,60	32,60	34,65	36,62
Vysoký scenár						28,99	36,83	36,13	38,67

Analýza zabezpečenia dodávok elektriny v SR do roku 2035 vychádza z predpokladov prognózy spotreby elektriny a 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 EMO 3, 4 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 preyšovala od roku 2022 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.

<sup>5</sup> pravdepodobné zaraďovanie výrobných jednotiek a ekonomické nasadzovanie ich dostupného výkonu pre pokrývanie predpokladaného zaťaženia sústavy v hodinovom rozlíšení pri zohľadnení technicko-ekonomických parametrov výroby elektriny, výpadkov a obmedzení pri výrobe a v prenose elektriny.

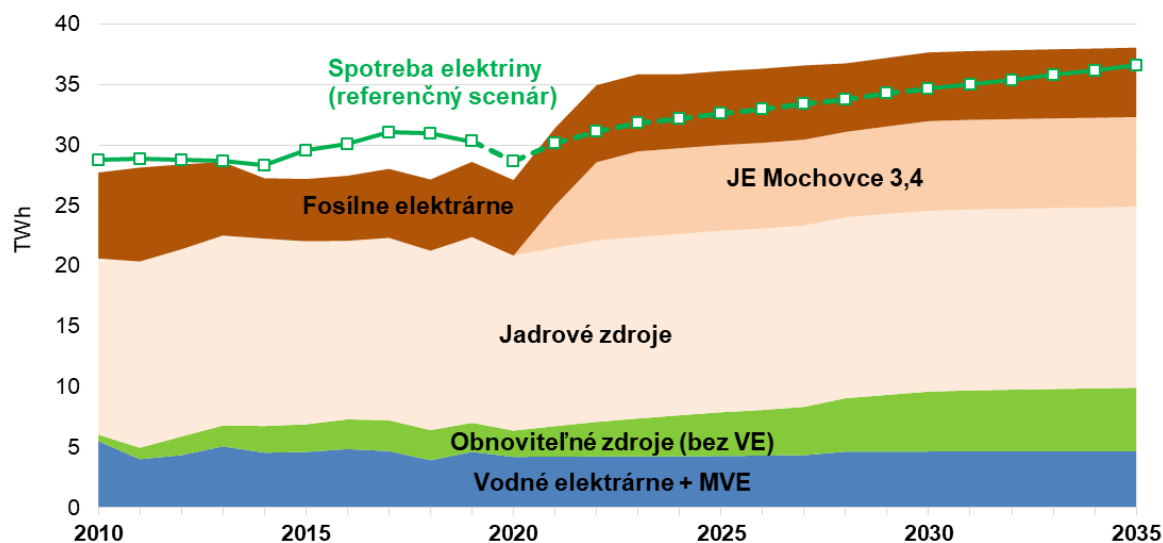


**Tab. 3.2** Predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny v SR do roku 2035 (TWh)

	Skutočnosť					Prognóza			
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030	2035
Celková brutto spotreba	29,55	30,10	31,06	30,95	30,31	28,60	32,60	34,65	36,62
Celková výroba	27,19	27,45	28,03	27,15	28,61	27,10	36,12	37,66	38,06
Bilančné saldo*	-2,36	-2,65	-3,03	-3,80	-1,70	-1,50	3,51	3,01	1,44
Bilančné saldo (%)*	-8,0%	-8,8%	-9,8%	-12,3%	-5,6%	-5,2%	10,8%	8,7%	3,9%

\* Bilančné saldo je rozdiel medzi celkovou výrobou a brutto spotrebou

Uvedením tretieho bloku JE Mochovce do prevádzky nastane výrazný pokles v súčasnosti evidovaného importného salda. K zmene importného charakteru bilancie ES SR na exportný dôjde až po spustení štvrtého bloku JE Mochovce do komerčnej prevádzky. 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.



