

Správa
o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok
elektriny za 2017

OBSAH

ÚVOD	2
1 ZHODNOTENIE ROKU 2017	3
1.1 Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR	3
1.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny	5
1.3 Regulácia sústavy	9
1.4 Realizácia investičných zámerov prevádzkovateľa prenosovej sústavy	12
2 PREDPOKLADANÝ VÝVOJ ZÁSOBOVANIA ELEKTRINOU NA NASLEDUJÚCICH 5 ROKOV	13
2.1 Vývoj spotreby	13
2.2 Výroba elektriny	14
2.3 Podporné služby	15
2.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR	18
3 PERSPEKTÍVY ZABEZPEČENIA DODÁVOK ELEKTRINY DO ROKU 2030	20
4 INVESTIČNÉ ZÁMERY PREVÁDZKOVATEĽA PRENOSOVEJ SÚSTAVY NA NASLEDUJÚCICH 10 ROKOV	25
4.1 Vnútroštátne investičné zábery prevádzkovateľa PS	25
4.2 Cezhraničné investičné zábery prevádzkovateľa PS	27
5 BEZPEČNOSŤ A SPOĽAHLIVOSŤ PREVÁDZKY ES SR, OPATRENIA NA RIEŠENIE PREŤAŽENÍ	29
5.1 Príprava prevádzky ES SR	30
5.2 Vypracovanie Plánu obrany a obnovy ES SR	30
5.3 Nápravné opatrenia v zmysle Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E	31
5.4 Vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz	31
6 OPATRENIA NA KRYTIE ŠPIČKOVÉHO DOPYTU A RIEŠENIE VÝPADKOV V ELEKTRIZAČNEJ SÚSTAVY SR	33
7 KVALITA PRENOSU A ÚROVEŇ ÚDRŽBY PRENOSOVEJ SÚSTAVY	35
7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu	35
7.2 Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny v PS	36
ÚLOHA ORGÁNOV ŠTÁTNEJ SPRÁVY	37
ZÁVER	38

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 2017

Hodnotenie prevádzky ES SR v predchádzajúcom roku vychádza z oficiálnych údajov prevádzkovateľa prenosovej sústavy, ktoré sú zverejnené na webovom sídle¹ spoločnosti Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s.

1.1 Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR

V roku 2017 dosiahla celková spotreba elektriny² Slovenskej republiky historické maximum. Hodnota 31 056 GWh predstavuje oproti roku 2016 nárast o 954 GWh (+3,17 %). Zásadný vplyv na túto skutočnosť mal pretrvávajúci hospodársky rast a obdobie výrazne nižších vonkajších teplôt začiatkom roka.

Nárast výroby elektriny (+575 GWh) bol oproti predchádzajúcemu roku výraznejší (+2,10 %).

Maximálne zaťaženie sústavy bolo zaznamenané 11. januára o 19:00 vo výške 4 550 MW, čo je nárast oproti predchádzajúcemu roku o 168 MW. Minimum zaťaženia (30. júla o 3:00) dosiahlo hodnotu 2 365 MW.

Vývoj zásobovania SR elektrinou v rokoch 2005 až 2017 je uvedený v nasledujúcej tabuľke.

Tab. 1.1 Výroba, spotreba a zaťaženie ES SR v rokoch 2005 až 2017

Rok	Výroba [GWh]	Celková spotreba [GWh]	Saldo* [GWh]	Priemerné zaťaženie** [MW]	Maximálne zaťaženie [MW]
2005	31 294	28 572	2 722	3 262	4 346
2006	31 227	29 624	+ 1 603	3 382	4 423
2007	27 907	29 632	-1 725	3 383	4 418
2008	29 309	29 830	-521	3 396	4 342
2009	26 074	27 386	-1 312	3 126	4 131
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

* Kladná/záporná hodnota salda znamená export/import.

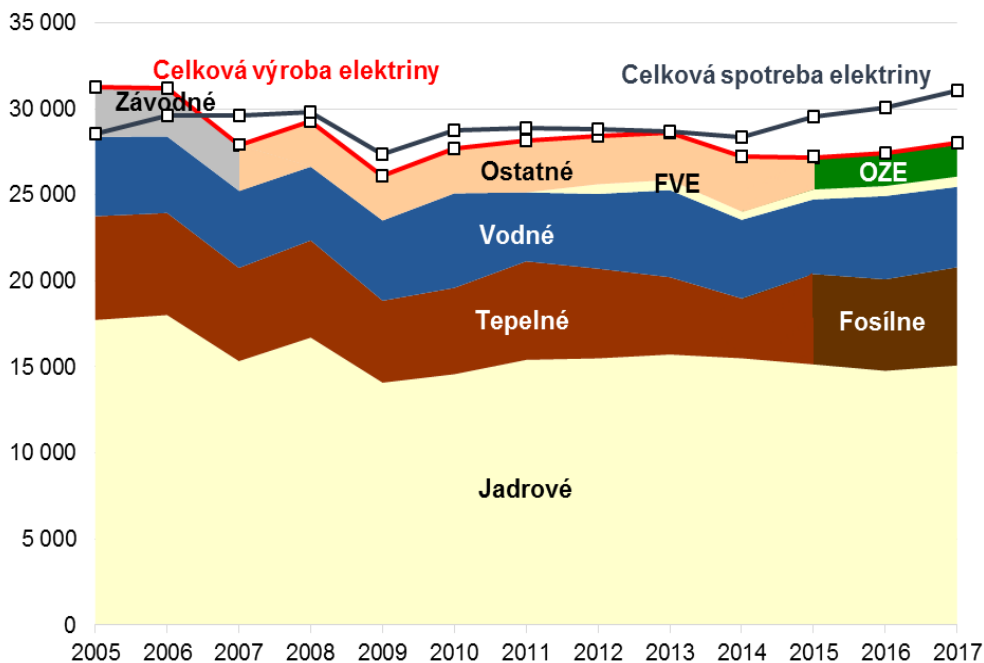
** Celková spotreba podelená počtom hodín v príslušnom roku

Z pohľadu bilancie elektriny je Slovensko od roku 2007 (po odstavení EBO V1) importnou krajinou, avšak do roku 2013 mal import zostupnú tendenciu. V rokoch 2014 až 2017 sa tento trend zmenil. Import elektriny v roku 2017 dosiahol hodnotu 3 030 GWh, čo je oproti predchádzajúcemu roku nárast o 378 GWh. Podiel importu na celkovej spotrebe elektriny SR zostal oproti roku 2016 (8,8 %) na porovnateľnej úrovni (9,8 %).

¹ http://www.sepsas.sk/Zataz_sustavy_Rok.asp?kod=485

² Pod pojmom celková spotreba elektriny pre účel tohto materiálu je potrebné rozumieť celkovú brutto spotrebu

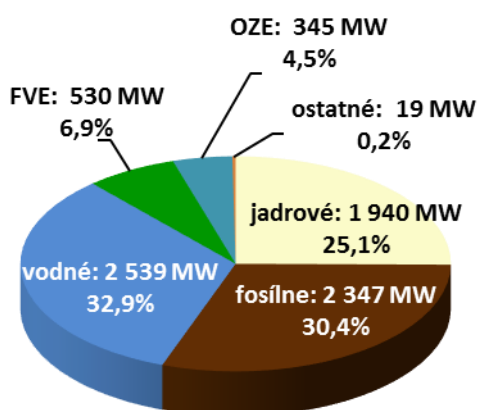
Hlavnou príčinou je nerovnováha medzi cenou elektriny na trhu a výrobnými nákladmi zariadení na výrobu elektriny, ktoré nemôžu využiť dotáciu na svoju produkciu. Výsledkom je výhodnejší nákup elektriny v zahraničí.



Poznámka: V rokoch 2007 a 2015 došlo k zmene v spôsobe vykazovania výroby elektriny

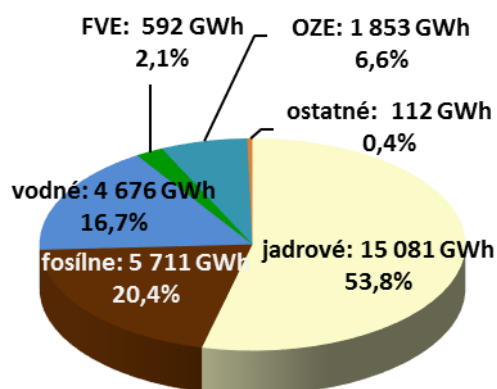
Obr. 1.1 Bilancia celkovej výroby a spotreby elektriny SR za roky 2005 – 2017

Na nasledujúcich obrázkoch je uvedená štruktúra inštalovaného výkonu a výroby elektriny SR v absolútnych hodnotách ako aj ich percentuálny podiel na celkovej sume MW, resp. GWh. Z kategórie obnoviteľných zdrojov elektriny sú samostatne uvedené FVE.



Poznámka: Kategória ostatné zahŕňa zariadenia na výrobu elektriny katalytickým spracovaním odpadu a spaľovne odpadu

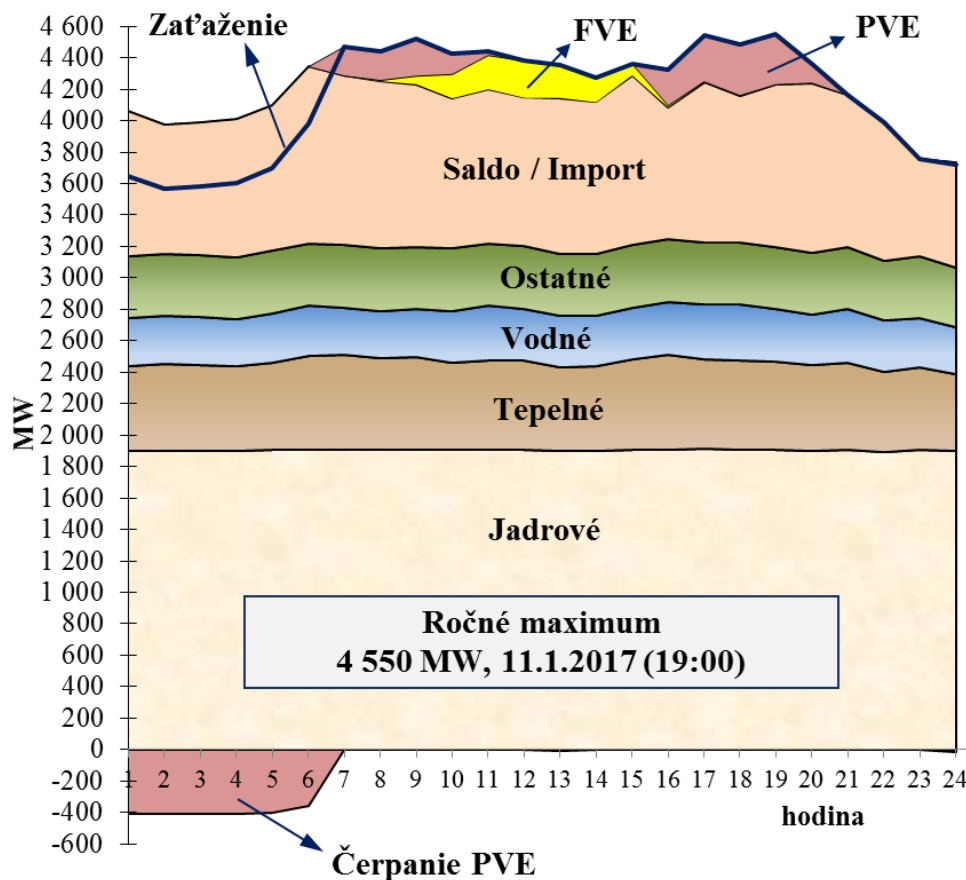
Obr. 1.2 Štruktúra inštalovaného výkonu v ES SR v roku 2017



Obr. 1.3 Štruktúra výroby elektriny v ES SR v roku 2017

Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny v ES SR dosiahol v roku 2017 hodnotu 7 721 MW. Oproti roku 2016 došlo k jeho poklesu o 128 MW, pričom hlavný podiel na tomto poklese malo odstavenie 3. bloku tepelnej elektrárne Nováky.

Pokryvanie zaťaženia ES SR výrobou zo zariadení na výrobu elektriny v deň maximálneho zaťaženia je zobrazené na nasledujúcom obrázku.

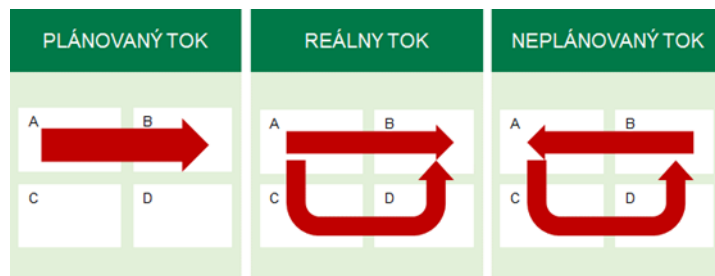


Obr. 1.4 Priebeh zaťaženia a jeho pokrývanie v dni maxima roku 2017

Poznámka: Kategórie zariadení na výrobu elektriny pre pokrývanie zaťaženia ES SR sú vykazované v štruktúre predchádzajúcich rokov (Zdroj: Ročenka SED uverejnená na webovom sídle SEPS³)

1.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny

PS SR je z dôvodu svojej polohy, existencie cezhraničných prepojení, charakteristikami okolitých ES ako aj spôsobom použitej metódy alokácie prenosových kapacít zaťažovaná neplánovanými tokmi elektriny. Grafické zobrazenie problematiky plánovaných a neplánovaných tokov je znázornené na obr. 1.5.



Obr. 1.5 Schematické zobrazenie definovania plánovaných a neplánovaných tokov elektriny

³ <http://www.sepsas.sk/Rocenka.asp?kod=496>

Príčiny vzniku neplánovaných tokov sú:

- nestála výroba elektriny z OZE (najmä výroba elektriny z veterných a fotovoltaických elektrární) s vysokým celkovým inštalovaným výkonom na severozápade Európy a jej prenos do ES s importným saldom v strednej a juhovýchodnej časti Európy, čo má za následok zvýšenie nárokov na neplánovaný prenos elektriny na veľké vzdialenosti – zvýšenie vzdialenosti medzi miestami výroby a spotreby,
- absencia rozvoja prenosovej infraštruktúry prepojených PS v strednej Európe na vnútroštátnej úrovni (napr. Nemecko) vrátane nedostatočnej kapacity cezhraničných prepojení (napr. SK – HU profil) v súvislosti so zvýšenými nárokmi na prenos elektriny ako dôsledok liberalizácie trhu s elektrinou a v dôsledku prudkého nárastu inštalovaného výkonu zariadení na výrobu elektriny z OZE v posledných rokoch,
- vytvorenie obchodných zón na trhu s elektrinou v rámci Európy, ako aj v súčasnosti platné mechanizmy výpočtu a pridelovania cezhraničných kapacít,
- vysoké exportné saldo okolitých ES predovšetkým v severozápadnej časti Európy,
- topológia jednotlivých PS v strednej Európe.

Dôsledkami neplánovaných tokov t.j. veľkých rozdielov medzi reálnymi a plánovanými tokmi elektriny sú:

- potreba stanovenia vyššej hodnoty bezpečnostnej rezervy TRM (z anglického Transmission Reliability Margin) na daných cezhraničných profiloch, čo spôsobuje zníženie voľne obchodovateľnej kapacity,
- celkovo zvýšené nároky na zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky PS SR a zvýšené straty na prenosových zariadeniach v PS SR.

Prevádzkovateľ PS SR má obmedzené možnosti na vysporiadanie sa s dôsledkami neplánovaných tokov elektriny a tiež pre 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.