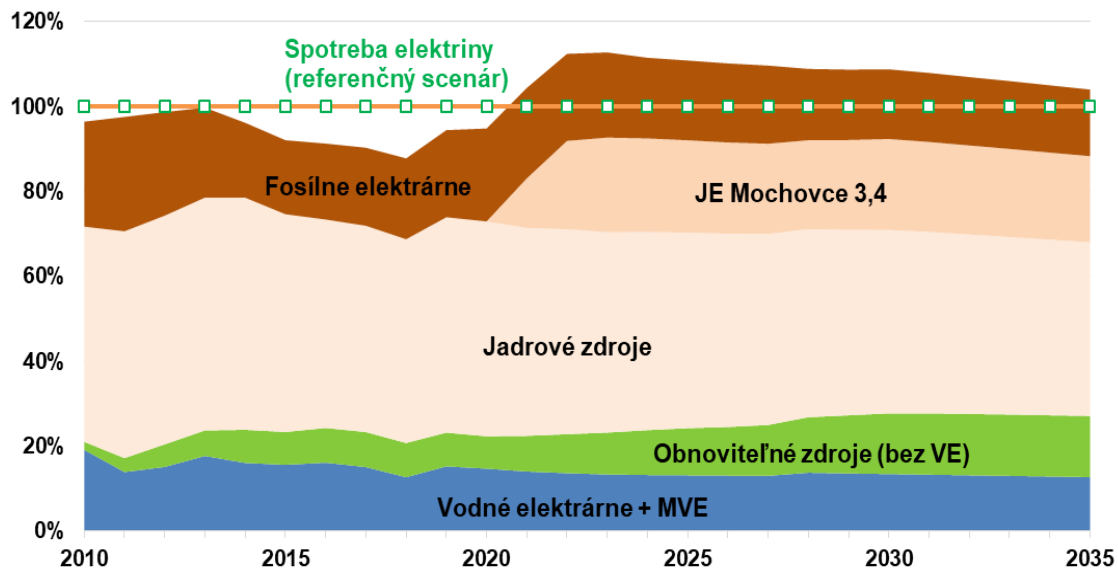
**Obr. 3.2** Prognóza vývoja spotreby elektriny a jej pokrývania disponibilnou výrobou elektriny podľa očakávaného vývoja do roku 2035

Z uvedeného vyplýva, že pre dosiahnutie vyrovnanej 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%	72,9%	92,0%	92,3%	88,3%
z toho: OZE + vodné	21,0%	23,3%	23,2%	22,3%	24,2%	27,7%	27,1%
z toho: jadrové	50,7%	51,3%	50,7%	50,6%	67,8%	64,6%	61,2%
Fosilne elektrárne	24,7%	17,4%	20,5%	21,9%	18,8%	16,4%	15,7%
Spolu	96,4%	92,0%	94,4%	94,8%	110,8%	108,7%	103,9%

SR má v súčasnosti podiel bezuhlíkovej výroby elektriny na úrovni 73,9 % celkovej spotreby elektriny. Podiel bezuhlíkových technológií v roku 2025 na predpokladanej spotrebe elektriny v SR môže po dostavbe EMO 3, 4 a dosiahnutí cieľov výroby elektriny z OZE podľa návrhu INECP SR dosiahnuť až 92 %.



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

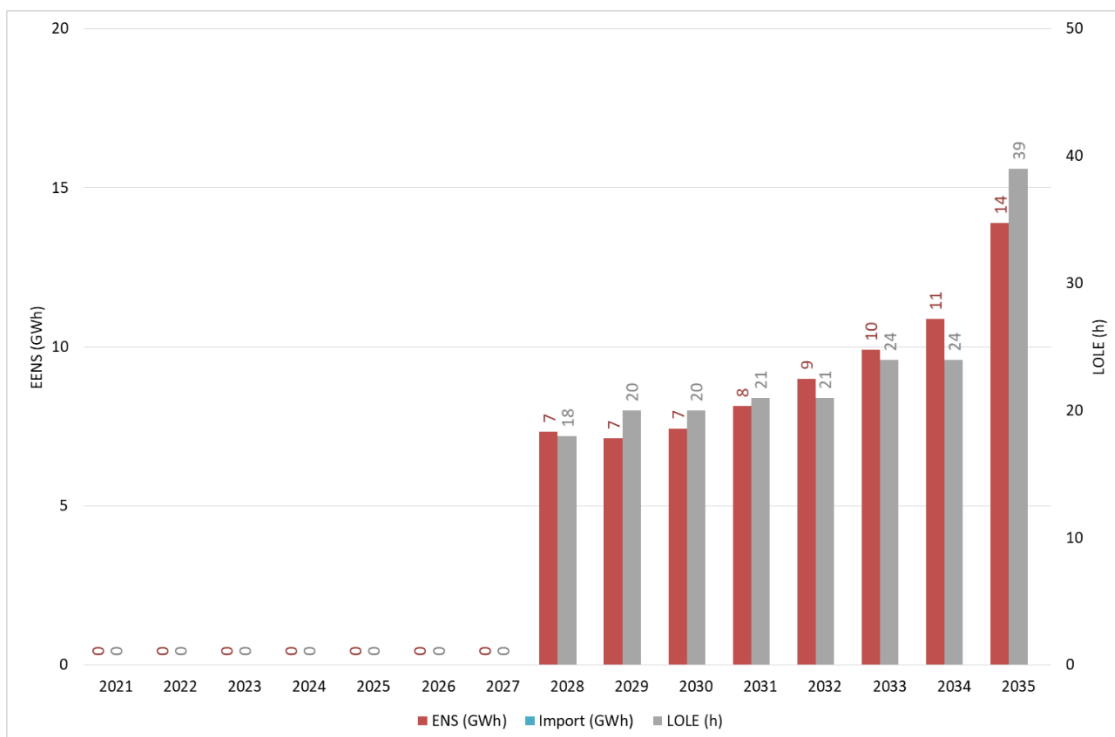
Dôležitým aspektom pri rozvoji zdrojovej základne je zabezpečenie systémovej dostatočnosti, tzn. zabezpečenie optimálneho zdrojového mixu pre bezpečné a spoľahlivé prevádzkovanie sústavy. Spôsob prevádzky zariadení na výrobu elektriny v ES SR vzhľadom na ich povahu a regulačné možnosti výrazne ovplyvňuje 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.