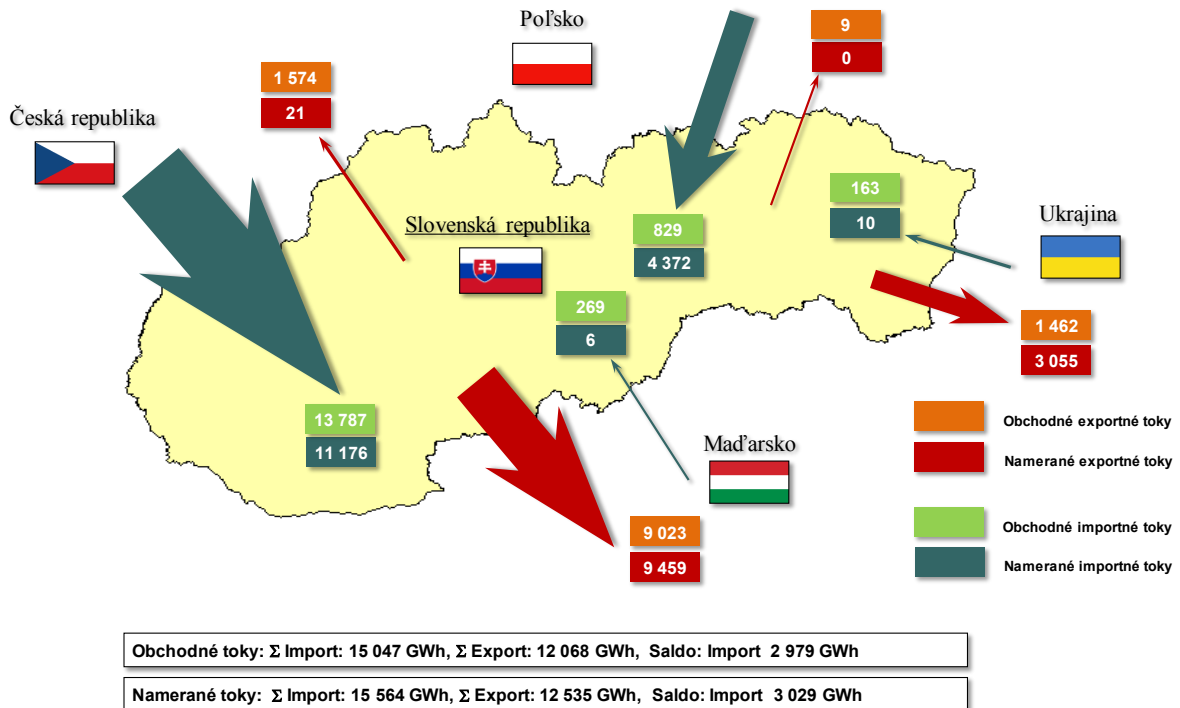
Nežiaducim dôsledkom aplikovania nápravných opatrení uvedených v kapitole 5.3, ktoré prevádzkovateľ PS môže uplatniť za účelom plnenia kritéria N-1 a v ktorých sa mení zapojenie PS SR, môže byť čiastočné zníženie bezpečnosti a spoľahlivosti prevádzky danej časti PS SR.

V roku 2017 bola PS SR naďalej zaťažovaná neplánovanými tokmi elektriny prevažne v smere zo severu, resp. severozápadu na juh, resp. juhovýchod, čo graficky dokumentuje obr. 1.6 a obr. 1.7.

V roku 2017 dosiahol objem fyzických tranzitných tokov cez PS SR hodnotu 12 535 GWh (pozri obr. 1.6), čo je oproti roku 2016 nárast približne o 18 %. V porovnaní s maximálnou hodnotou 13 080 GWh v roku 2012 je to pokles len o približne 4 %. Nárast tranzitných tokov cez PS SR bol spôsobený predovšetkým pretokom elektriny z Česka (11 176 GWh historické maximum) do Maďarska (9 459 GWh) a Ukrajiny (3 055 GWh historické maximum).

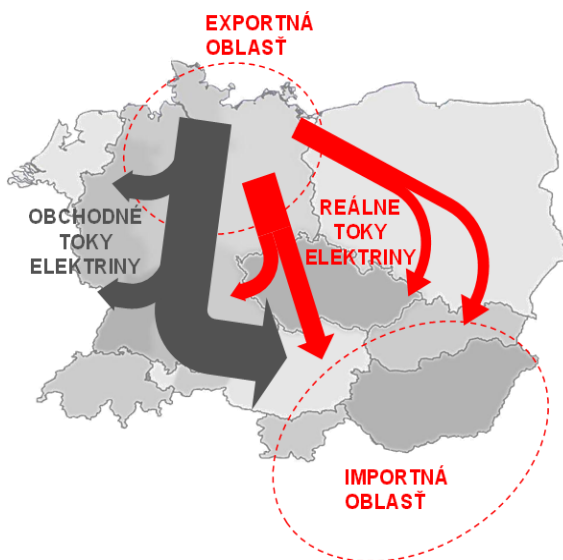
V roku 2016 v porovnaní s rokom 2015 nastal pokles tranzitných tokov v niektorých PS v regióne Continental Central East, ktorého dôvodom mohlo byť uvedenie do prevádzky transformátora s reguláciou fázového uhla (tzv. Phase Shifting Transformer – PST) na poľsko-nemeckom profile, na 2x400 kV vedení Mikulowa (PL) – Hagenwerder (DE) v decembri 2015 a vypnutím cezhraničného vedenia 2x220 kV Krajnik (PL) – Vierraden (DE) (od júna 2016), z dôvodu prechodu z 220 kV sústavy v danej oblasti na 400 kV, práve za účelom umožnenia spustenia uvedených PST. Ďalším dôvodom poklesu mohlo byť aj uvedenie do prevádzky nových vedení v PS Nemecka, konkrétne 2x400 kV Altenfeld – Redwitz (prvý poťah v decembri 2015 a druhý v júni 2017). Vplyv uvedenia PST

do prevádzky na česko-nemeckom profile na 2x400 kV vedení Hradec Východ (CZ) – Röhrsdorf (DE) na tranzitné toky sa očakával až v roku 2017, nakoľko PST na jednom poťahu vedenia bol uvedený do prevádzky v decembri 2016 a na druhom v júni 2017.



Obr. 1.6 Bilancia cezhraničných výmen ES SR v roku 2017

Na základe uvedených skutočností, týkajúcich sa posilnenia infraštruktúry okolitých sústav, sa v roku 2017 očakávalo ďalšie znižovanie vplyvu tranzitných tokov cez PS SR. V roku 2017 však došlo k ich opätovnému nárastu a to až na úroveň porovnateľnú s rokom 2015. Hlavným možným dôvodom tohto

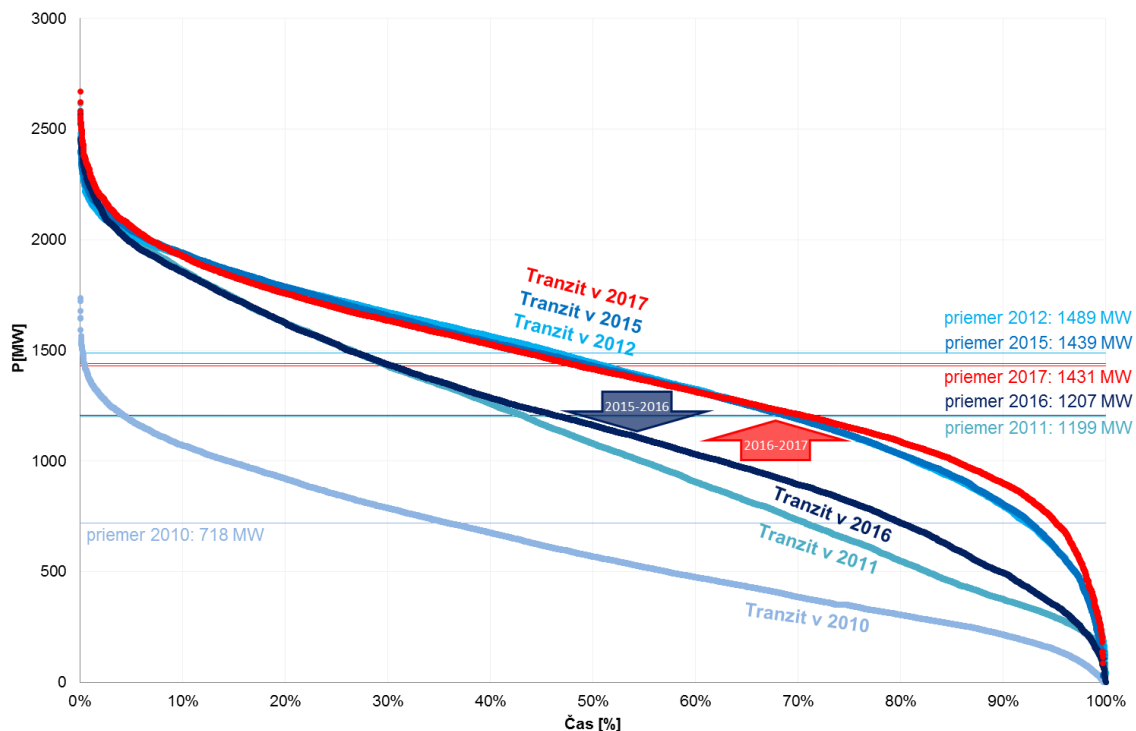


Obr. 1.7 Zobrazenie súčasného stavu problematiky kruhových tranzitných tokov

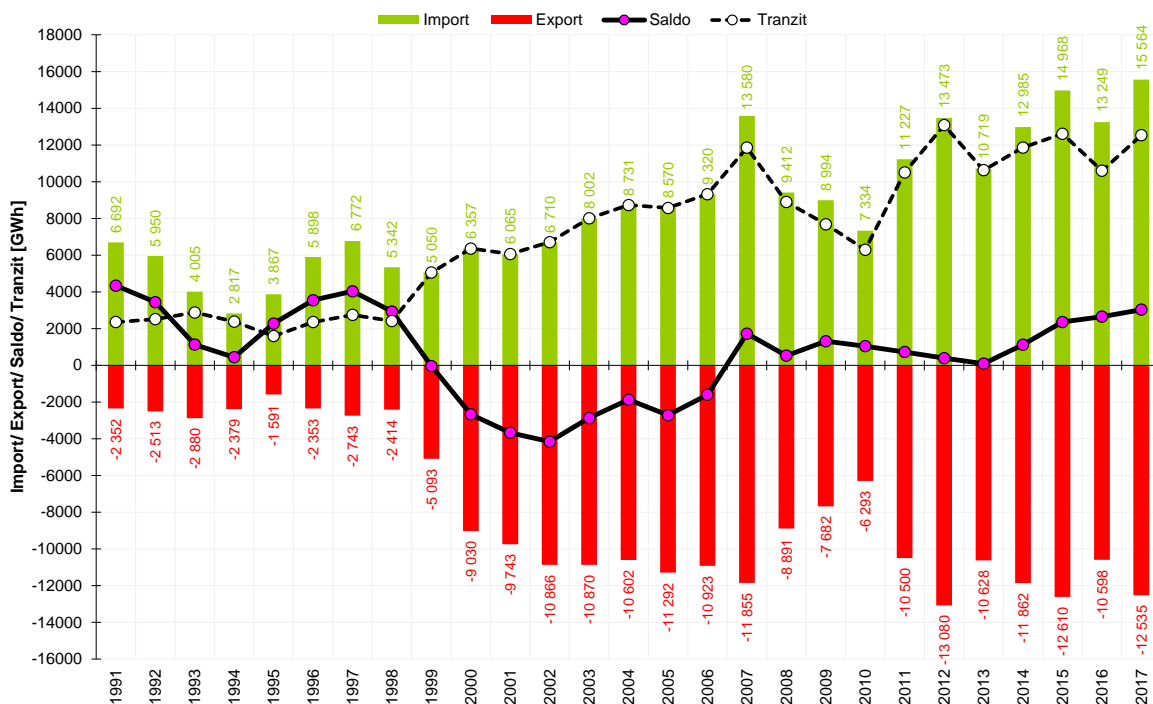
nárastu je spôsob prevádzkovania transformátorov PST využívaných prevádzkovateľmi príslušných PS predovšetkým v kritických situáciách ohrozujúcich plnenie bezpečnostného kritéria N-1. Očakávaný vplyv uvedenia do prevádzky nového vedenia v PS Nemecka 2x400 kV Altenfeld – Redwitz sa tiež neprejavil ako podstatný. Ďalším z možných dôvodov nárastu tranzitných tokov cez PS SR je nárast výroby, resp. exportnej bilancie susedných PS. Je preto nevyhnutné pokračovať v plánovanom posilňovaní prepojených prenosových sústav v regióne Continental Central East, hlavne vnútornej PS Nemecka, za účelom obmedzenia vplyvov neplánovaných tokov elektriny, ktoré ohrozujú bezpečnosť prevádzky okolitých PS. V konečnom dôsledku by sa objemy a smer reálnych tokov elektriny (zobrazené červenou na obr. 1.7) mali výrazne priblížiť obchodným tokom elektriny (zobrazené tmavosivou na obr. 1.7). Reálne toky elektriny by

sa nemali uzatvárať cez okolité PS, ale cez tie profily, na ktorých boli obchodne dohodnuté, teda vytvoriť adekvátne posilnenie prenosovej infraštruktúry medzi miestami výroby a spotreby elektriny v rámci celoeurópskej prenosovej sústavy.

Pokles tranzitných tokov medzi rokmi 2015 a 2016 ako aj ich opätovný nárast medzi rokmi 2016 a 2017 je zobrazený na obr. 1.8. Je potrebné zdôrazniť, že v niektorých hodinách roku sa stále vyskytovali vysoké hodnoty tranzitných tokov (obr. 1.8 a tab. 1.2), pri ktorých musel prevádzkovateľ PS SR za účelom zaistenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky sústavy SR aplikovať operatívne rizikové nápravné opatrenia uvedené v kapitole 5.3. Z pohľadu absolútnych hodnôt dosiahli okamžité tranzitné toky cez PS SR v roku 2017 maximálnu hodnotu 2 669 MW, čo predstavuje približne 114 % minimálneho zaťaženia, resp. 59 % maximálneho zaťaženia ES SR.



Obr. 1.8 Krivky trvania tranzitných výkonov v PS SR za vybrané roky od 2010 do 2017



Obr. 1.9 Ročné objemy fyzických importných a exportných tokov elektriny na cezhraničných profiloch PS SR za roky 1991 – 2017

Tab. 1.2 Priemerné a maximálne hodnoty tranzitu cez PS SR za roky 2010 – 2017

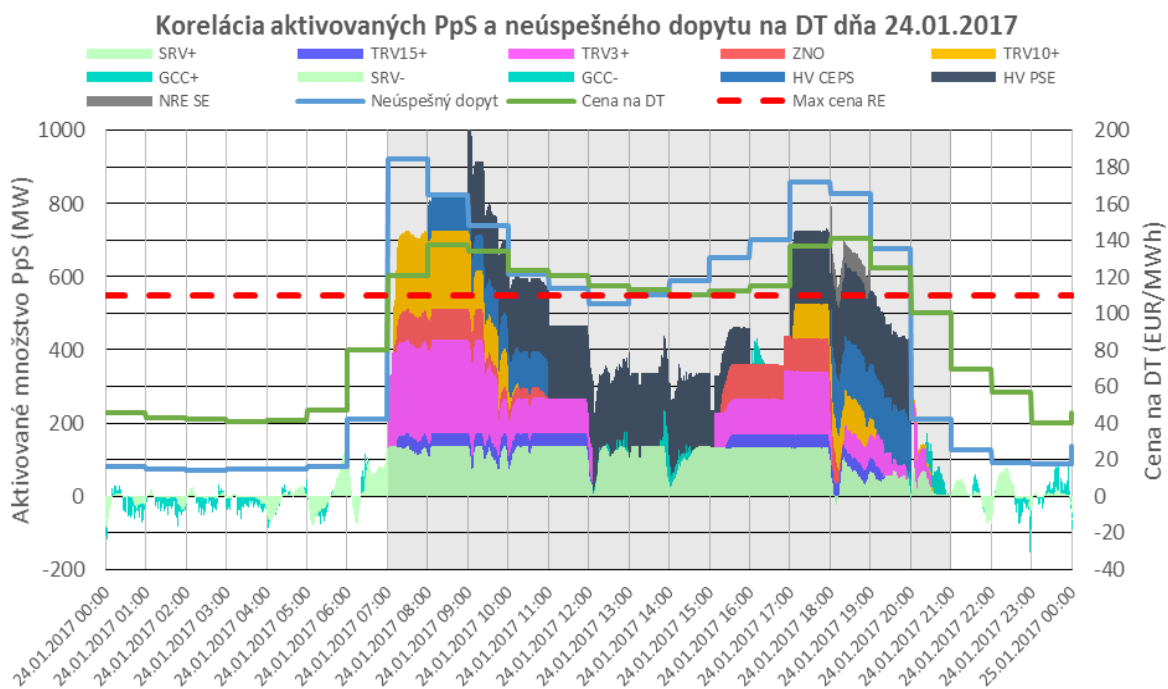
Rok	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Priemer	718	1 199	1 489	1 213	1 354	1 439	1 207	1 431
Maximum	1 738	2 617	2 482	2 674	2 520	2 460	2 581	2 669

Pre úplnosť danej problematiky je vývoj celkového ročného objemu importných, exportných a tranzitných tokov elektriny ako aj vývoj salda cezhraničných výmen PS SR v rokoch 1991 až 2017 zobrazený na nasledujúcom obrázku.

1.3 Regulácia sústavy

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

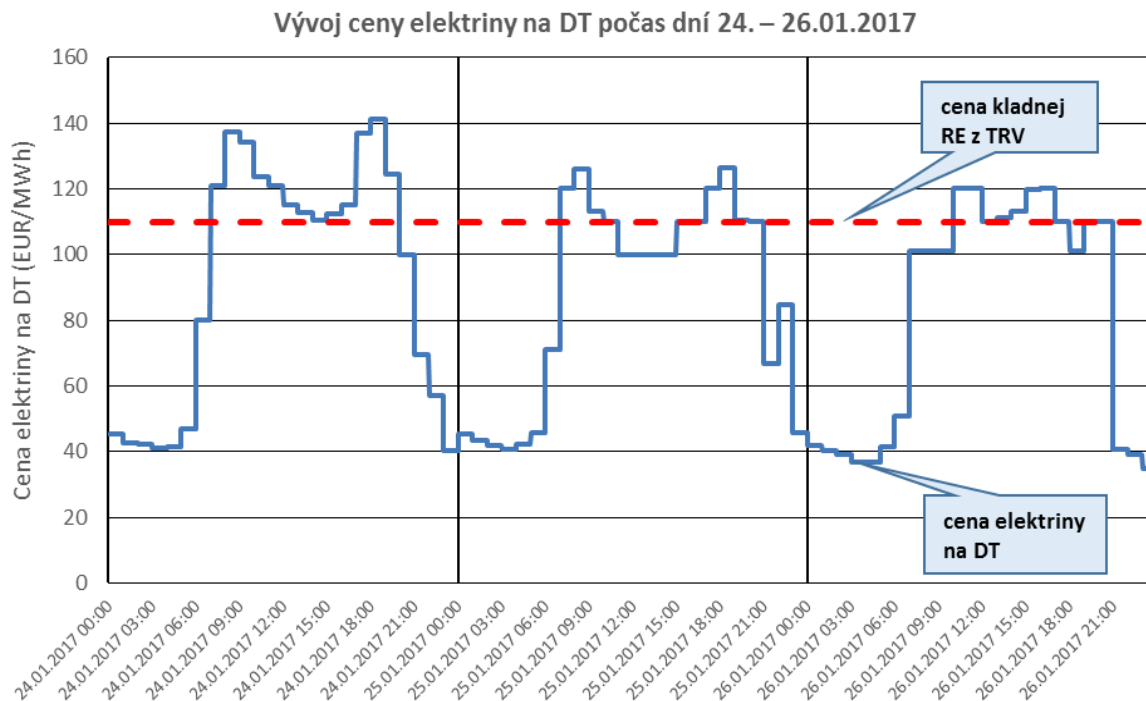
V roku 2017 neboli v niektorých časových okamihoch naplnené požadované objemy PpS na 100 %. Z analýzy pokrývania diagramu zaťaženia v hodinách týždenných maxim počas roka bol evidovaný predovšetkým v priemere pretrvávajúci nedostatok zápornej terciárnej regulácie výkonu (TRV-) vo výške 15,97 %. Ďalej bol nedostatok aj pri pokrývaní požadovaného rozsahu sekundárnej regulácie výkonu (SRV) vo výške 8,96 % (vrátane garantovaného výkonu SRV± v rámci plnenia stanoveného všeobecného hospodárskeho záujmu na využívaní domáceho uhlia pri výrobe elektriny a zavedenia možnosti poskytovania SRV± z virtuálneho bloku). Nedostatok pri pokrývaní požadovaného rozsahu primárnej regulácie výkonu (PRV±) bol vo výške 1,36 % (vrátane garantovaného výkonu PRV± zo zahraničia). Taktiež sa objavovali aj nedostatky pri pokrývaní kladnej terciárnej regulácie výkonu (TRV+) vo výške 7,71 %, čo je oproti rokom 2015 (7,98 %) a 2016 (8,99%) mierne zlepšenie.



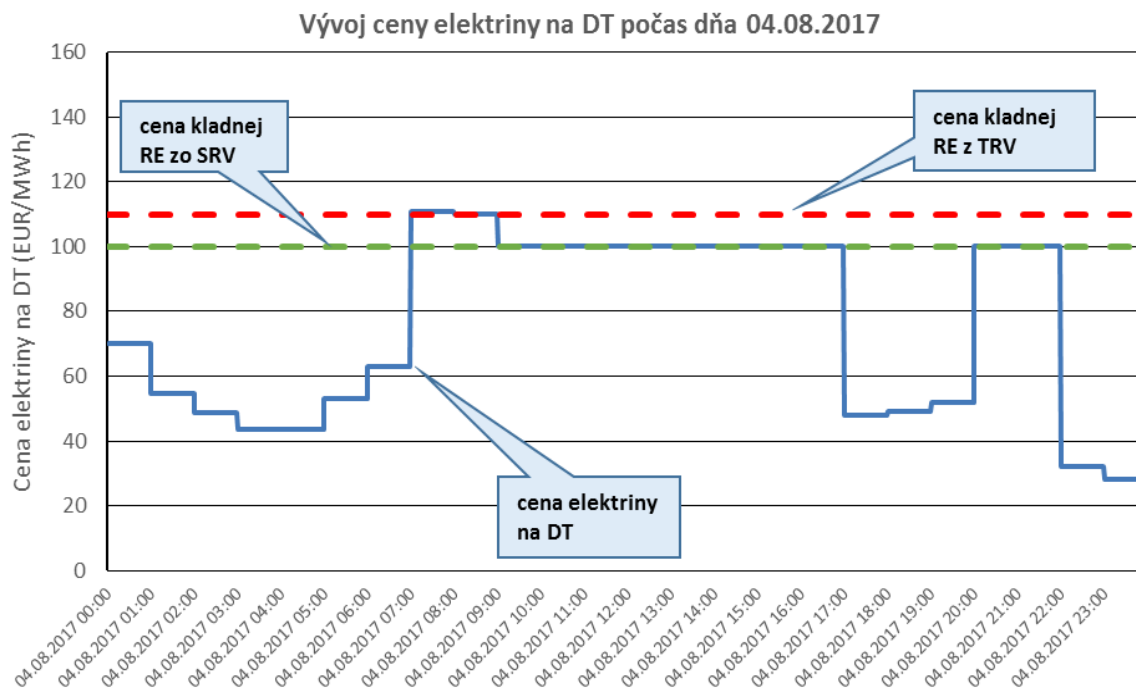
Obr. 1.10 Situácia v sústave dňa 24.01.2017

Kritickými obdobiami pre zabezpečenie dostatočnej kladnej regulačnej rezervy bol v roku 2017 4. energetický týždeň (24.01.2017 – 26.01.2017) a obdobie od 32. do 39. energetického týždňa (05.08.2017 – 29.09.2017). V prvom menovanom intervale sa prejavil nedostatok kladnej regulačnej rezervy spôsobený extrémne nízkymi teplotami v januári a na začiatku februára 2017 v kombinácii s výrazným dopytom po elektrine najmä v južnej časti obchodnej oblasti 4M MC, v dôsledku čoho nastala v PS SR nová doteraz nezaznamenaná situácia, keď došlo k nárastu spotových cien elektriny

na Slovensku nad úroveň 100 €/MWh, resp. 110 €/MWh, čím sa vytvorili podmienky pre špekulatívne konanie niektorých účastníkov trhu. Nastal stav, keď bolo výhodnejšie nezabezpečiť pre svoje bilančné skupiny, poprípade odberateľov, dostatok elektriny nákupom na spotovom trhu, ale využiť situáciu, keď očakávaná cena za odchýlku bola nižšia ako cena na dennom trhu. Je pravdepodobné, že k obdobným špekuláciám dochádzalo aj v minulosti, avšak napriek tomu opatreniami na strane PPS bola zabezpečovaná regulácia sústavy v rámci limitov prevádzkovej bezpečnosti. Podobná situácia by mohla nastať aj v prípade súbehu výpadku zdrojov a vedení v regióne 4M MC. Na obrázku nižšie je uvedený stav zo dňa 24.01.2017, počas ktorého bolo potrebné odregulovať extrémne veľkú systémovú odchýlku.

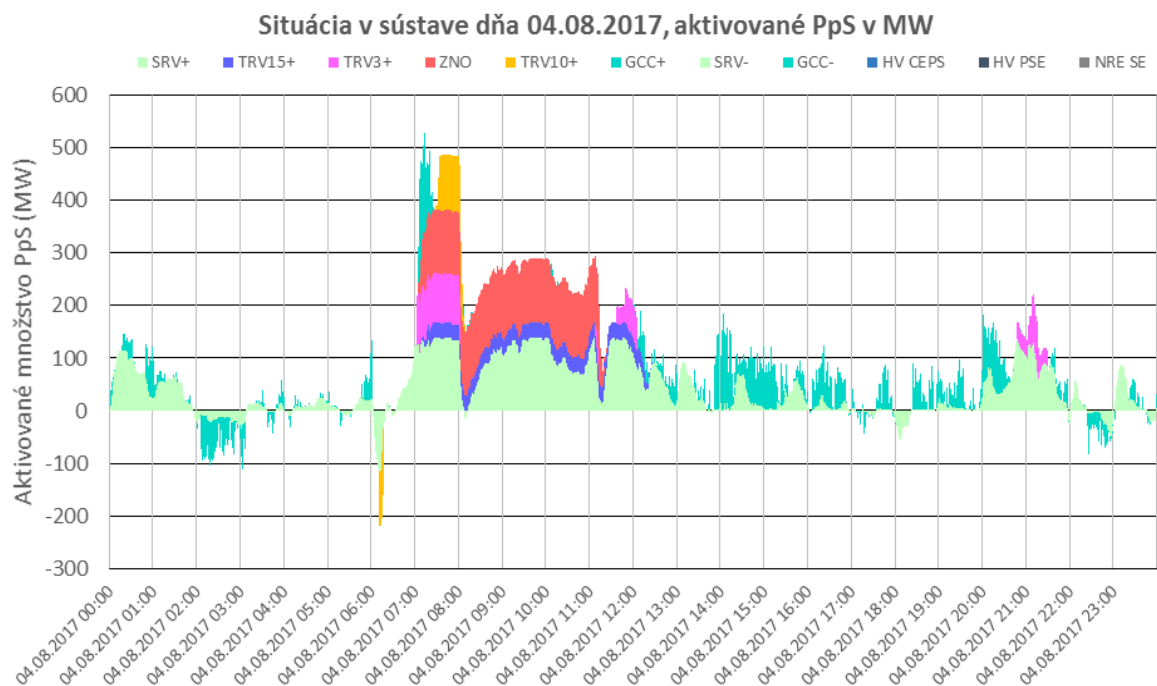


Obr. 1.11 Situácia na trhu s elektrinou v D-1 pre dni 24. – 26.01.2017



Obr. 1.12 Situácia na trhu s elektrinou v D-1 pre deň 04.08.2017

Podobná situácia ako v dňoch 24.- 26.01.2017 nastala aj dňa 04.08.2017, kedy sa cena elektriny na dennom trhu pohybovala na úrovni ceny za RE. V rámci dňa 04.08.2017 bola zobchodovaná ďalšia elektrina, ktorá túto situáciu v niektorých hodinách ešte zhoršila.



Obr. 1.13 Situácia v sústave dňa 04.08.2017

V nadväznosti na uvedený problém SEPS listom na ÚRSO iniciovala potrebu zmeny spôsobu stanovenia zúčtovacej ceny odchýlky, vrátane návrhu riešenia uvedenej problematiky. Následne v priebehu marca až novembra 2017 prebiehala v spolupráci s OKTE a ÚRSO dopadová analýza a samotná úprava prevádzkového poriadku OKTE, ktorý definoval spôsob stanovenia zúčtovacej ceny odchýlky. Uvedená zmena je účinná od 01.01.2018 a spočíva v zakomponovaní 1,1 násobku ceny elektriny na dennom trhu SR do ceny odchýlky (platí vyššia z cien aktivovanej RE a 1,1 násobku ceny elektriny na dennom trhu). Riešenie zabezpečuje, že cena za spôsobenú odchýlku je vždy vyššia ako cena elektriny na dennom trhu v oblasti SR, čím sa značne eliminuje možnosť špekulácie subjektov zúčtovania a zároveň sa zvyšuje bezpečnosť a spoľahlivosť dodávok elektriny bez potreby navyšovania objemov PpS.

Dispečerská služba dispečingu PPS aktivovala v medzinárodných varovných systémoch (RAAS/EAS) druhý varovný stupeň (výstrahu) v priebehu roka 2017 celkom 6 krát (v roku 2016 to bolo 7 krát). Celková doba aktivácie druhého varovného stupňa bola 51 hodín a 42 minút (v roku 2016 to bolo 95 hodín). Do varovných systémov RAAS/EAS sú pripojení prevádzkovatelia prenosových sústav ENTSO-E.

Jednou z príčin vyhlásenia výstražného stupňa je výrazný výkonový deficit v sústave. Ukázkový príklad je už spomenutý 24. január 2017, ktorý bol dňom veľkého nedostatku elektrického výkonu pre potreby pokrytia zaťaženia Slovenska. V tomto dni bol výstražný stupeň vyhlásený od 8:57 do 20:04 hodiny. Na vybilancovanie sústavy aktivoval dispečing PPS všetky druhy kladných podporných služieb (rezervného výkonu). Najkritickejšia situácia bola od siedmej do deviatej hodiny ráno, kedy podporné služby museli byť aktivované v maximálnom rozsahu (727 MW). Navyše boli prevádzkovatelia PS z Českej republiky a Poľskej republiky požiadaní o poskytnutie mimoriadnych dodávok elektriny na Slovensko (tzv. havarijná výpomoc), ktorá trvala takmer nepretržite od ôsmej ráno do ôsmej večer v rozsahu 100 až 350 MW. Aj vďaka týmto opatreniam bola náročná situácia zvládnutá. Navyše na siedmu večernú hodinu bola od Slovenských elektrární, cez aukciu vyhlásenú dispečingom PPS,

zabezpečená ďalšia aktivácia výkonu vo veľkosti 50 MW, tzv. dodávka negarantovanej regulačnej elektriny.

1.4 Realizácia investičných zámerov prevádzkovateľa prenosovej sústavy

Jednou z povinností prevádzkovateľa PS je aj zabezpečenie dlhodobého spoľahlivého, bezpečného a účinného prevádzkovania sústavy za hospodárnych podmienok pri dodržaní podmienok ochrany životného prostredia. Rozvoj PS s rešpektovaním všetkých povinností prevádzkovateľa PS prebieha v SEPS kontinuálne.

V roku 2017 pre projekty v oblasti Gabčíkova pokračovala projekčná a inžinierska činnosť pre pripravovanú realizáciu medzinárodných cezhraničných prepojení „Vedenie 400 kV Gabčíkovo – št. hr. SK/HU – Veľký Ďur“, ako aj pre projekt „Vedenie 400 kV Rimavská Sobota – št. hr. SK/HU“.

Spomedzi ďalších významných projektov prevádzkovateľa PS je potrebné spomenúť aj prebiehajúce práce na projektoch „Dialkové riadenie a výmena T404 v ESt Podunajské Biskupice“, „Výmena transformátorov T401, T402 a dialkové riadenie v ESt Spišská Nová Ves“, „Transformácia 400/110 kV Bystričany“ a „Výmena transformátora T401 v ESt Moldava“. V spolupráci so ZSD sa pripravuje súbor stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“, ktorý je spojený s prechodom ESt Senica z existujúcej napäťovej hladiny 220 kV na 400 kV. Začali študijné práce pre projekt: „Výmena transformátora T401, inštalácia kompenzačných tlmiviek a dialkové riadenie v ESt Varín“. V súčasnosti sa v spolupráci s prevádzkovateľom distribučnej sústavy rozhoduje o budúcnosti ESt Považská Bystrica. Optimálne riešenie, z hľadiska vhodnejšieho umiestnenia by mala navrhnuť pripravovaná štúdia realizovateľnosti transformácie 400/110 kV pre lokality Považská Bystrica a Ladce.