Hodnotenie zdrojovej dostatočnosti ES SR vychádza, rovnako ako hodnotenie disponibility PpS v kapitole 2.3, z market-simulácie pre obdobie rokov 2021 – 2035. Výstupom tejto simulácie je, okrem iného, aj informácia o nedodanej energii (ENS – Energy Not Supplied) vyjadrenej v MWh/rok a trvaní nedodávky energie (LOLE – Loss of Load Expectation) v h/rok v prípade, kedy v ES nie je možné zabezpečiť dostatok výkonu (t.j. pokryť predpokladané zaťaženie) prostredníctvom dostupných výrobných jednotiek alebo importom elektriny z okolitých ES (pre zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES). Nenulové hodnoty indikujú vo výsledkoch problém so zdrojovou dostatočnosťou ES.

Pri uvažovaní vyššie spomínaných predpokladov očakávaného rozvoja ES SR (zdrojového mixu a prenosovej infraštruktúry) bude v sústave v každej hodine do roku 2035 dostatočný výkon (výroba elektriny v ES SR alebo import elektriny z okolitých ES) pre pokrývanie predpokladaného zaťaženia. Z výsledkov market-simulácie teda vyplýva, že sa v sledovanom období 2021-2035 nevyskytuje stav, kedy by bola evidovaná nedodávka elektriny. V prípade nedostatočného výkonu výrobných zariadení na území SR pre pokrytie zaťaženia, má ES SR dostatočnú importnú schopnosť pokryť tento rozdiel importom.

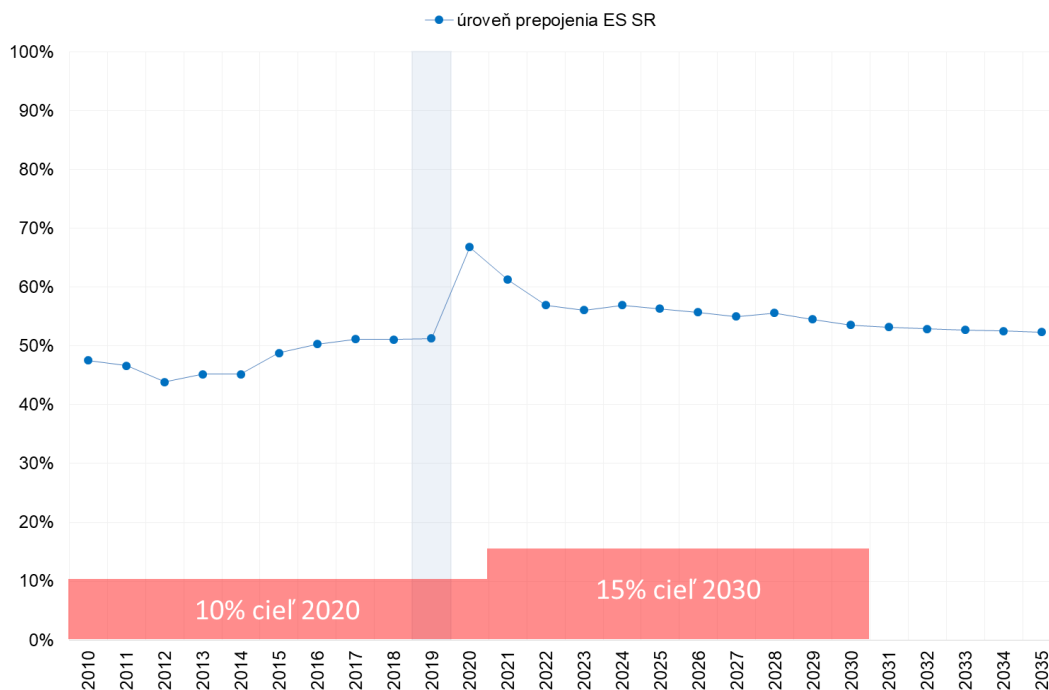
V prípade nedostupnosti importu (nedostupná cezhraničná infraštruktúra alebo nedostatok výkonu v okolitých ES) pre pokrytie zaťaženia (zabezpečenia dodávok elektriny v SR) bola by nedodávka elektriny v roku 2035 na úrovni 14 GWh a celkové trvanie 39 hodín, čo predstavuje 0,4 % z celkového časového fondu roka. Nedodávka sa vyskytuje hlavne v čase, kedy dochádza súčasne k plánovanej údržbe jedného výrobného bloku a výpadku iného/-ých blokov. Ak bude v uvedenom období zabezpečený import elektriny vo výške nedodanej elektriny, tak ENS aj LOLE bude nulové. Vzhľadom na výšku nevyhnutného importu a importné kapacity PS SR to nepredstavuje v uvedenom horizonte riziko.