Podrobnejší popis týchto, ale aj ďalších investičných projektov 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 schváleného desaťročného plánu rozvoja prenosovej sústavy verejne dostupného na webovom sídle⁴ prevádzkovateľa prenosovej sústavy a tiež so zohľadnením aktuálneho vývoja v sektore elektroenergetiky SR.

Budúci vývoj v zásobovaní elektrinou budú ovplyvňovať najmä nasledovné faktory a riziká:

- vývoj spotreby elektriny,
- pripájanie nových výrobných kapacít, ako aj vyradovanie výrobných 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 výrobných technológií,
- neistoty súvisiace s vývojom výšky poplatkov za emisie skleníkových plynov, predovšetkým CO₂,
- dlhodobá návratnosť vložených investičných prostriedkov pri realizácii projektov v elektroenergetike,
- stabilita podnikateľského prostredia a regulačného rámca,
- vývoj stratégie energetickej politiky v EÚ, resp. v SR, a jej premietnutie do novej legislatívy, prípadne úpravy existujúcej legislatívy,
- značný nárast dôsledkov stále sa zvyšujúcej liberalizácie trhu s elektrinou na území EÚ na technické aspekty prevádzky prepojenej nadnárodnej elektrizačnej sústavy, akými sú okrem iného zavedenie kapacitných mechanizmov, stanovenie úrovne primeranosti členského štátu a EÚ, zavedenie jednotného celoeurópskeho trhu s elektrinou a podpornými službami a pod.

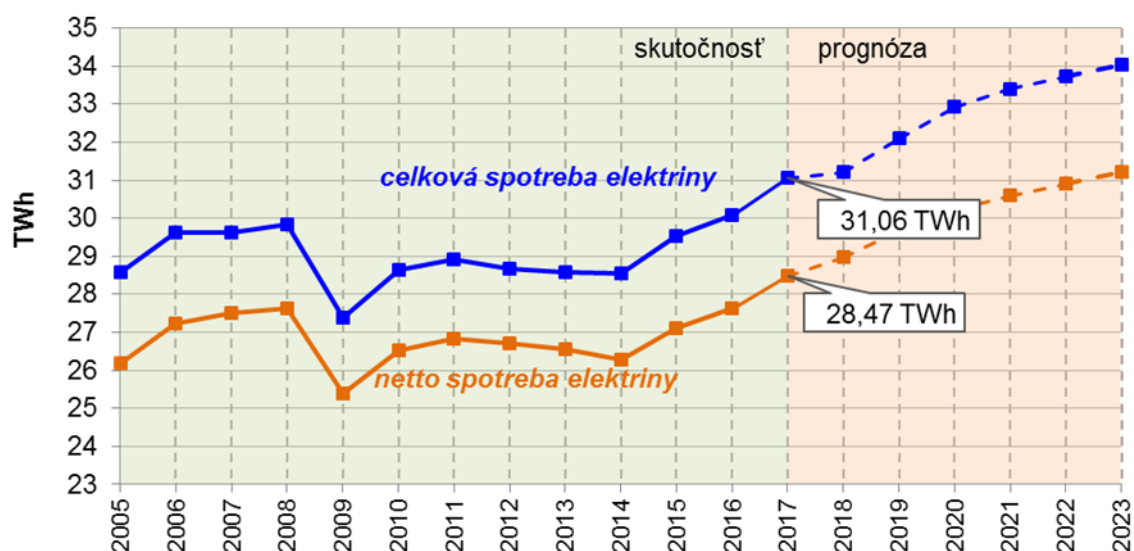
2.1 Vývoj spotreby

Budúci vývoj spotreby elektriny v SR vychádza z predbežných záverov štúdie „Aktualizácia prognózy spotreby elektriny v SR do roku 2035“ spracovanej EGÚ Brno, a.s. (06/2018).

Celková spotreba elektriny je ovplyvnená viacerými faktormi (okrem iného aj výkyvmi vlastnej spotreby pri výrobe elektriny). Pre potreby vývoja spotreby elektriny sa prednostne analyzuje kategória tzv. netto spotreby elektriny vrátane strát v sieťach, čo je celková brutto spotreba elektriny bez vlastnej spotreby elektrární a bez elektriny potrebnej na čerpanie v prečerpávacích vodných elektrárnach. Táto kategória spotreby elektriny zachytáva predpokladaný vývoj využitia elektriny v ekonomicky aktívnych sektoroch a v domácnostiach, pričom vychádza z prognóz ekonomického vývoja, vývoja elektroenergetickej náročnosti, tvorby pridanej hodnoty a prognóz demografického vývoja. Z predchádzajúceho vyplýva, že vývoj netto spotreby sa mierne líši od vývoja celkovej spotreby elektriny.

Skutočný ročný vývoj spotreby elektriny je nerovnomernejší ako je prognózovaný vývoj. Od roku 2014 do roku 2017 vzrástla celková spotreba elektriny Slovenska o 9,5 % s priemerným ročným indexom viac ako 3 %. V roku 2018 sa na základe vývoja spotreby v období január až máj, analýzy vplyvu teploty na spotrebu elektriny a predpokladoch pre nasledujúce mesiace očakáva, že celková spotreba elektriny dosiahne približne rovnakú úroveň ako v predchádzajúcom roku 2017.

⁴ <http://sepsas.sk/ProgramRozvoja.asp?kod=338>



Obr. 2.1 Celková a netto spotreba elektriny v SR za roky 2005 – 2023

V nasledujúcich rokoch 2018 až 2023 sa očakáva priemerný ročný index rastu celkovej spotreby cca 1,54 %. Spotreba elektriny v SR môže v roku 2018 a v nasledujúcich piatich rokoch dosiahnuť nasledujúce hodnoty (netto a celkové):

Tab. 2.1 Prognóza vývoja spotreby elektriny v TWh a medziročný rast v % v nasledujúcich piatich rokoch

Referenčný scenár	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Netto spotreba elektriny	28,5	29,0	29,7	30,2	30,6	30,9	31,2
	3,1 %	1,7 %	2,4 %	1,9 %	1,3 %	1,0 %	1,0 %
Celková spotreba elektriny	31,1	31,2	32,1	32,9	33,4	33,7	34,0
	3,3 %	0,5 %	2,8 %	2,6 %	1,4 %	1,0 %	0,9 %

2.2 Výroba elektriny

ES SR mala v priebehu rokov 2007 – 2016 importný charakter. Po odznení hospodárskej krízy (2009) došlo k postupnému nárastu výroby elektriny vplyvom uvedenia nových zariadení na výrobu elektriny do prevádzky, predovšetkým PPC a OZE. Celková výroba elektriny v ES SR však nedosiahla úroveň z obdobia pred odstavením jadrovej elektrárne V1 v Jaslovských Bohuniciach (2006 a 2008). Následný pokles výroby elektriny v období rokov 2013 až 2015 bol spôsobený najmä odstavením, resp. neprevádzkovaním zariadení na výrobu elektriny PPC Malženice a PPC Bratislava z ekonomických dôvodov (cena paliva, vysoké výrobné náklady a cena elektriny) a tiež postupným útlmom výroby až vyradením blokov č. 1 a 2 tepelnej elektrárne Vojany I. (03/2015). Z dôvodu emisných limitov boli v 03/2016 bloky č. 3 a 4 elektrárne Nováky vyradené z prevádzky. Uvedené bloky elektrárne Vojany I. a blok č. 4 elektrárne Nováky boli zo štatistiky celkového inštalovaného výkonu zariadení na výrobu elektriny vyňaté v roku 2016, blok č. 3 elektrárne Nováky v roku 2017.

Na základe vývoja trhových cien elektriny a plynu v prospech marže z dodávky elektriny (spark spread) avizoval prevádzkovateľ PPC Malženice opätovné spustenie elektrárne do prevádzky už v priebehu roka 2018. Okrem dodávky silovej elektriny má táto elektráreň pomerne veľký rozsah rýchlej zmeny výkonu, čím by mohlo dôjsť k zlepšeniu situácie v oblasti PpS a regulácie sústavy.

V nasledujúcich rokoch sa predpokladá nárast inštalovaného výkonu dokončením blokov č. 3 a 4 JE Mochovce. Podľa ostatných informácií má byť blok EMO 3 uvedený do komerčnej prevádzky v 2. kvartáli 2019. S odstupom jedného roka sa očakáva spustenie bloku EMO 4 (2. Q/2020). Predpokladá sa, že produkciou týchto blokov nastane v SR prebytková bilancia medzi výrobou

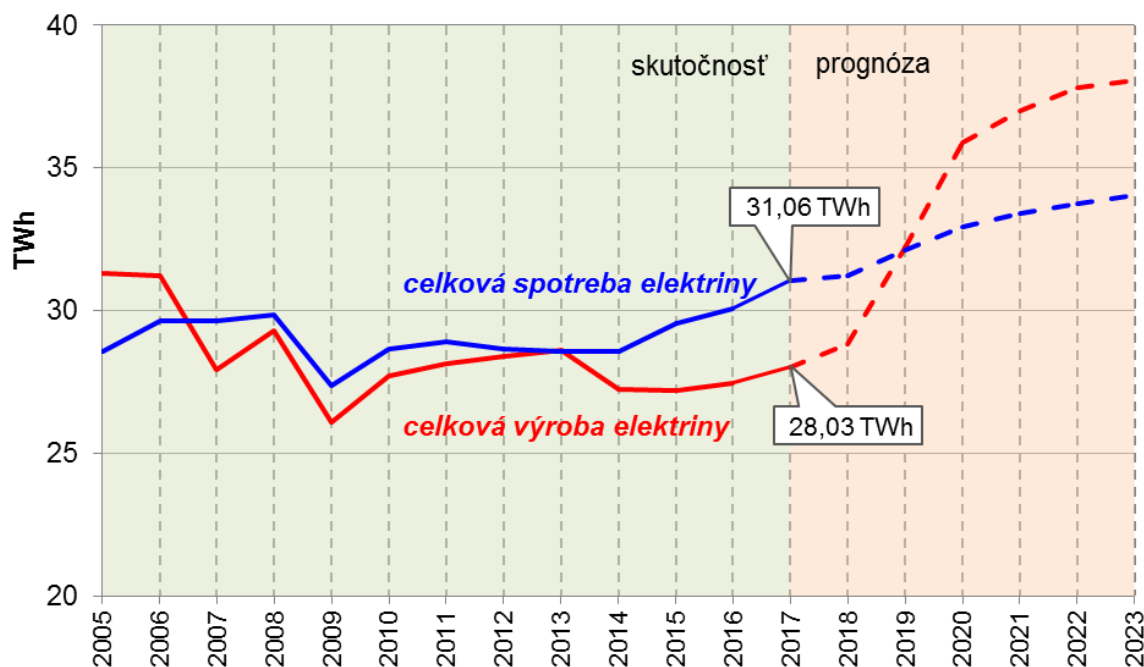
a spotrebou elektriny, pričom rozhodujúcim limitujúcim miestom ES SR môže byť medzištátny profil Slovensko – Maďarsko. Podrobnejší popis tohto investičného zámeru je dostupný v kapitole 4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS.

Celková predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny na obdobie nasledujúcich piatich rokov je v nasledovnej tabuľke (v údajoch nie je uvažované s výrobou v PPC Bratislava):

Tab. 2.2 Predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny na obdobie piatich rokov [TWh]

Referenčný scenár	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Celková spotreba elektriny	31,1	31,2	32,1	32,9	33,4	33,7	34,0
Celková výroba	28,0	28,8	32,2	35,9	37,0	37,8	38,1
Bilančné saldo (výroba – spotreba)	-3,0	-2,4	0,1	2,9	3,6	4,1	4,0
Bilančné saldo (%)	-9,8 %	-7,6 %	+0,3 %	+8,9 %	+10,8 %	+12,1 %	+11,8 %

Na základe údajov uvedených v tab. 2.2 je možné konštatovať, že po uvedení blokov 3 a 4 EMO do komerčnej prevádzky sa charakter ES SR zmení z mierne importného, resp. vyrovnaného, na exportný s vysokým podielom výroby zo zdrojov elektriny na báze bezuhlíkovej technológie. V prípade príchodu nového veľkého odberateľa elektriny na Slovensko by došlo k zníženiu výrazne prebytkového bilančného salda v období do roku 2023.



Obr. 2.2 Vývoj bilancie celkovej výroby a spotreby elektriny v SR pre roky 2005 – 2023

2.3 Podporné služby

V oblasti plnenia požadovaného objemu PpS dochádza medziročne k jeho zlepšovaniu aj vďaka opatreniam prijímaným na strane prevádzkovateľa prenosovej sústavy. V niektorých mesiacoch roka však nebol naplnený požadovaný objem PpS. Dôvodov je viacero:

- pretrvávajúce odstavenie elektrární na báze spaľovania zemného plynu z dôvodu rastu cien zemného plynu a následnej nerentability výroby elektriny (napr. PPC Malženice, PPC Bratislava),
- odstávky teplární počas letného obdobia,
- prevádzka zariadení na nižšom výkone,

- poruchy a výpadky na zariadeniach poskytujúcich PpS,
- neprevádzkovanie elektrární poskytujúcich regulačnú rezervu z dôvodu poklesu výkupných cien silovej elektriny na burze pod ich prevádzkové náklady,
- extrémne výkyvy počasia.

Prevádzka FVE je spojená so zvýšenými nárokmi na PpS, ktoré je potrebné zabezpečiť zariadeniami na výrobu elektriny s adekvátnymi regulačnými schopnosťami. Z prevádzkového hľadiska by najväčším rizikom mohla byť situácia, v ktorej by neregulovaná výstavba týchto zdrojov prevládla nad prírastkami zdrojov 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, 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. na nasledujúci rok. Z tab. 2.3 je zrejme, že najmä TRV postupne prechádzali od pomalších k rýchlejšim. Služba TRVHOD (doba nábehu do 6 hodín), ktorá bola vhodná v rokoch 2005-2008, prešla v rokoch 2009-2010 na službu TRV120MIN, pri ktorej sa skrátila doba nábehu na 2 hodiny. Aj táto služba sa v roku 2011 zrušila z dôvodu nepoužiteľnosti v dispečerskom riadení a súčasne sa zvýšil objem v PpS TRV30MIN+ (doba nábehu do 30 minút).

Tab. 2.3 Vážené priemery podporných služieb v rokoch 2005 - 2018 (MW)

Rok	PRV±	SRV±	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

Aj v oblasti rýchlych TRV sa prešlo z TRV10MIN± od roku 2009 na TRV3MIN±, t. j. z času aktivácie/deaktivácie do 10 minút na čas do 3 minút. V roku 2012 bola opäť zavedená TRV10MIN±, ktorej objem vyrovnáva predpokladanú dynamiku nábehu, resp. výpadku výroby FVE. V roku 2015 bola pre potreby dispečerského riadenia namiesto TRV30MIN± zavedená rýchlejšia TRV15MIN±.

Prínosom k zvýšeniu bezpečnosti prevádzky elektrizačnej sústavy 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 z Česka a Slovenska. O rok neskôr do systému e-GCC vstúpil aj prevádzkovateľ prenosovej sústavy Maďarska.

Pred zapojením sa do systému e-GCC počet aktivácií TRV presahoval úroveň 1 500 za rok (napríklad v roku 2010 to bolo až 1 870). Už v prvom roku prevádzky e-GCC sa počet aktivácií TRV oproti roku 2011 znížil o 223. V ďalších rokoch bol pokles počtu aktivácií ešte výraznejší. V roku 2015 bol celkový počet aktivácií TRV už iba 413, v roku 2016 klesol na 192.

Počet aktivácií TRV sa v roku 2017 zvýšil na 489. Výrazný počet aktivácií bol zaznamenaný v januári (195 krát) a v novembri (103 krát). V januári bola TRV v kladnom smere aktivovaná 189 krát a v zápornom len 6 krát, v novembri bolo 96 aktivácií v kladnom smere a len 7 aktivácií v zápornom. Dôvodom bol výkonový deficit sústavy popísaný v predchádzajúcich kapitolách. Za celý rok 2017 výrazne prevládali kladné aktivácie TRV (408 prípadov) nad zápornými (81 krát).

Mimoriadne prevádzkové stavy, vyvolané prípadnými extrémnymi hydrometeorologickými podmienkami, môžu ohroziť zabezpečenie sústavy požadovaným objemom PpS z dôvodu ovplyvnenia zdrojovej základne v regulačnej oblasti. Môžu to byť napr. vysoké hladiny vodných tokov (nasadený veľký vynútený neregulovaný výkon vodných elektrární), veľké mrazy (zamrzanie paliva a zníženie výkonu v parných elektrárňach), vysoká teplota (obmedzenie chladenia v elektrárňach a zníženie dodávaného výkonu mimo hranice regulačných možností). Ďalšími vplyvmi sú prípadné obmedzenia dodávok zemného plynu do SR, neplánované zníženie spotreby elektriny z dôvodov ťažko predvídateľných hospodárskych alebo politických vplyvov, vysoké cezhraničné prenosy elektriny vplyvom vývoja v sektore elektroenergetiky v zahraničí a pod.

Je potrebné opakovane zdôrazniť, že predovšetkým FVE nielenže neposkytujú potrebné PpS pre bezpečnú prevádzku ES SR, ale naopak, ak by ich výstavba v SR výrazne stúpila, prípadne neregulovane rástla, vyžiadalo by si to nároky na dodatočné objemy regulačných výkonov v ES SR. V prípade zavedenia zodpovednosti za odchýlku pre FVE a povinnosti nahlasovania údajov o predpokladanej výrobe elektriny deň dopredu (napr. prevádzkovateľovi PS SR alebo operátorovi krátkodobého trhu s elektrinou spoločnosti OKTE, a.s.) centrálnym výkupcom elektriny z FVE, by objemy PpS mohli ostať na rovnakej úrovni i v prípade nárastu inštalovaných výkonov FVE.

Dňa 18.12.2017 vstúpilo do platnosti nariadenie Komisie (EÚ) č. 2017/2195, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (nariadenie EB GL – Electricity Balancing Guideline). Nariadenie EB GL zavádza nové prvky v oblasti zabezpečovania PpS, pričom sa hlavne zameriava na vytvorenie spoločných platforiem na výmenu regulačnej elektriny a spoločnú knihu objednávok na aktiváciu regulačnej elektriny a taktiež stanovuje niekoľko nových pravidiel pre obstarávanie disponibility PpS.

Pre prevádzkovateľa PS vyplývajú z tohto predpisu viaceré možné riziká a to najmä povinnosť obstarávať sekundárnu reguláciu výkonu zvlášť v kladnom a zvlášť v zápornom smere a povinnosť zavedenia štandardných produktov, ktoré sa môžu líšiť od súčasne používaných produktov v rámci našej regulačnej oblasti. Schválená verzia predpisu EB GL ustanovuje vypracovanie celoeurópskej metodiky pre zúčtovanie ceny regulačnej elektriny, ktorá by mala byť rovnaká pre všetky členské štáty. Cena regulačnej elektriny sa bude tvoriť na základe spoločného cenového rebríčka, na základe ktorého budú aktivovať regulačnú elektrinu všetky členské štáty. Po implementácii predpisu EB GL bude cena regulačnej elektriny ovplyvnená cenami regulačnej elektriny a konaním všetkých subjektov zúčtovania v rámci celej Európy.

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 od príslušného časového rámca a príslušného cezhraničného profilu aplikované postupy explicitných aukcií, implicitných aukcií a explicitných alokácií metódou First Comes First Served (FCFS), kedy požiadavky na pridelenie kapacity sú vyhodnocované priebežne v poradí, v akom sú prijaté alokačným systémom.

Pridelovanie cezhraničných prenosových kapacít na profile PS SR (SEPS) s Poľskom (PSE) a s Maďarskom (MAVIR) prebiehalo v roku 2017 prostredníctvom aukčnej kancelárie Joint Allocation Office S.A. (JAO) so sídlom v Luxemburgu, pričom na profile SEPS/PSE JAO pridelovala kapacity v ročnej, mesačných a denných aukciách a na profile SEPS/MAVIR v ročnej a mesačných aukciách. Dňa 17.10.2016 vstúpilo do platnosti NARIADENIE KOMISIE (EÚ) 2016/1719 z 26. septembra 2016, ktorým sa stanovuje usmernenie pre pridelovanie dlhodobých kapacít (nariadenie FCA GL – Forward Capacity Allocation Guideline). V zmysle požiadaviek Nariadenia FCA GL boli do šiestich mesiacov po nadobudnutí účinnosti tohto nariadenia vypracované harmonizované pravidlá pridelovania dlhodobých kapacít, ktoré boli 2. októbra 2017 schválené Agentúrou pre spoluprácu európskych regulátorov (ACER). Harmonizované pravidlá pridelovania majú celoeurópsku platnosť, prípadné lokálne alebo regionálne špecifiká sú popísané v príslušných prílohách týchto pravidiel.

Na dennej báze boli cezhraničné kapacity na profiloch SEPS/MAVIR a SEPS/ČEPS 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 2017 bola bez mimoriadnych prevádzkových stavov.

Na cezhraničnom profile s Českou republikou nie je zavedené pridelovanie prenosových kapacít na ročnej/mesačnej báze formou aukcií, ale účastníci trhu majú možnosť svoje cezhraničné prenosy voľne nominovať do času D-2 17,00 hod. (kde D je deň prenosu). Prevádzkovatelia PS SEPS a ČEPS si vyhradzujú právo požadované odsúhlasené hodnoty prenosov krátiť v prípade ohrozenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky z dôvodu neplnenia bezpečnostných kritérií vyplývajúcich z „Operational Handbook ENTSO-E Policy 3: Operational Security“. V takomto prípade sú požadované odsúhlasené hodnoty v danej hodine a danom smere krátené na nulovú hodnotu a celý kapacitný limit profilu je v danej hodine a danom smere poskytnutý do implicitnej aukcie v rámci 4M MC.

Nariadenie FCA GL v článku 30 ukladá povinnosť príslušným národným regulátorom na hraniciach ponukových oblastí, na ktorých v čase nadobudnutia účinnosti tohto nariadenia neexistujú dlhodobé prenosové práva, vykonať analýzu, ktorou sa určí, či forwardový trh s elektrinou poskytuje dostatočné príležitosti na „hedging“ v dotknutých ponukových oblastiach. Dotknuté regulačné úrady, český Energetický regulačný úrad (ERÚ) a slovenský Úrad pre reguláciu sieťových odvetví (ÚRSO) na základe predmetnej analýzy v máji 2017 rozhodli o zavedení aukcií dlhodobých prenosových práv na hranici CZ/SK od 1. januára 2019 v podobe fyzických prenosových práv s princípom „use-it-or-sell-it“ (UIOSI). Nariadenie FCA GL zároveň ukladá povinnosť PPS v rámci regiónov pre koordinovaný výpočet kapacít (CCR), v našom prípade v podmienkach CORE CCR regiónu, vypracovať regionálny návrh dizajnu dlhodobých prenosových práv. Nový spoločný návrh dizajnu dlhodobých prenosových práv v regióne CORE bol predložený na schválenie národným regulátorom z regiónu CORE CCR 24. novembra 2017. Súčasťou tohto návrhu je zavedenie fyzických prenosových práv s princípom UIOSI na CZ/SK hranici. Termín schválenia spoločného návrhu regulátormi CORE CCR regiónu je stanovený najneskôr na máj 2018. V súvislosti s prípravou zavedenia dlhodobých prenosových práv na profile CZ/SK bola oslovená aukčná kancelária JAO, ktorá pridelovanie dlhodobých kapacít bude vykonávať. Príslušné úpravy zmluvných dokumentov a testovanie dátových výmen medzi SEPS, ČEPS a JAO v súvislosti so zavedením pridelovania dlhodobých kapacít na CZ/SK profile sa uskutoční v priebehu roka 2018.

Aukčná kancelária SEPS organizovala v roku 2017 pridelovanie prenosových kapacitných práv na cezhraničnom profile PS SR s Ukrajinou (WPS). Pridelovanie cezhraničných prenosových kapacít sa uskutočňovalo formou mesačných a denných explicitných jednostranných aukcií podľa pravidiel zverejnených na webovom sídle www.sepsas.sk.

Tab. 2.4 Prehľad režimu pridelovania kapacít na cezhraničných profiloch SEPS

profil	ročná aukcia	mesačné aukcie	denné aukcie	vnútrodenne pridelovanie
SEPS/ČEPS	voľné nominácie	voľné nominácie	implicitné (market coupling CZ-SK-HU-RO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SEPS/MAVIR	explicitná (aukčná kancelária JAO)	explicitné (aukčná kancelária JAO)	implicitné (market coupling CZ-SK-HU-RO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SEPS/PSE	explicitná (aukčná kancelária JAO)	explicitné (aukčná kancelária JAO)	explicitné (aukčná kancelária JAO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SEPS/WPS	nezavedené	explicitné jednostranné (aukčná kancelária SEPS)	explicitné jednostranné (aukčná kancelária SEPS)	nezavedené

Na profiloch SEPS/ČEPS, SEPS/PSE a SEPS/MAVIR 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.

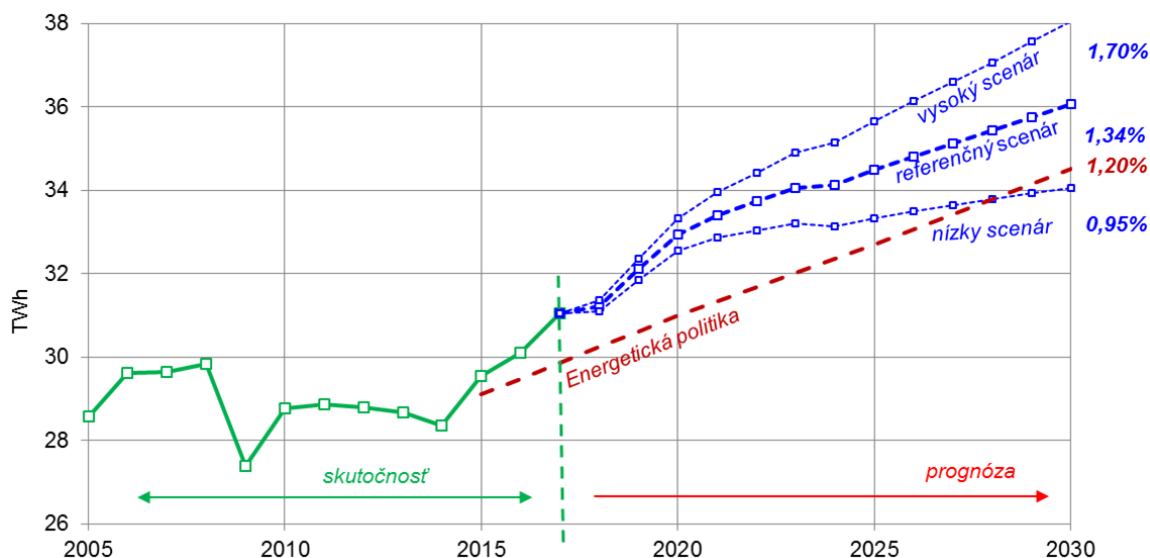
Aj v súvislosti s nadobudnutím platnosti a účinnosti nariadenia Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre pridelovanie kapacity a riadenie preťaženia (nariadenie CACM GL – Capacity Allocation and Congestion Management Guideline) rok 2016 priniesol z pohľadu ďalšieho rozvoja a rozširovania obchodovania na dennom a vnútrodenom trhu zahájenie niekoľkých paralelných projektov regionálneho ako aj celoeurópskeho významu, prostredníctvom ktorých sa v strednodobom horizonte zabezpečí účastníkom trhu možnosť obchodovať v ešte likvidnejšom trhovom prostredí. Tieto sa z pohľadu SEPS ako prevádzkovateľa prenosovej sústavy zameriavajú najmä na výpočet a optimalizáciu dostupných prenosových kapacít pre potreby cezhraničného obchodovania v rámci regiónu CORE (CORE CCR - región pre koordinovaný výpočet prenosových kapacít ustanovený podľa čl. 15 nariadenia CACM).

Počas roka 2016 boli spracované analýzy realizovateľnosti pre projekt, ktorého cieľom je v strednodobom horizonte prepojiť súčasný 4M MC s tzv. Multi Regional Coupling (MRC) na báze čistej prenosovej kapacity. Kľúčovým integračným projektom z pohľadu prevádzkovateľa prenosovej sústavy bol počas roka 2016 vývoj koordinovaného výpočtu prenosových kapacít na báze metódy toku výkonu (tzv. Flow Based) pre región CORE CCR a adaptácia k projektu pre Market Coupling v rámci týchto nových regionálnych podmienok. Cieľom oboch projektov je v horizonte niekoľkých rokov (2019/2020) obchodne prepojiť významnú časť kontinentálnej Európy na báze Flow Based.

3 PERSPEKTÍVY ZABEZPEČENIA DODÁVOK ELEKTRINY DO ROKU 2030

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 pre nasledujúce obdobie vychádza z predbežných záverov štúdie „Aktualizácia prognózy spotreby elektriny v SR do roku 2035“, ktorú pre potreby SEPS spracúva EGÚ Brno, a.s. (06/2018). V nasledujúcich rokoch sa uvažuje s rastúcim trendom spotreby elektriny, pričom táto bola taktiež korigovaná s ohľadom na veľkosť vlastnej spotreby pre očakávaný vývoj výrobnéj základne.



Obr. 3.1 Prognóza vývoja celkovej spotreby elektriny na Slovensku v rokoch 2018 až 2030 (priemerný rast do roku 2030 vztiahnutý k roku 2017)

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

Scenár	Skutočnosť								Prognóza			
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2020	2025	2030
Nízky scenár									31,1	32,5	33,3	34,1
Referenčný scenár	28,76	28,86	28,79	28,68	28,36	29,55	30,10	31,06	31,2	32,9	34,5	36,1
Vysoký scenár									31,4	33,3	35,6	38,1

Z pohľadu krytia očakávaného dopytu, resp. očakávanej spotreby elektriny v SR sa pozornosť sústreďuje predovšetkým na dostavbu dvoch nových blokov jadrovej elektrárne Mochovce. Výrobné zariadenie by malo byť k dispozícii v priebehu 2. kvartálu roku 2019 (blok č. 3), resp. 2. kvartálu 2020 (blok č. 4) a jeho výkon bude postupne navyšovaný až na 2x530 MW. Infraštruktúra pre pripojenie oboch nových blokov do PS je už vybudovaná. Pripojenie bloku č. 3 do PS je od konca roku 2017 v prevádzke.

Nový jadrový zdroj (ďalej len „NJZ“) v lokalite Jaslovské Bohunice s celkovým inštalovaným výkonom 1 200 MW by v prípade jeho realizácie patril medzi významné perspektívne projekty slovenskej energetiky. Z pohľadu celkovej bilancie regulačnej oblasti SR by bola výstavba NJZ efektívnejšia v prípade uvažovania NJZ ako náhrady za existujúcu elektrárňu EBO V2. Súbežná prevádzka EBO V2 s NJZ by vyvolala dodatočné požiadavky v ES SR a rozsiahle investície na strane PS SR vzhľadom na veľkú kumuláciu inštalovaného výkonu takmer v jednom mieste prenosovej sústavy. Pre zabezpečenie exportu elektriny do zahraničia by museli byť výrazne posilnené dotknuté časti PS SR v smere exportu elektriny. NJZ s inštalovaným výkonom 1 200 MW by si na vymedzenom území SR vyžiadala dodatočný regulačný výkon pre prípad výpadku tohto veľkého zdroja elektriny pre zabezpečenie plnenia spoločných štandardov platných v prepojenej sústave ENTSO-E v čase pripojenia zdroja do sústavy.

Vzhľadom na avizované predĺženie životnosti EBO V2, potvrdené vykonaním konkrétnych technických a bezpečnostných opatrení v zmysle požiadaviek ÚJD, a tiež vzhľadom na potreby pokrytia očakávaného dopytu by uvedenie NJZ do prevádzky pripadalo do úvahy v časovom horizonte najskôr po roku 2035 v oboch uvedených alternatívach.