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

Na základe oznámenia Komisie o posilnení energetických sietí, dosiahla SR v roku 2019 úroveň prepojenosti prenosovej sústavy 51 % a v roku 2020 po uvedení nových SK-HU vedení do prevádzky dosiahne SR 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.

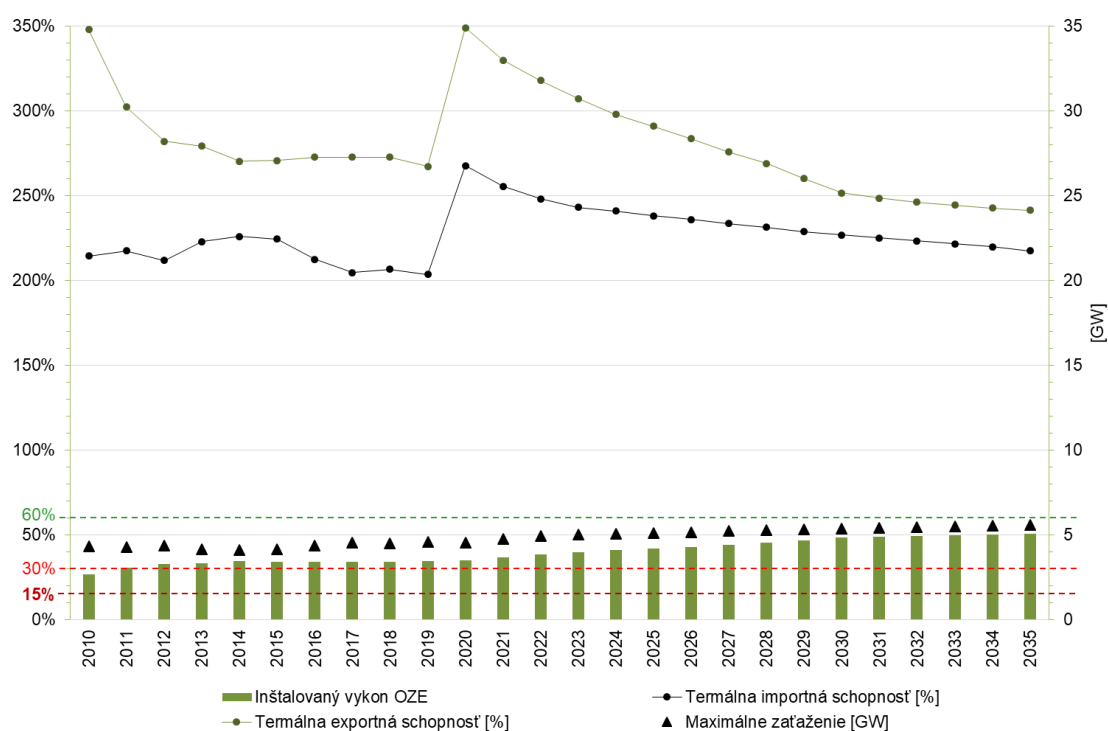


**Obr. 3.5** Predpokladaný vývoj prepojenosti SR do roku 2035

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 cca 240 – 350 % predpokladaného inštalovaného výkonu OZE. Rozdiel priemernej ročnej marginálnej ceny je oproti susedným obchodným zónam okrem ČR väčší ako 2€/MWh. Priemerná ročná marginálna cena v obchodných oblastiach predstavuje výšku variabilných nákladov závernej elektrárne (nasadená elektrárňou do výroby s najvyššími variabilnými nákladmi na 1MWh), 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.



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

Z uvedeného je zjavné, 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 niektorých zariadení 220 kV sústavy približne do obdobia okolo roku 2025 (alebo tesne po ňom), 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 220 kV PS.

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 už vyššie spomenutého postupného útlmu 220 kV PS, podmienené taktiež investičnými zámermi existujúcich, ako aj potenciálne nových užívateľov 400 kV PS, podnetmi zo strany nižších napäťových úrovní jednotlivých DS (predovšetkým z pohľadu decentralizovanej výroby), alebo aj cezhraničnými vplyvmi. Zabudnúť sa nesmie ani na pravidelnú obnovu a modernizáciu existujúcej 400 kV infraštruktúry. 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 PPS 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 Plán Rozvoja SEPS na roky 2020 až 2029 a z Desaťročného plánu rozvoja prenosovej sústavy na roky 2020 – 2029, ktorý je verejne dostupný na webovom sídle SEPS. 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-E<sup>6</sup>. Základné informácie o projektoch spoločného záujmu SEPS sú dostupné na webovom sídle MH SR<sup>7</sup>.

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

K hlavným investičným zámerom prevádzkovateľa PS patrí prebiehajúca prestavba ESt 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.