Adekvátnym zdrojom regulačného výkonu by mohla byť prečerpávací vodná elektrárň Ipeľ (PVE Ipeľ). V minulosti viackrát avizovaný projekt PVE Ipeľ s predpokladaným inštalovaným výkonom 560 MW a s týždenným cyklom prečerpávania má významný potenciál poskytovania podporných služieb a zvýšil by aj bezpečnosť a spoľahlivosť dodávok elektriny na území SR. Platnosť osvedčenia pre výstavbu tohto zariadenia na výrobu elektriny skončila 22. januára 2018.

V súčasnosti stále existuje záujem investorov o výstavbu ďalších menších fosílnych zdrojov s kombinovanou výrobou elektriny a tepla i niektorých typov OZE. Tieto zdroje by boli, vzhľadom na svoj menovitý inštalovaný výkon, pripájané do regionálnych distribučných sústav, čím by boli bližšie k miestam konečnej spotreby elektriny. Nekontrolované pripájanie decentralizovaných zdrojov elektriny do ES SR by mohlo spôsobiť nežiaduce zvyšovanie tokov elektriny na existujúcich cezhraničných vedeniach v PS, na rozhraniach PS/DS a v prípade zariadení s nestálou výrobou elektriny (FVE a VTE) by v sústave vznikli dodatočné požiadavky na zaistenie dostatočného regulačného výkonu v sústave. Z uvedených dôvodov je od roku 2010 pozastavené vydávanie súhlasných stanovísk prevádzkovateľa prenosovej sústavy pre získanie Osvedčenia pre zariadenia na výrobu elektriny vrátane OZE (ani v rozsahu ostávajúceho zvyšku Národného akčného plánu SR).

Analýza zabezpečenia dodávok elektriny v SR do roku 2030 vychádza z predpokladov prognózy spotreby elektriny a vývoja disponibilnej výroby elektriny v zariadeniach na výrobu elektriny v SR. Na základe predpokladov PPS sa v zdrojovom mixe ES SR predpokladá dostavba a uvedenie EMO 3, 4 do prevádzky, prevádzka existujúcich zdrojov vrátane PPC Malženice a rozvoj OZE podľa cieľov EÚ do roku 2030 v podmienkach SR. Prevádzkovanie uhoľných elektrární ENO B bl. 1 a 2 a EVO 1 bl. 5 a 6 bude závisieť od vývoja situácie na energetickom trhu. Očakáva sa, že disponibilná výroba elektriny bude prevyšovať predpokladanú spotrebu elektriny v SR. Veľkosť prebytku disponibilného výkonu zdrojov elektriny na území SR bude závisieť aj od rozsahu výstavby ďalších nových zdrojov elektriny v SR.

Tab. 3.2 Predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny v TWh do roku 2030

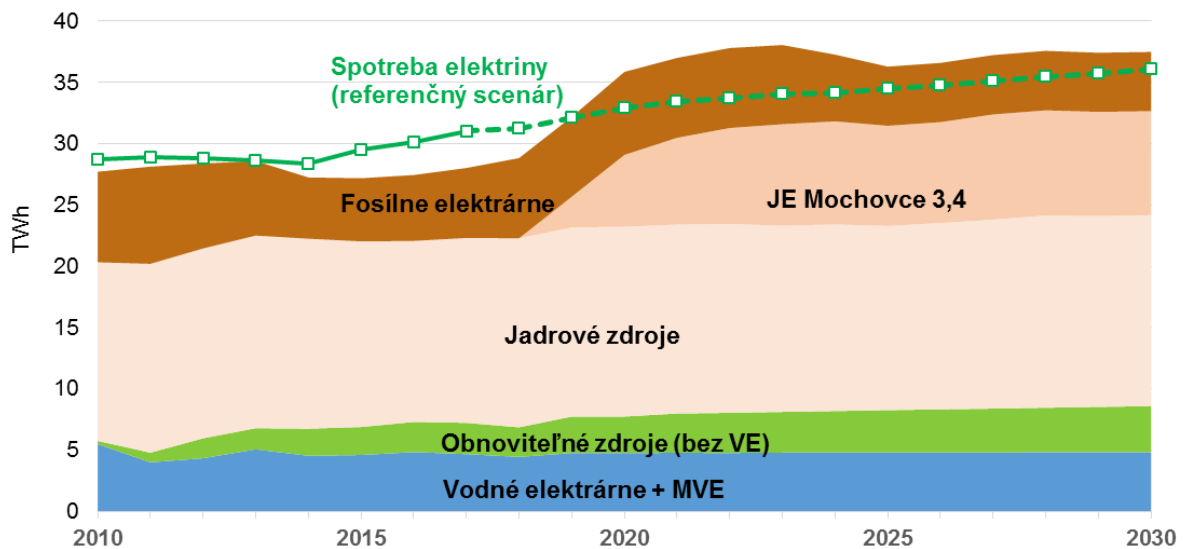
	2015	2016	2017	2018	2020	2030
Celková brutto s potreba	29,5	30,1	31,1	31,2	32,9	36,1
Celková výroba*	27,2	27,5	28,0	28,8	35,9	37,5
Bilančné saldo	-2,36	-2,64	-3,03	-2,38	2,94	1,45
Bilančné saldo (%)	-8,0%	-8,8%	-9,8%	-7,6%	8,9%	4,0%

* očakávaný vývoj = neuvažuje sa s prevádzkou PPC Bratislava v celom sledovanom období

V celom sledovanom období nie je uvažované s výrobou PPC Bratislava. Potenciálna výroba tohto zdroja je 1 TWh. Pokiaľ bude tento významný zdroj znovu uvedený do prevádzky, celková výroba SR vzrastie a s ňou úmerne aj bilančné saldo.

Z uvedeného vyplýva, že pre dosiahnutie vyrovnanej bilancie medzi spotrebou a výrobou do roku 2030, pri predpoklade dokončenia už rozostavaných výrobných kapacít a predpokladanej realizácii projektov OZE, nebude potrebná výstavba ďalších väčších zdrojov.

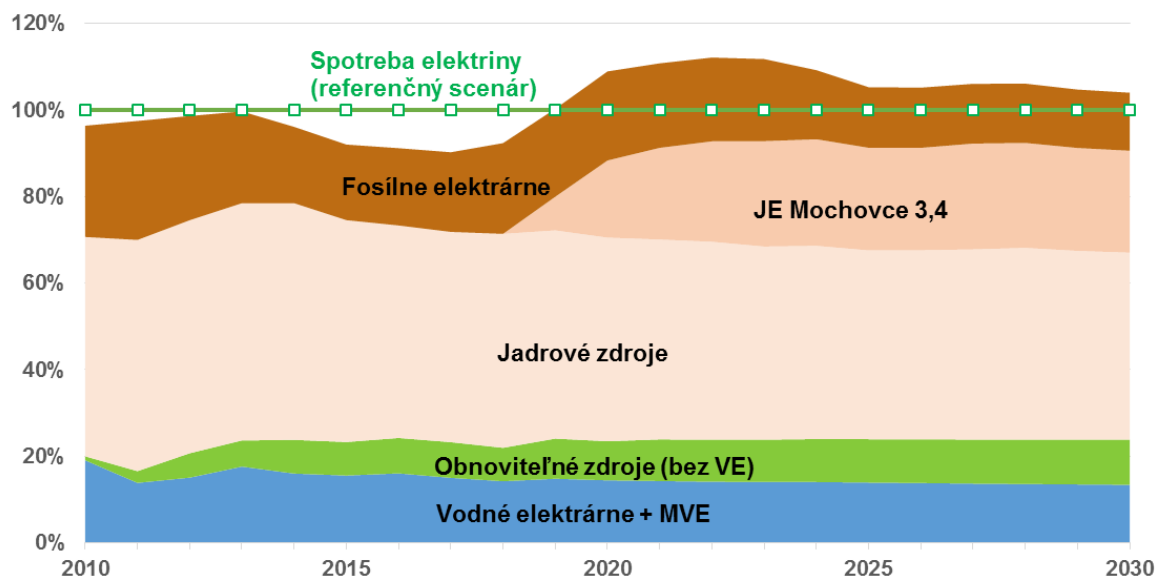
SR má už v súčasnosti podiel bezuhlíkovej výroby elektriny na úrovni 71,5 % celkovej spotreby elektriny. Podiel bezuhlíkových technológií v roku 2025 na predpokladanej spotrebe elektriny v SR môže po dostavbe EMO 3, 4 a dosiahnutí cieľov stanovených v Národnom akčnom pláne výroby elektriny z OZE dosiahnuť 91,3 %.



Obr. 3.2 Prognóza vývoja spotreby elektriny a jej pokrývania disponibilnou výrobou elektriny podľa očakávaného vývoja do roku 2030

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

	2010	2015	2016	2017	2018	2020	2030
Bezuhlíkové technológie	70,7%	74,6%	73,3%	71,9%	71,4%	88,4%	90,6%
z toho: OZE vrátane VE	20,0%	23,3%	24,3%	23,3%	22,0%	23,5%	23,8%
z toho: Jadrové elektrárne	50,7%	51,3%	49,1%	48,6%	49,4%	64,8%	66,8%
Fosílna elektrárne	25,7%	17,4%	17,9%	18,4%	21,0%	20,6%	13,4%
Spolu	96,4%	92,0%	91,2%	90,2%	92,4%	108,9%	104,0%



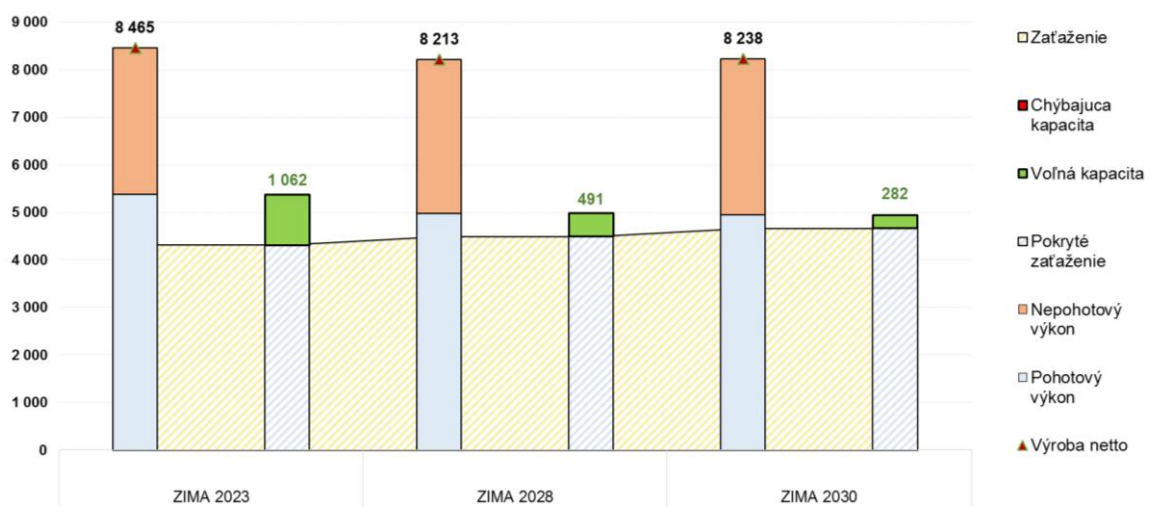
Obr. 3.3 Prognóza vývoja podielu disponibilnej výroby elektriny na spotrebe elektriny SR v %

Dôležitým aspektom pri rozvoji zdrojovej základne je zabezpečenie zdrojovej dostatočnosti, tzn. zabezpečenie optimálneho zdrojového mixu pre spoľahlivé a bezpečné prevádzkovanie sústavy v dlhodobom horizonte. Technický a ekonomický spôsob prevádzky zdrojov elektriny v ES SR vzhľadom na ich povahu a regulačné možnosti výrazne ovplyvňuje prevádzku systému. Napríklad

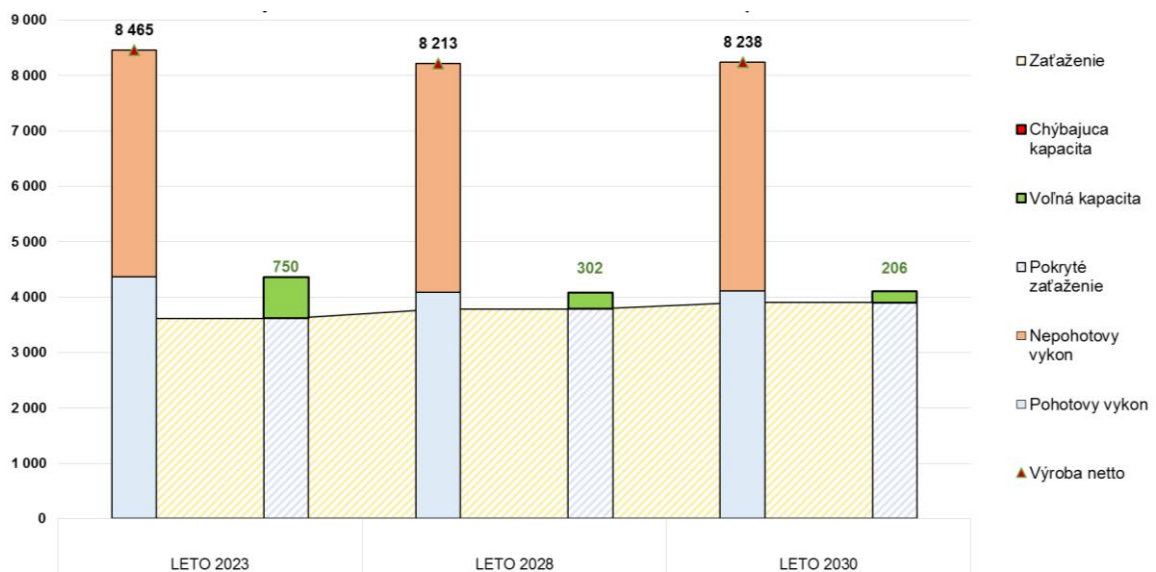
jadrové zdroje svojou povahou majú obmedzené regulačné schopnosti a taktiež nie je možné uvažovať s využitím OZE pri regulácii sústavy a riešení krízových stavov.

Pre kvantifikáciu tejto problematiky bola spracovaná analýza zdrojovej dostatočnosti v zmysle deterministickej metodiky hodnotenia zdrojovej dostatočnosti ENTSO-E pre zimné a letné maximum časových horizontov 2023, 2028 a 2030 pre očakávaný vývoj bilancie výroby a spotreby elektriny v ES SR. Výsledky sú znázornené v grafoch na obr. 3.4 a obr. 3.5.

Z uvedeného deterministického hodnotenia zdrojovej dostatočnosti vyplýva, že pri vyššie uvedenom očakávanom vývoji spotreby a disponibilnej výroby elektriny v SR bude sústava z hľadiska zabezpečenia silovej elektriny bezpečná, resp. v sústave bude za normálnych podmienok v uvedených časových horizontoch dostatok výkonu pre pokrytie očakávaných špičiek zaťaženia (v grafoch označené zelenou farbou). V prípade neprevádzkovania fosílnych zdrojov elektriny, ENO B bl. 1 a 2, EVO 1 bl. 5 a 6 a tiež za predpokladu neprevádzkovania EMO 3, 4, môže do roku 2030 chýbať v ES SR výkon pre pokrytie očakávaného zaťaženia až do výšky 730 MW.



Obr. 3.4 Zdrojová dostatočnosť ES SR v zimnom maxime rokov 2023, 2028 a 2030 – očakávaný scenár



Obr. 3.5 Zdrojová dostatočnosť ES SR v letnom maxime rokov 2023, 2028 a 2030 - očakávaný scenár

Z pohľadu zabezpečenia disponibilnosti požadovaného výkonu pre PpS bude v uvedenom období situácia priaznivá len v prípade súčasného prevádzkovania fosílnych zdrojov elektriny ENO B bl. 1 a 2, EVO 1 bl. 5 a 6, PPC Malženice a PPC Bratislava. V prípade odstavenia, resp. neprevádzkovania uvedených tepelných alebo paroplynových elektrární môže pre zabezpečenie SRV v sústave chýbať disponibilný výkon v rozmedzí 17 – 26 %, v krajnom prípade pri neprevádzkovaní ani jednej z uvedených elektrární až 43 % požadovaného výkonu. Pri neprevádzkovaní uvedených PPC môže navyše chýbať cca 5 % disponibilného výkonu v TRV10MIN+ (v krajnom prípade až 13 %). Identifikovaný deficit disponibilnosti PpS v súvislosti s potenciálnym rizikom zaistenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR bude potrebné riešiť vhodnými opatreniami v dostatočnom časovom predstihu.