V súčasnosti prebiehajú výrazné zmeny súvisiace s prechodom z napäťovej hladiny 220 kV na 400 kV v elektrickej stanici Bystričany a Senica (detailnejšie informácie sú uvedené nižšie v texte). V rámci toho bude v uvedených ESt realizovaný aj režim diaľkového riadenia. V prípade ostatných ESt vo vlastníctve SEPS na napäťovej úrovni 220 kV s transformáciou 220/110 kV (okrem 220 kV ESt Senica, ktorá je už v súčasnosti diaľkovo riadená), sa v týchto ESt s realizáciou diaľkového riadenia už neuvažuje v súvislosti s vyššie spomenutým postupným útlmom a likvidáciou 220 kV PS.

<sup>6</sup> <http://tyndp.entsoe.eu/>

<sup>7</sup> <https://www.mhsr.sk/energetika/medzinarodna-spolupraca/projekty-spolocneho-zaujmu-pci>

Predpokladáme, že po roku 2032 by mali byť všetky ESt vo vlastníctve SEPS prevádzkované v režime diaľkového riadenia.

ESt Považská Bystrica bude nahradená novou ESt Ladce s R400 kV s transformáciou 2x 400/110/33kV. Do R400 kV Ladce bude zaslučkované súčasné 400 kV vedenie V495 Bošáca - Varín. Na základe súčasných dohôd so SSD sa predpokladá vyvedenie výkonu z transformátorov 400/110 kV štyrmi vedeniami 110 kV do distribučnej sústavy SSD. Projekt je vo fáze prípravy zmluvy o spoločnom postupe, v ktorej bude dohodnutý vecný, časový a finančný rozsah spolupráce medzi SEPS a SSD pri príprave a realizácii tohto projektu.

Významnou investíciou v procese postupnej náhrady 220 kV sústavy v PS SR je prechod ESt Bystričany z transformácie 220/110 kV na transformáciu 400/110 kV. Prechod uvedenej PS/DS transformácie 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,
- vedenie 2x400 kV Horná Ždaňa – lokalita Oslany,
- rozvodňa 400 kV Horná Ždaňa – rozšírenie,
- vedenie 2x400 kV Bystričany – Križovany,
- rozvodňa 400 kV Križovany – rozšírenie,
- transformácia 400/110 kV Bystričany – transformátory T401 a T402.

V roku 2019 boli skolaudované stavby: rozvodňa 400 kV Bystričany, rozvodňa 400 kV Horná Ždaňa – rozšírenie a rozvodňa 400 kV Križovany – rozšírenie. Vedenie 400 kV Križovany – Bystričany je vo výstavbe v koridore pôvodného 220 kV vedenia V274 Križovany – Bystričany. Jeden poťah tohto vedenia bude prechodne prevádzkovaný ako 220 kV vedenie Bystričany – Križovany, druhý poťah tohto vedenia bude prevádzkovaný ako 400 kV vedenie Bystričany – Križovany. 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 na 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 R 400 kV Horná Ždaňa. Ukončenie celého súboru stavieb sa predpokladá v roku 2022, hoci v prípade vedenia 2x400 kV H. Ždaňa - lokalita Oslany je proces získavania stavebného povolenia prerušený z dôvodu pokračujúceho predkladania námietok účastníkmi konania. To, kedy bude vydané stavebné povolenie, po ktorom sa spustí proces výberu zhotoviteľa stavby, sa v súčasnosti nedá odhadnúť.

V západnej časti PS SR realizuje SEPS dva významné investičné projekty.

Prvým je súbor stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“ v nasledujúcom rozsahu:

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

Prechod na napätovú úroveň 400 kV v tejto ESt sa zabezpečí výstavbou novej rozvodne 400 kV v rozsahu piatich polí, zaslučkovaním existujúceho 400 kV vedenia V424 (Križovany – Sokolnice) do novej 400 kV rozvodne a vybudovaním novej transformácie 400/110 kV, 350 MVA. Zároveň, výstavbou R400 kV Senica dôjde k likvidácii existujúcej R220 kV Senica. Súbor stavieb je vo fáze projektových a inžinierskych prác. Územné rozhodnutia sú vydané, stavebné povolenie na zaslučkovanie vedenia V424 tiež a prebieha výber dodávateľa realizačných prác. Práce na novej

R400kV Senica pokračujú vo fáze inžinierskych a projektových činností. Uvedenie novej transformácie 400/110 kV Senica do prevádzky sa predpokladá v roku 2023.

Druhým je investičný projekt „Diaľkové riadenie a výmena transformátora T404 v ESt Podunajské Biskupice, prechod rozvodne 400 kV Podunajské Biskupice na rozvodňu nového typu“. Súčasťou súboru stavieb je prechod R400 kV na diaľkové riadenie a bezobslužnú prevádzku vrátane rekonštrukcie rozvodne na rúrové prípojnice so šírkou polí 18 m, ako aj výmena transformátora T404, 400/110 kV. Realizácia súboru stavieb by mala byť ukončená v roku 2020.

Okrem týchto dvoch už prebiehajúcich projektov, sú v tejto časti PS zvažované a vyhodnocované projekty výstavby ESt Vajnory a Nové Zámky vrátane novej transformácie 400/110 kV, ktoré sú spoločnou aktivitou SEPS a ZSD. Ide o potenciálne rozvojové zámery, ktoré sa v čase spracovania tejto správy analyzované obomi spoločnosťami. Rozhodnutie o tom, ktorý z uvedených zámerov sa bude napokon realizovať, by malo byť známe najneskôr v treťom kvartáli 2020.

S odberateľom 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 220 kV PS v ESt Senica a ESt Bystričany). SEPS aj Duslo, a. s., intenzívne hľadajú obojstranne (technicky aj ekonomicky) vyhovujúce riešenie. Rokovania o konkrétnom technickom riešení sú v počiatočnej fáze, avšak z pohľadu SEPS pôjde o dôležitý investičný zámer 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 staniách SEPS.

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

Nadväzujúcim a nemenej dôležitým projektom je „Kompenzácia v ESt Varín“. V rámci tohto IPR bude prostredníctvom 33 kV rozvodne pripojená kompenzačná tlmivka s výkonom 60 MVar. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2022. Ďalej bude realizovaný prechod tejto stanice na diaľkové riadenie a výmena T401 s predpokladaným termínom ukončenia v roku 2028. Rozsah a časový harmonogram uvedeného projektu sa v súčasnosti prehodnocuje.

V tejto časti PS sa ešte plánuje výmena transformátorov T401 a T402 v ESt Liptovská Mara do roku 2030 a prechod stanice na diaľkové riadenie v horizonte roku 2032.

Dôležitým zámerom z pohľadu spoľahlivosti zásobovania veľkoodberateľa elektriny, spoločnosti OFZ, ktorá je priamym odberateľom elektriny z PS, je realizácia transformácie 400/110 kV, 350 MVA, v ESt Sučany vrátane prechodu stanice do diaľkového riadenia, vybudovania novej R110 kV a rekonštrukcie R400 kV, a to v rámci projektu „Prechod ESt Sučany do diaľkového riadenia“. Realizácia je naplánovaná na obdobie rokov 2020 – 2026. Súčasťou projektu presun kompenzačnej tlmivky 33 kV, 90 MVar, z ESt Voľa do terciárneho vinutia existujúceho T401 Sučany a pôvodná 60 MVar tlmivka z T401 Sučany bude presunutá do ESt Voľa.

Vo východnej časti PS SR sa ukončuje realizácia investičného projektu „Výmena transformátorov T401, T402 a diaľkové riadenie v ESt Spišská Nová Ves“, v rámci ktorého sa zrealizuje prechod ESt na diaľkové riadenie a súčasne sa dožívajúce transformátory T401 a T402 vymenili za nové s menovitým výkonom 250 MVA. Oba nové transformátory boli uvedené do prevádzky.

V oblasti transformácie PS/DS sa do roku 2029 predpokladá doplnenie, resp. výmena fyzicky dožívajúcich transformátorov, pri ktorých sa predpokladá, že ich technický stav po uplynutí ich životnosti nedovolí ich ďalšiu bezpečnú a spoľahlivú prevádzku. Ide o nasledujúce projekty:

- výmena T401 v ESt Stupava,
- výmena T402 v ESt Podunajské Biskupice,
- výmena T401 a T403 v ESt Horná Ždaňa<sup>8</sup>,
- výmena T403 v ESt Rimavská Sobota,
- výmena T401 v ESt Varín,
- výmena T401 v ESt Križovany.

#### 4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS

Prioritnými cezhraničnými projektmi, ktoré SEPS v súčasnosti realizuje, sú projekty výstavby prenosových vedení do Maďarska, ktoré majú aj štatút projektov spoločného významu. Ide o vedenie 2x400 kV Gabčíkovo (SK) – Gönyű (HU) – Veľký Ďur (SK) v trase od mesta Veľký Meder po štátnu hranicu s Maďarskom a vedenie 2x400 kV Rimavská Sobota (SK) – Sajóivánka (HU) vyzbrojené jedným poťahom s predpokladaným dátumom uvedenia vedení do prevádzky koncom roka 2020. Aktuálny stav uvedených projektov spoločného záujmu je možné sledovať aj na [webovom sídle MH SR](#)<sup>9</sup>.

Na 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. Už skôr spomínaná likvidácia prenosovej sústavy na napät'ovej hladine 220 kV sa v budúcnosti dotkne aj existujúcich cezhraničných vedení 220 kV (V270 P. Bystrica (SK) – Lískovec (CZ) cca v roku 2026 a V280 Senica (SK) – Sokolnice (CZ) cca v roku 2021) na slovensko – českom profile.

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.