4 INVESTIČNÉ ZÁMERY PREVÁDZKOVATEĽA PRENOSOVEJ SÚSTAVY NA NASLEDUJÚCICH 10 ROKOV

Rozvoj PS SR je po rozhodnutí o postupnom útlme prevádzky 220 kV sústavy zameraný z pohľadu prenosovej infraštruktúry (vedenia a transformácia PS/DS) predovšetkým 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, kedy už budú na hranici svojej technickej a morálnej životnosti, alebo za ňou.

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, okolo roku 2035 aj nový jadrový zdroj), čo má, resp. bude mať vplyv na zaťažovanie cezhraničných profilov exportnými tokmi. Rozširovanie a s tým spojené posilňovanie 400 kV PS, je okrem už vyššie spomenutého postupného útlmu 220 kV PS podmienené taktiež nemenej dôležitými vplyvmi, či už v podobe existujúcich investičných zámerov, ako aj potenciálne nových užívateľov 400 kV PS alebo nepriamo vplývajúcich podnetov zo strany nižších napät'ových úrovní jednotlivých distribučných sústav (predovšetkým z pohľadu decentralizovanej výroby), a taktiež vonkajšími vplyvmi akými sú napríklad tranzitné toky typicky smerujúce zo severu na juh. Prevádzkovateľ PS musí neustále na tieto vplyvy pružne reagovať, čo z pohľadu rozvojových zámerov prevádzkovateľa PS vyúsťuje k nevyhnutnému plánovaniu a realizácii ako vnútroštátnych, tak aj cezhraničných investičných projektov.

Nasledujúce informácie o investičných zámeroch prevádzkovateľa PS vychádzajú z Desaťročného plánu rozvoja prenosovej sústavy na roky 2018 - 2027, ktorý je uverejnený na webovom sídle SEPS www.sepsas.sk a tiež z aktuálneho stavu jednotlivých investičných projektov. Informácie o vybraných projektoch SEPS sú dostupné aj v dokumente Ten Year Network Development Plan ENTSO-E, ktorého aktuálna verzia je dostupná na odkaze <http://tyndp.entsoe.eu/>.

4.1 Vnútroštátne investičné zábery prevádzkovateľa PS

K hlavným investičným zámerom prevádzkovateľa PS vytýčeným v minulých rokoch 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 napät'ovej hladiny 220 kV na 400 kV v elektrickej stanici Bystričany a rozbiehajú sa práce na elektrickej stanici 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 napät'ovej 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. Vzhľadom na technický stav rozvodne 220 kV v ESt Sučany je vo fáze prípravy realizácie jej obnovy, a to s cieľom udržať spoľahlivé napájanie odberateľa OFZ, a.s. a SSD, a.s.

Pokiaľ nenastanú nepredvídateľné ťažkosti pri realizácii investičného plánu SEPS, tak po roku 2030 by mali byť všetky ESt vo vlastníctve SEPS prevádzkované v režime diaľkového riadenia. V tejto súvislosti je potrebné spomenúť, že v súčasnosti sa rozhoduje o ESt Považská Bystrica. O jej budúcnosti bude spolu s prevádzkovateľom distribučnej sústavy SSD, a.s., rozhodnuté po vyhodnotení štúdie

realizovateľnosti transformácie 400/110 kV pre lokality Považská Bystrica a Ladce, ktorá má z uvedených dvoch určiť vhodnejšiu lokalitu, na ktorej bude realizovaná náhrada existujúcej transformácie 220/110 kV Považská Bystrica, a to v horizonte roku 2026.

Významnou investíciou v procese postupnej náhrady 220 kV sústavy v PS SR je už spomínaný prechod ESt Bystričany z transformácie 220/110 kV na transformáciu 400/110 kV. Prechod uvedenej 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.

Pre nové vedenie bude využitý koridor pôvodného 220 kV vedenia V274 Križovany – Bystričany. Jeden poťah vedenia 2x400 kV Bystričany – Križovany bude prechodne prevádzkovaný ako 220 kV vedenie Bystričany – Križovany, druhý poťah tohto vedenia bude prevádzkovaný ako 400 kV vedenie Bystričany – Križovany a v lokalite Oslany bude prerušený a zaústený do R 400 kV Horná Ždaňa. 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 západnej časti PS SR plánuje SEPS dva významné investičné projekty. Prvým je súbor stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“ v nasledujúcom rozsahu:

- rozvodňa 400 kV Senica – náhrada R 220 kV na R 400 kV,
- transformácia 400/110 kV Senica,
- zaslučkovanie vedenia V424 do R 400 kV v ESt Senica.

Potreba novej transformácie 400/110 kV vzišla zo štúdie vypracovanej spolu s distribučnou spoločnosťou ZSD, a.s. ktorá tiež požiadala o navýšenie transformačného výkonu v ESt Senica.

Prechod na úroveň 400 kV v tejto ESt sa zabezpečí výstavbou novej rozvodne 400 kV v rozsahu piatich polí, zaslučovaním existujúceho 400 kV vedenia V424 (Križovany – Sokolnice) do novej 400 kV rozvodne a vybudovaním novej transformácie 400/110 kV, 350 MVA. Zároveň, výstavbou R 400 kV Senica dôjde k likvidácii existujúcej R 220 kV Senica. Súbor stavieb je v časti, týkajúcej sa novej rozvodne a novej transformácie vo fáze prípravy obstarávania a v časti pripojovacieho vedenia je vo fáze projektových a inžinierskych prác.

Druhým v poradí je investičný projekt „Prechod rozvodne 400 kV Podunajské Biskupice na rozvodňu nového typu“. V rámci uvedeného investičného projektu už prebiehajú súbežne dve akcie. Prvou je prechod 400 kV časti ESt Podunajské Biskupice z režimu diaľkového ovládania na režim bezobslužnej prevádzky v diaľkovom riadení. Súčasťou tejto časti investičnej akcie spojenej s prechodom na diaľkové riadenie je taktiež aj prechod existujúcej R 400 kV Podunajské Biskupice na nový typ rozvodne s rúrovými prípojnicami a šírkou polí 18 m.

V apríli 2018 bol v rámci tohto investičného projektu (IPR) uvedený do prevádzky vymenený existujúci transformátor T404 (400/110 kV, 250 MVA) za nový transformátor 400/110 kV, 350 MVA. Výmena transformátora T404 bola vyvolaná požiadavkou distribučnej spoločnosti ZSD, a.s., na zvýšenie transformačného výkonu v odbernom mieste Podunajské Biskupice.

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 posilnením kompenzačného výkonu v súvisiacich staniaciach. Prioritné je vybudovanie kompenzácie (2x45 MVA) v terciárnom vinutí transformátorov T401 a T402 Liptovská Mara. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2021. Ďalším významným projektom je „Výmena transformátora T401, inštalácia kompenzačných tlmiviek v ESt Varín“. V rámci tohto IPR bude vymenený existujúci transformátor T401 za nový s menovitým výkonom 350 MVA. K jeho terciárnemu vinutiu budú prostredníctvom terciárnej rozvodne pripojené kompenzačné tlmivky tiež s výkonom 2x45 MVA. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2023. Ďalej bude realizovaný prechod tejto stanice na diaľkové riadenie s predpokladaným termínom ukončenia v roku 2028. V tejto časti PS sa ešte plánuje výmena transformátorov T401 a T402 v ESt Liptovská Mara a prechod stanice na diaľkové riadenie v horizonte roku 2032.

Dôležitým zámerom z pohľadu spoľahlivosti zásobovania veľkoodberateľa elektriny, spoločnosti OFZ, a.s., ktorá je priamym odberateľom elektriny z PS, je realizácia transformácie 400/110 kV, 350 MVA, prechod stanice na diaľkové riadenie, nová R 110 kV a rekonštrukcia R 400 kV v ESt Sučany. Tento rozsiahly investičný projekt umožní SEPS postupne zlikvidovať 220 kV vedenie V273 (vrátane súvisiacich zariadení v ESt Lemešany) pri súčasnom dodržaní kvality a spoľahlivosti dodávok elektriny pre OFZ, a.s. Súčasťou tohto projektu bude aj posilnenie kompenzačných zariadení v ESt Sučany z celkového kompenzačného výkonu 150 MVA (v čase spustenia projektu⁵) na 180 MVA.

Vo východnej časti PS SR prebieha 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 vymenia za nové s menovitým výkonom 250 MVA.

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 Ždaňa⁶,
- výmena T403 v ESt Rimavská Sobota.

4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS

Prioritnými cezhraničnými projektmi, ktoré SEPS v súčasnosti pripravuje, sú projekty výstavby prenosových vedení do Maďarska, ktoré majú aj štatút projektov spoločného významu (PCI – Project of Common Interest). 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 na strane SR jedným poťahom.

V súvislosti s výstavbou uvedených cezhraničných vedení bola 1.3.2017 podpísaná zmluva o výstavbe medzi prevádzkovateľmi prenosových sústav SR a Maďarska, medzi spoločnosťami SEPS a MAVIR (ďalej len „Zmluva“). V júni 2018 podpísali SEPS a MAVIR dodatok k Zmluve, ktorého predmetom je definovanie základných technických parametrov pripravovaných nových vedení a aktualizovaný časový harmonogram ich realizácie. SEPS získala na projekčné a inžinierske práce

⁵ V roku 2019 dôjde k zvýšeniu kompenzačného výkonu v ESt Sučany zo 120 MVA na 150 MVA v rámci samostatnej investičnej akcie.

⁶ 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.

finančný príspevok z nástroja Európskej únie „Spájame Európu“. Plánovaný termín uvedenia týchto nových vedení do prevádzky je koniec roka 2020.

Na českom profile je v období rokov 2024 - 2025 naplánovaná obnova cezhraničného vedenia V404 Varín (SK) – Nošovice (CZ). Tento projekt je vo fáze prípravy inžinierskych a projektových činností. Vyššie spomínaná likvidácia prenosovej sústavy na napäťovej hladine 220 kV sa v budúcnosti dotkne aj existujúcich cezhraničných vedení 220 kV (V270 a V280) na slovensko – českom profile. Možný pokles prenosovej kapacity na profile SK - CZ z dôvodu postupnej likvidácie 220 kV cezhraničných vedení však bude čiastočne kompenzovaný zvýšením prenosovej schopnosti vedenia V404 v rámci jeho obnovy.

Rokovania s rakúskym prevádzkovateľom PS v súčasnosti neprebiehajú, nakoľko sa ani v dlhodobom horizonte neuvažuje so vzájomným prepojením PS SR a Rakúska.

V roku 2017 došlo k obnoveniu komunikácie s prevádzkovateľom PS na Ukrajine, spoločnosťou NPC „Ukrenergo“. V júni 2017 bolo podpísané Memorandum o porozumení o zámere oboch prevádzkovateľov posilniť existujúce cezhraničné vedenie Veľké Kapušany (SK) – Mukačevo (UA). Spolupráca medzi SEPS a NPC „Ukrenergo“ by mala byť v zmysle tohto Memoranda následne konkretizovaná formou zmluvy o spolupráci. V súčasnosti sa spracováva spoločná štúdia SEPS a NPC „Ukrenergo“, závery ktorej určia rozsah potreby posilnenia existujúceho SK – UA cezhraničného vedenia a rozsah spomínanej zmluvy. V súčasnosti je možné skonštatovať, že na základe úprav NPC „Ukrenergo“ v R 400 kV Mukačevo (zvýšenie menovitého prevodu prístrojového transformátora prúdu, z dôvodu výmeny niektorých zastaraných zariadení v rozvodni), došlo v priebehu mája 2018 k zvýšeniu dovolenej prúdovej zaťažiteľnosti vedenia Veľké Kapušany (SK) – Mukačevo (UA) zo súčasných 1200 A (limit PTP v ESt Mukačevo) na 1609 A (limit samotný vodič) v letnom období a 2000 A (limit hlavná prípojnica a prístrojové vybavenie v ESt Mukačevo) v zimnom období. Túto skutočnosť oficiálne potvrdili zástupcovia NPC „Ukrenergo“ listom zo dňa 21.05.2018. Vplyv zvýšenia hodnoty maximálnej dovolenej prúdovej zaťažiteľnosti cezhraničného SK-UA vedenia na hodnoty obchodovateľných prenosových kapacít na SK-UA profile je v súčasnosti analyzovaný oboma PPS.

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“. Prevádzková bezpečnosť plní požiadavky na prenos elektriny a je kontrolovaná v každej etape prípravy prevádzky, a to ročnej, mesačnej, týždennej a dennej. Uvoľňovanie zariadení PS z prevádzky 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 jej náhle preťaženie, prevádzkovateľ PS s cieľom odstrániť preťaženie v zmysle § 21 Vyhlášky ÚRSO č. 24/2013 Z. z. novelizovanou Vyhláškami ÚRSO č. 423/2013 Z. z. 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 rámci regionálnej skupiny RG CE (Regional Group Continental Europe) pod výborom pre riadenie prevádzky (System Operation Committee) združenia európskych prevádzkovateľov prenosových sústav (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 a výpočtov skratových pomerov, nastavenie ochrán, optimalizácia vypínacieho plánu, pravidelná údržba prenosových zariadení a spracovanie opatrení na riešenie havarijných situácií. Ďalej sú to opatrenia proti šíreniu veľkých systémových porúch a opatrenia na elimináciu dôsledkov po vzniku veľkých systémových porúch (tzv. Defence Plan), 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 charakteristík a automatickej regulácie napätia.

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

- 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 Hz (1. stupeň). Pri poklese frekvencie pod 49 Hz dochádza k ďalšiemu vypínaniu spotreby v sústave pri jednotlivých hladinách frekvencie odstupňovaných od seba o 300 mHz. Frekvenčný vypínací plán je uvedený v tab. 5.1 a je

detailne rozpracovaný v TP SEPS, dokument D „Bezpečnosť a kvalita prevádzky PS, časť D4, kap. 4.1.2.“

Tab. 5.1 Frekvenčný vypínací plán na rok 2018

Stupne vypínania	Prahová frekvencia	Vypínaná časť zaťaženia v PS SR
1.stupeň	49,0 Hz	11,24 %
2.stupeň	48,7 Hz	10,28 %
3.stupeň	48,4 Hz	11,70 %
4.stupeň	48,1 Hz	15,13 %
Spolu vo všetkých stupňoch	49,0 – 48,1 Hz	48,35 %

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.

Prevádzkovateľ elektroenergetického zariadenia a príslušný dispečing zodpovedá za prijatie opatrení zameraných na predchádzanie stavu núdze a za riešenie stavov núdze. 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.

Plánovanie a príprava prevádzky ES sa člení na:

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

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:

- **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,
- **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.

5.3 Nápravné opatrenia v zmysle Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E

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 Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E⁷ 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) redispečing,
- e) protiobchod,
- f) zníženie kapacít na cezhraničných profiloch,
- g) obmedzenie spotreby (realizácia obmedzenia spotreby v ES SR je možná až po vyhlásení stavu núdze v ES SR).

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 posúdení momentálnej situácie v ES, dopadov na bezpečnosť prevádzky sústavy, plnení medzinárodných záväzkov a ekonomických dopadov na SEPS.

5.4 Vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz

Vykonávanie bezpečnostných analýz ustáleného chodu sústavy deň vopred (DACF) a v rámci dňa (IDCF) je jednou zo základných povinností prevádzkovateľov prenosových sústav, ktorá je požadovaná nie len platnou Prevádzkovou príručkou RG CE ENTSO-E 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 Policy 4 Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E prišla do platnosti

⁷ <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>

povinnosť pre prevádzkovateľov prenosových sústav týkajúca sa poskytovania modelov sústavy, vykonávanie bezpečnostných analýz a koordinácie nápravných opatrení aj v rámci IDCF.