Slovensko – ukrajinský cezhraničný profil predstavuje často úzke miesto (spolu s profilom do Maďarska) pri cezhraničných prenosoch elektriny a spôsobuje prevádzkové problémy a problémy s riadením aj elektroenergetickému dispečingu SR. Preto sa prevádzkovatelia PS SR a Ukrajiny dohodli na obnove jestvujúceho cezhraničného vedenia (1x400 kV) V440 Veľké Kapušany (SK) – Mukačevo (UA). Tento projekt s názvom „Obnova 400 kV vedenia Mukačevo (UA) – Veľké Kapušany (SK)“ bol zaradený do posledného zoznamu PECCI / PMI projektov v rámci tzv. Energy Community<sup>10</sup>. Z dôvodu zlého technického stavu vedenia V440 na území Ukrajiny však plánuje ukrajinský PPS v koridore existujúceho vedenia V440 výstavbu nového 2x400 kV vedenia, predbežne vyzbrojeného jedným poťahom. Chce tak obnoviť existujúce vedenie na svojej strane už do roku 2023. Finálne technické riešenie a rozsah obnovy vedenia V440, ako aj prípadné úpravy v časovom harmonograme obnovy, sa upresnia na základe výsledkov spoločnej štúdie PPS SR a Ukrajiny, predbežne v roku 2023. Predpokladaný termín obnovy vedenia na území SR a prípadných úprav na novom vedení na území UA (dozbrojenie vedenia druhým poťahom) je rok 2030.

<sup>8</sup> Definitívne rozhodnutie a konkrétny harmonogram výmeny bude závisieť od konečnej dohody so spoločnosťou Slovalco, a. s., o ďalšej prevádzke jej zariadení v PS a o celkovej výške odberu z PS.

<sup>9</sup> <https://www.mhsr.sk/energetika/medzinarodna-spolupraca/projekty-spolocneho-zaujmu-pci>

<sup>10</sup> <https://energy-community.org/regionalinitiatives/infrastructure/selection.html>

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

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 preťaženia 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. Automatické odľahčovanie sústavy začína pri poklese frekvencie na 49,0 Hz (1. stupeň). Pri poklese frekvencie pod 49,0 Hz dochádza v intervaloch 300 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 2019

Stupne vypínania	Prahová frekvencia	Vypínaná časť zaťaženia v ES SR
<b>1. stupeň</b>	49,0 Hz	11,19, %
<b>2. stupeň</b>	48,7 Hz	10,53 %
<b>3. stupeň</b>	48,4 Hz	11,70 %
<b>4. stupeň</b>	48,1 Hz	15,20 %
<b>Spolu vo všetkých stupňoch</b>	49,0 – 48,0 Hz	48,62%

## 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 SAFA<sup>11</sup> sú akékoľvek opatrenia, ktoré prevádzkovateľ PS uplatní včas, aby plnil kritérium N-1. Možnosti využívania nápravných opatrení v ES SR sú nasledovné:

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

Nápravné opatrenia redispečing a protiobchod v súčasnosti nemá možnosť PPS využívať.

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.

---

<sup>11</sup> <https://www.crz.gov.sk/index.php?ID=4006242&l=sk>

#### **5.4 Vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz**

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

Plnenie predmetných povinností je zabezpečované prostredníctvom systému pre koordinované bezpečnostné analýzy AMICA. Systém je prevádzkovaný spoločnosťou TSCNET Services GmbH. Počas roka 2018 došlo k prechodu z testovacej prevádzky na prevádzku ostrú keďže spoločnosť SEPS sa stala právoplatným akcionárom spoločnosti 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.

## 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).

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.

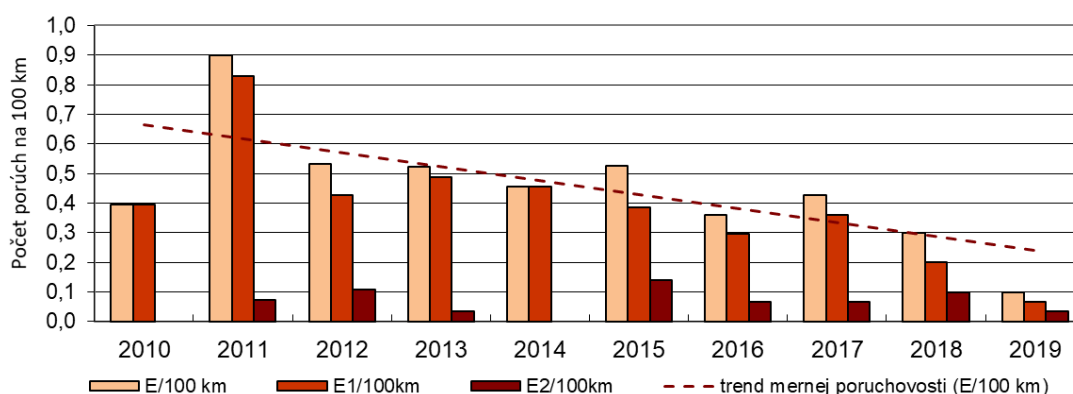
## 7 Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy

Súhrnné vyhodnotenie štandardov kvality prenosu elektriny za rok 2019 v zmysle §11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. je zverejnené na webovom sídle prevádzkovateľa PS SR (ďalej len „Vyhodnotenie štandardov kvality SEPS“)12.

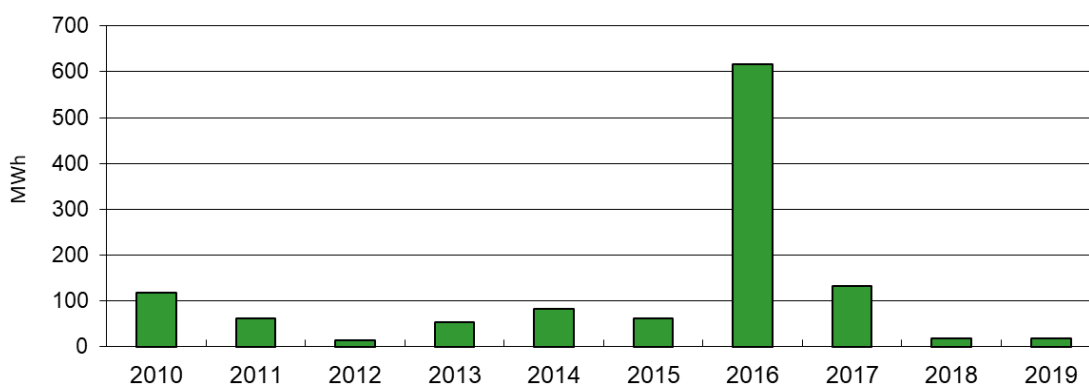
### 7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu

V roku 2019 boli na zariadeniach prevádzkovateľa PS zaevidované celkom 3 poruchové vypnutia. Z toho 2 typu E1 - bez poškodenia zariadenia a 1 porucha typu E2 - s poškodením zariadenia. Pri všetkých poruchách došlo k obmedzeniu dodávky elektrickej energie zo strany prevádzkovateľa PS vo výške 25,35 MWh.

Vývoj mernej poruchovosti zariadení PS a nedodanej elektriny prevádzkovateľom PS v období 2010 – 2019 je uvedený v grafoch na nasledujúcich obrázkoch.



**Obr. 7.1** Vývoj mernej poruchovosti v prenosovej sústave SR za roky 2010 až 2019



**Obr. 7.2** Vývoj nedodanej elektriny v prenosovej sústave SR za roky 2010 až 2019

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

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

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

<sup>12</sup> [https://www.sepsas.sk/Dokumenty/StandKvality/2020/02/Standardy\\_kvality\\_2019\\_podla\\_Vyhlasaky\\_236\\_2016.pdf](https://www.sepsas.sk/Dokumenty/StandKvality/2020/02/Standardy_kvality_2019_podla_Vyhlasaky_236_2016.pdf)

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 2019 nebolo v SEPS evidované žiadne podanie užívateľa PS na nedodržanie kvality prenosu elektriny, a teda v roku 2019 nedošlo zo strany PPS k žiadnemu porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov štandardov kvality. V roku 2019 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 96,61 % 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 z dôvodu pandémie COVID-19 má priamy dopad aj na vývoj spotreby elektriny. Na základe predpokladaného medziročného poklesu HDP SR o -10,3 %, podľa prognózy NBS, sa v roku 2020 očakáva pokles spotreby elektriny v SR na úrovni TNS vo výške -1 801 GWh (-6,8 %). Zotavenie trendu vývoja spotreby elektriny na úroveň pred vypuknutia pandémie COVID-19 sa očakáva už v roku 2021. Výhľad spotreby elektriny v sledovanom období tejto správy predpokladá priemerný medziročný rast na úrovni 1,19 %. Podľa tohto predpokladu dosiahne celková brutto spotreba elektriny v roku 2035 hodnotu 36 615 GWh, čo predstavuje celkový nárast +6 305 GWh (+21 %) oproti roku 2019.

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 blokov 3 a 4 JE Mochovce (2x471 MW) dôjde k zmene bilančného charakteru sústavy z importnej (-5,6 %) na exportnú (rok 2025 +10,8 %), ktorá však bude vplyvom predpokladaného rastu spotreby elektriny a ďalším odstavením alebo náhradou fosílnych zdrojov pri výrobe elektriny klesať (rok 2035 +3,9 %).

Do roku 2035 bude v sústave dostatok výkonu pre zaistenie zdrojovej dostatočnosti. 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 uhoľných 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
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
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 – pozrieť
FVE	Fotovoltaická 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
MAVIR	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Maďarsku
MC	Market Coupling
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
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 siet'ových 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
ZSD	Západoslovenská distribučná, a.s.
ZVO	Zvýšenie odoberaného výkonu