Pre splnenie predmetných povinností ako aj poskytnutie čo najpresnejších informácií pre zvýšenie spoľahlivosti prevádzky sústavy, je nevyhnutný robustný automatizovaný systém spoločný pre všetkých prevádzkovateľov PS v regióne. Z uvedeného dôvodu bola od októbra 2016 spustená v spolupráci so spoločnosťou TSCNET Services GmbH testovacia prevádzka modulu pre vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz s názvom „AMICA“, ktorá bežala aj počas roka 2017. Modul umožňuje výpočet kontingenčnej analýzy, aplikáciu nápravných opatrení a generovanie výstupných správ z procesu tak z DACF, ako aj z IDCF. Koordinácia nápravných opatrení, ktorých vplyv bol overený výpočtom v module, prebieha na pravidelnej dennej video resp. telekonferencii (DOPT), ktorá môže byť organizovaná v prípade potreby aj v rámci dňa (iDOPT).

Z dôvodu ukončenia testovacej prevádzky ako aj splnenia ďalších povinností vyplývajúcich zo spomínaných predpisov začal PPS v druhej polovici roka 2017 rokovania so spoločnosťou TSCNET Services GmbH, ktorá by mala byť jedným z regionálnych koordinátorov bezpečnosti, o možnom plnom členstve resp. uzatvorení servisnej zmluvy. Predpokladá sa, že tieto rokovania by mali byť ukončené v priebehu roka 2018.

6 OPATRENIA NA KRYTIE ŠPIČKOVÉHO DOPYTU A RIEŠENIE VÝPADKOV V ELEKTRIZAČNEJ SÚSTAVY 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 zdrojov 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 Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E,
- spresnené 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 zdrojov (ES SR).

Jednotlivé PpS sa zabezpečujú v rámci 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 (EB GL) a 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 elektrární.

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

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

Všetky postupy pre riadenie cezhraničných prenosov, koordináciu vypínacích plánov spojovacích vedení, určovanie kapacít na spojovacích vedeniach, kontrolu a riadenie preťaženia sú v súlade s Prevádzkovou príručkou RG CE ENTSO-E, Technickými podmienkami a Prevádzkovým poriadkom prevádzkovateľa PS. Pridelovanie prenosových kapacít na spojovacích vedeniach sa určuje na základe výpočtov prenosových kapacít so susediacimi prevádzkovateľmi PS a následného vzájomného odsúhlasenia, pričom platí menšia hodnota. Hodnoty prenosových kapacít sa určujú pre ročnú, mesačnú a dennú prípravu prevádzky. Pridelovanie kapacít sa vykonáva na základe bilaterálnych a multilaterálnych dohôd medzi prevádzkovateľmi PS. V prípade vypnutia prenosových prvkov sa určený objem cezhraničnej prenosovej kapacity prispôbuje technickým podmienkam v sústave. Proces pridelenia prenosových kapacít je popísaný v kapitole 2.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR.

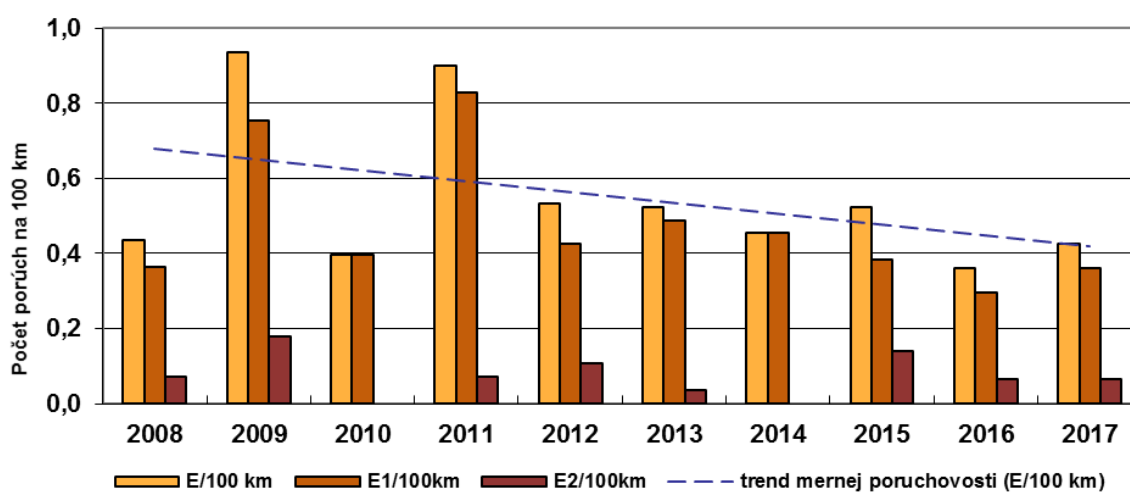
7 KVALITA PRENOSU A ÚROVEŇ ÚDRŽBY PRENOSOVEJ SÚSTAVY

Vyhodnotenie štandardov kvality SEPS za rok 2017 v zmysle §11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. je zverejnené na webovom sídle prevádzkovateľa PS SR (ďalej len „Vyhodnotenie štandardov kvality SEPS“)⁸.

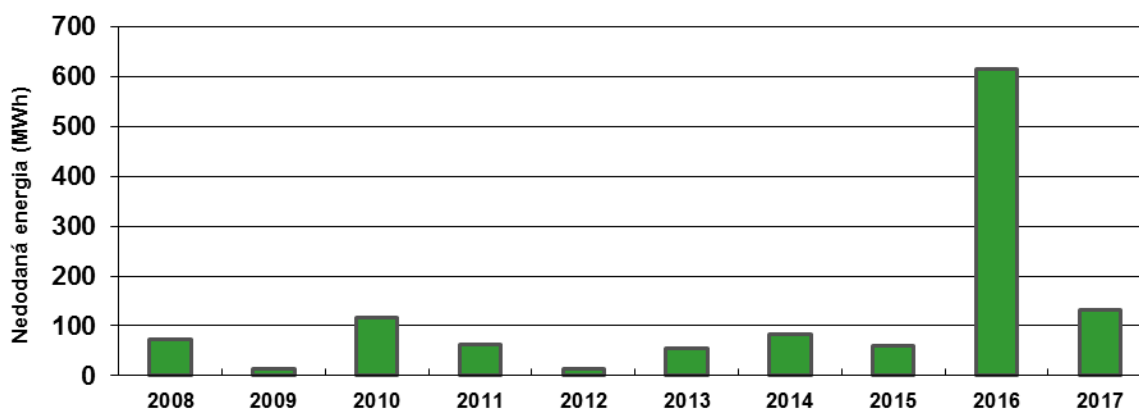
7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu

V roku 2017 bolo na zariadeniach prevádzkovateľa PS zaevidovaných celkom 13 poruchových vypnutí. Z toho 11 typu E1 – bez poškodenia zariadenia a 2 poruchy typu E2 – s poškodením zariadenia. Pri všetkých poruchách došlo k obmedzeniu dodávky elektrickej energie zo strany prevádzkovateľa PS vo výške 133 MWh.

Vývoj mernej poruchovosti zariadení PS a nedodanej elektriny prevádzkovateľom PS v období 2008 – 2017 je uvedený v grafoch na nasledujúcich obrázkoch.



Obr. 7.1 Vývoj mernej poruchovosti v prenosovej sústave SR za roky 2007 až 2017



Obr. 7.2 Vývoj nedodanej elektriny v prenosovej sústave SR za roky 2007 až 2017

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).

⁸ http://www.sepsas.sk/Dokumenty/StandKvality/2018/02/Standardy_kvality_2017_podla_Vyhlasky_236_2016.pdf

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

Súčasne sa kladie dôraz aj na koordináciu vypínacích plánov zariadení SEPS s prevádzkovateľmi 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 2017 nebolo v SEPS evidované žiadne podanie užívateľa PS na nedodržanie kvality prenosu elektriny, a teda v roku 2017 nedošlo zo strany PPS k žiadnemu porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov štandardov kvality. V roku 2017 sa realizoval systém merania a vyhodnocovania kvality elektriny v PS v súlade s Technickými podmienkami SEPS. Celková úroveň kvality elektriny v prenosovej sústave je na vysokej úrovni, nakoľko až 97,37 % z celkového množstva meraných vzoriek je v súlade s predpísanými limitnými hodnotami kvality elektriny. Oproti roku 2016 došlo k zlepšeniu dodržiavania kvalitatívnych parametrov o 0,44 %, čo v absolútnych hodnotách predstavuje o 98 prekročení menej.

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

V oblasti zabezpečovania bezpečnej a spoľahlivej dodávky elektriny odberateľom a v oblasti plnenia kritérií a odporúčaní ENTSO-E boli v uplynulom období vykázané dobré výsledky a to aj napriek hrozbám vyplývajúcich z dôsledkov liberalizácie trhu a rozvoja nepredikovateľnej výroby na báze obnoviteľných zdrojov. Na základe toho je potrebné v nasledujúcich rokoch venovať zvýšenú pozornosť koordinovanému rozvoju ES SR tak, aby bola schopná reagovať na nasledujúce skutočnosti:

- veľký význam PS SR v rámci spolupráce členských krajín EÚ/ENTSO-E a s tým súvisiaca nevyhnutnosť budovania nových spojovacích a nadväzujúcich vnútorných vedení PS,
- zvyšujúca sa intenzita obchodných aktivít na liberalizovanom trhu s elektrinou a jej vplyv na prvky PS SR, ako aj na jej prevádzku,
- rozvoj trhu s podpornými službami a možnosť obstarávať niektoré typy podporných služieb aj z iných regulačných oblastí,
- zložitá a nedoriešená situácia v oblasti tranzitných a kruhových tokov, dôsledkom čoho je ťažko predvídateľný vývoj v oblasti alokácie prenosových kapacít,
- zmeny smerovania niektorých štátov EÚ v oblasti elektroenergetiky a ich prístupu k vlastným národným energetickým politikám, ktoré majú presah na okolité štáty,
- napĺňanie stanovených cieľov EÚ v oblasti elektroenergetiky a ochrany klímy a zvyšovanie úrovne prepojenosti sústav vzhľadom na budovanie energetickej únie,
- implementácia nových spoločných európskych sieťových predpisov v oblasti synchronnej prevádzky prenosových sústav a cezhraničného obchodovania a z toho vyplývajúce závažné riziká najmä pri zabezpečovaní PpS,
- zvyšovanie požiadaviek na bezpečnosť a kvalitu dodávok elektriny pre všetky kategórie odberateľov a jej sledovanie pomocou zavádzaných ukazovateľov,
- morálna a fyzická zastaranosť viacerých energetických zariadení PS SR a potreba ich obnovy s reflektovaním najnovších trendov v oblasti zariadení prenosových sústav,
- nedostatok inštalovaného výkonu flexibilných zdrojov elektriny na území SR, ktorý ovplyvňuje aj spoľahlivostné parametre prevádzky elektrizačnej sústavy,
- pretrvávajúci záujem o výstavbu podporovaných obnoviteľných zdrojov elektriny na území SR, ktoré na rozdiel od ostatných zdrojov elektriny vyvolávajú (predovšetkým FVE a VTE) potrebu na dodatočné objemy podporných služieb,
- výstavba nových strategických zdrojov elektriny a rozvoj distribuovaných zdrojov elektriny na území SR.

Postupné odstavovanie zastaraných fosílnych zdrojov elektriny v regulačnej oblasti SR spôsobuje úbytok regulačného výkonu pre prevádzku PS SR, čoho výsledkom je nenapĺňanie požadovaného objemu PpS v niektorých mesiacoch roka. Náhrada za odstavované zdroje by mala byť primeraná, tzn. v prípade ukončenia prevádzky regulovateľného zdroja je potrebné ho nahradiť technológiou výrobného zariadenia schopnou flexibilne meniť hodnotu dodávaného výkonu podľa potrieb sústavy. Adekvátnu náhradu za odstavené regulovateľné elektrárne nepredstavujú ani bloky 3 a 4 JE Mochovce. Vzhľadom na pretrvávajúce riziká zaistenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR z pohľadu krytia špičkového dopytu ES SR a riešenia výpadkov je do budúcnosti potrebné koordinovať spoluprácu a prijať riešenia a to aj napriek ohlásenému nábehu elektrárne PPC Malženice.

Nedostatok regulačného výkonu bude mať vplyv aj na ďalší rozvoj distribuovanej výroby elektriny, konkrétne obnoviteľných zdrojov energie, ktoré vyvolávajú potrebu dodatočných objemov podporných služieb (FVE, VTE).

Zmeny v problematike pridelovania prenosových kapacít na cezhraničných profiloch v rámci ENTSO-E, ktoré vyplývajú z nariadenia CACM (uvedené v kapitole 2.4), zasahujú priamo alebo nepriamo celý elektroenergetický sektor a kladú zvýšené nároky na koordináciu najmä medzi prevádzkovateľmi prenosových sústav, národnými regulačnými orgánmi, operátormi trhov s elektrinou, účastníkmi trhu, inštitúciami ako ACER, ENTSO-E ale aj radom nových entít, ktorých existenciu predpokladá samotné Nariadenie. Podľa pomerne ambiciózných termínov je celkové ukončenie implementačného procesu CACM stanovené na koniec roka 2018.

S cieľom napĺňania povinností vyplývajúcich z legislatívy SR a EÚ, záväzkov v združení prevádzkovateľov prenosových sústav ENTSO-E a ďalších výziev v oblasti elektroenergetiky, je potrebné naďalej prehľbovať spoluprácu všetkých účastníkov trhu s elektrinou na Slovensku.

ZOZNAM POUŽITÝCH SKRATIEK

4M MC	4M Market Coupling medzi Českou republikou, Slovenskom, Maďarskom a Rumunskom
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BIDSF	Bohunice International Decommissioning Support Fund
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management Guideline
CAO	Central Allocations Office GmbH
CASC.EU	Capacity Allocation Service Company.EU
CCR	Capacity Calculation Region
CORE	Región pre koordinovaný výpočet prenosových kapacít
CZ	Česká republika, medzinárodné označenie
ČEPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Českej republike
D	Deň
DAFC	Day-Ahead Congestion Forecast
DE	Nemecko
DECE	Decentralizované zdroje elektriny do DS
DOPT	Daily Operational Planning Teleconference
DS	Distribučná sústava
DT	Denný trh
EAS	ENTSO-E Awareness System
EB GL	Electricity Balancing Guideline
EBO	Elektrárň Jaslovské Bohunice
EMO	Elektrárň Mochovce
ENO	Elektrárň Nováky
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERÚ	Energetický regulačný úrad v Českej republike
ES	Elektrizačná sústava
ESt	Elektrická stanica
EÚ	Európska únia
EVO	Elektrárň Vojany
FCA	Forward Capacity Allocation
FCFS	First Comes First Served
FVE	Fotovoltická elektrárň
GCC	Grid Control Cooperation
HDP	Hrubý domáci produkt
HU	Maďarsko, medzinárodné označenie
IDFC	Intraday Congestion Forecast
iDOPT	intraDay Operational Planning Teleconference
IPR	Investičný projekt
JAO	Joint Allocation Office S.A.
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
OFZ	Oravské ferozliatinové závody, a.s.
OKTE	Organizátor krátkodobého trhu s elektrinou
OZE	Obnoviteľné zdroje energie
PDS	Prevádzkovateľ distribučnej siete
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
PST	Phase Shifting Transformer
PTP	Prístrojový transformátor prúdu
PVE	Prečerpávacia vodná elektráreň
R	Rozvodňa
RAAS	Real time Awareness and Alarm
RE	Regulačná elektrina
RG CE	Regional Group Continental Europe
RO	Rumunsko, medzinárodné označenie
SE	Slovenské elektrárne, a.s.
SED	Slovenský elektroenergetický dispečing
SEPS	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.
SK	Slovensko, medzinárodné označenie
SR	Slovenská republika
SRV	Sekundárna regulácia výkonu
SSD	Stredoslovenská distribučná, a.s.
T	Transformátor
TE	Tepelná elektráreň
TP	Technické podmienky
TRM	Transmission Reliability Margin
TRV	Terciárna regulácia výkonu
UA	Ukrajina, medzinárodné označenie
UIOSI	Use-it-or-sell-it
ÚRSO	Úrad pre reguláciu sieťových odvetví
V	Vedenie
VTE	Veterná elektráreň
WPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy na Ukrajine
ZNO	Zníženie odoberaného výkonu
ZSD	Západoslovenská distribučná, a.s.
ZVO	Zvýšenie odoberaného výkonu